

POROČILO O STANJU
NA PODROČJU ENERGETIKE
V SLOVENIJI



2025



POROČILO O STANJU
NA PODROČJU ENERGETIKE
V SLOVENIJI

2025

Kazalo

ELEKTRIČNA ENERGIJA

Elektroenergetska bilanca	10
Prezem in oddaja električne energije v sistemu	10
Izgube električne energije na elektroenergetskem sistemu	20
Proizvodnja električne energije	21
Poraba električne energije	24
Pokritost porabe z domačo proizvodnjo	26
Odjemalci na elektroenergetskem sistemu	28
Obnovljivi viri energije	32
Delež obnovljivih virov v bruto končni porabi energije	32
Delež obnovljivih virov v sektorju električna energija	33
Proizvodnja iz obnovljivih virov	34
Ukrepi za spodbujanje proizvodnje iz obnovljivih virov	35
Podporna shema OVE in SPTE	36
Samooskrba z električno energijo iz OVE	42
Reguliranje omrežnih dejavnosti	45
Ločitev dejavnosti	45
Tehnične storitve operaterjev	45
Zagotavljanje sistemskih storitev	45
Kakovost oskrbe	47
Večletni razvoj elektroenergetskega omrežja	56
ŠTUDIJA PRIMERA	
Učinkovitost naložb v pametna omrežja na podlagi KPI	67
ŠTUDIJA PRIMERA	
Prvič zaznani zaskrbljujoči kibernetični incidenti na področju OVE	90
Omrežnina za prenosni in distribucijski sistem električne energije	92
Določitev omrežnine	92
Regulativno obdobje od 1. januarja 2024 do 31. decembra 2028	92
Regulativno leto od 1. januarja 2024 do 31. decembra 2024	94

10

10

10

20

21

24

26

28

32

32

33

34

35

36

42

45

45

45

45

45

47

47

56

67

90

92

92

92

92

92

92

92

92

94

Regulativno leto od 1. januarja do 31. decembra 2025

95

Obračunavanje omrežnine

96

ŠTUDIJA PRIMERA

Vpliv energije, oddane v omrežje, na metodologijo obračunavanja omrežnine

99

Dodeljevanje in uporaba medobmočnih prenosnih zmogljivosti

104

Delovanje trgov in izidi za odjemalce

106

Delovanje veleprodajnega trga in celovitost trga

106

 Cene električne energije

106

 Preglednost veleprodajnega trga

126

 Učinkovitost trga

130

 Bilančni obračun

142

 Maloprodajni trg

145

 Cene

146

ŠTUDIJA PRIMERA

Učinkovitost cenovnih signalov za spodbujanje potenciala implicitne prožnosti pri gospodinjskih odjemalcih s samooskrbo

166

 Preglednost trga

172

 Učinkovitost trga

178

 Ukrepi za spodbujanje konkurence

192

 Finančna odpornost in obvladovanje tveganj dobaviteljev

198

 Aktivni odjem, trg s prožnostjo ter drugi razvojni vidiki

200

 Agregacija

201

 Energetske skupnosti

207

 Medsebojna izmenjava energije (P2P trgovanje)

209

 Elektromobilnost

210

Zanesljivost oskrbe z električno energijo

215

 Spremljanje usklajenosti med proizvodnjo in porabo

216

 Spremljanje naložb v proizvodne zmogljivosti za zagotavljanje zanesljive oskrbe

217

 Ukrepi za pokrivanje konične energije in primanjkljajev električne energije

219



PLIN	224
Bilanca oskrbe s plinom	224
Prenos plina	227
Distribucija plina	231
Drugi energetski plini iz distribucijskih sistemov	237
Reguliranje omrežnih dejavnosti	240
Ločitev dejavnosti	240
Tehnične storitve operaterjev	240
Izravnavna odstopanj	240
Sekundarni trg s prenosnimi zmogljivostmi	245
Večletni razvoj plinovodnega omrežja	246
Varnost in zanesljivost obratovanja ter kakovost oskrbe	249
Omrežnina za prenosni in distribucijske sisteme plina	252
Določitev omrežnine	252
Omrežnina za prenosni sistem plina	255
Omrežnine za distribucijske sisteme plina	256
Zmogljivost na mejnih točkah	259
Delovanje trgov in izidi za odjemalce	269
Veleprodajni trg	269
Preglednost trga	272
Učinkovitost trga	272
Maloprodajni trg	275
Cene plina na maloprodajnem trgu	276
Preglednost trga	282
Učinkovitost trga	283
Ukrepi za spodbujanje konkurence	293
Zanesljivost oskrbe s plinom	293
VARSTVO ODJEMALCEV	298
Pravica do obveščenosti	298
Pravica do zasilne, nadomestne, osnovne in nujne oskrbe	299
Pravica do zasilne oskrbe za odjemalce električne energije	299
Pravica do nadomestne oskrbe za odjemalce plina	301
Pravica do osnovne oskrbe s plinom	301
Pravica do nujne oskrbe	302
Odklopi odjemalcev	303

Pravica odjemalcev do pritožbe	307
Pritožbe odjemalcev in izvensodno reševanje potrošniških sporov pri dobaviteljih električne energije in plina	307
Pritožbe odjemalcev pri operaterjih distribucijskih sistemov električne energije in plina	310
Pravica do varstva v upravnem postopku	311
Pravica do varnega in zanesljivega obratovanja sistema in kakovostne oskrbe	313
UČINKOVITA RABA ENERGIJE	316
Sistem obveznega doseganja prihrankov energije in alternativni ukrep	316
Ciljni prihranki energije zavezancev	317
Dejavnosti dobaviteljev pri doseganju ciljnega prihranka energije	318
Doseženi prihranki energije s posameznimi ukrepi	319
Prihranki energije po sektorjih	322
Prihranki energije, doseženi v okviru alternativnega ukrepa	322
Energetski pregledi	324
TOPLOTA	330
Oskrba s toploto	330
Distribucijski sistemi toplote	338
Energetsko učinkoviti sistemi toplote	342
Cena toplote	342
Reguliranje cene toplote za daljinsko ogrevanje	344
Ločitev dejavnosti	344
Pritožbe odjemalcev pri izvajalcih energetske dejavnosti oskrbe s toploto iz distribucijskih sistemov daljinskega ogrevanja	344
SEZNAM KRATIC IN OKRAJŠAV	346
KAZALO TABEL	352
KAZALO SLIK	354



MAG. DUŠKA GODINA

DIREKTORICA

UVODNA BESEDA DIREKTORICE

Agencija za energijo letos obeležuje 25 let delovanja v slovenskem in evropskem energetskega prostora in pred vami je že 25. poročilo o stanju na področju energetike. Čeprav se poročilo ozira na preteklo leto, njegova vrednost presega zgolj pregled preteklih dogodkov. S poglobljeno analizo doseženih rezultatov, prepoznanih izzivov in pridobljenih izkušenj predstavlja pomembno podlago za soočanje s prihodnjimi izzivi ter iskanje učinkovitih rešitev pri uresničevanju zastavljenih ciljev.

Petindvajset let delovanja agencije sovпада z vzpostavljanjem evropskega energetskega trga – obdobjem izjemnega razvoja in globokih sprememb. Ob popolnem odprtju trga leta 2007 smo se spraševali, ali bo trg z električno energijo in plinom zares zaživel. Težko smo si predstavljali, kako temeljito se bodo spremenile vloge in razmerja med udeleženci trga. V manj kot dveh desetletjih je trgovanje z energijo na digitalnih platformah postalo skorajda sprotno, na trgu lahko sodeluje vsak, tudi najmanjši udeleženec, električno energijo lahko proizvajamo sami in jo delimo z drugimi. To je le nekaj mejnikov, ki zaznamujejo razvoj energetskega trga v zadnjih letih.

Ob ustanovitvi agencije in odprtju trga je bila osrednja naloga zagotavljanje doslednega ločevanja omrežnih

dejavnosti od trgovanja in prodaje ter nepristranskega dostopa do omrežij. Danes se soočamo s popolnoma drugačnimi in bistveno kompleksnejši izzivi.

Do leta 2022 je energetskega sektor deloval v razmeroma stabilnih in predvidljivih razmerah. Oskrba z energijo je bila zanesljiva, brez večjih motenj in cenovno dostopna. Ob začetku vojne v Ukrajini je bila Evropska unija več kot 45-odstotno odvisna od uvoza ruskega zemeljskega plina, zato so motnje v oskrbi zaradi večkratne omejitve dobave preko Severnega toka 1 močno povečale tveganja za zanesljivost oskrbe. Posledično so veleprodajne cene zemeljskega plina in električne energije podivjale in v času intenzivnega polnjenja skladišč zaradi bližajoče se kurilne sezone dosegale rekordne vrednosti. Evropska unija in države članice smo se na razmere odzvale hitro in usklajeno. Sprejeti so bili ukrepi za povečanje diverzifikacije virov in dobavnih poti, zmanjšanje porabe ter pospešitev prehoda na čiste vire energije. Trg plina se je v naslednjih letih preoblikoval, uvozna odvisnost od ruskih virov se je pomembno zmanjšala, veleprodajne cene so se postopno znižale, vendar se niso več vrnile na ravni pred pandemijo.

A evropska energetska varnost se ni okrepila, temveč je dobila drugo obliko odvisnosti.



Čeprav je Evropska unija z večjo diverzifikacijo virov in zmanjšanjem povpraševanja postala nekoliko odpornejša na motnje v oskrbi, je večja odvisnost od svetovnih trgov utekočinjenega zemeljskega plina prinesla nova tveganja. Evropski trg je danes bolj izpostavljen nestanovitnosti cen in motnjam v mednarodnih transportnih poteh. To se je izrazito pokazalo ob zaprtju Hormuške ožine, po kateri je pred tem potekalo približno 20 % svetovne dnevne oskrbe z nafto in podoben delež trgovine z utekočinjenim zemeljskim plinom. Cene na veleprodajnih trgih nafte in plina so se ponovno zvišale, vendar zaenkrat ostajajo bistveno nižje kot v letu 2022, Evropska unija pa je kot neto uvoznica teh energentov še posebej izpostavljena tem podražitvam.

Geopolitične razmere nas torej opozarjajo na krhkost stabilnosti, narava pa nas vse pogosteje opozarja, kako ranljivi smo in da oskrba z energijo nikakor ni samozamejvena. Trajnostna oskrba zato ni več izbira, temveč nujnost in naša skupna odgovornost. A energetske prehode mora biti socialno pravičen. Evropska komisija je zato ob začetku letošnje krize še bolj odločno izpostavila, da so gospodinjstva z nizkimi dohodki nesorazmerno bolj ranljiva za cenovne pretrese, saj večji delež svojih dohodkov porabijo za nakup energentov kot gospodinjstva v srednjem ali višjih dohodkovnih razredih. Oskrba z energijo zagotavlja minimum dostojnega življenja, zato je treba ranljive odjemalce nujno učinkovito zaščititi. Zamejevanje cen energije za vse gospodinjstvene odjemalce ne glede na njihov dohodkovni razred ne prispeva k zniževanju rabe energije, za tiste, ki pa pomoč najbolj potrebujejo, pa je učinek zamejevanja minimalen oziroma ga skoraj ni.

Podatki v tem poročilu potrjujejo, da smo tudi v Sloveniji že na poti preobrazbe energetskega sektorja v smeri večje energetske neodvisnosti, trajnostne oskrbe in podnebne odgovornosti.

Tudi v preteklem letu se je povečala proizvodnja električne energije v sončnih elektrarnah, a je zaradi manjše proizvodnje v hidroelektrarnah in TEŠ bila skupna domača proizvodnja nižja, zato smo z njo pokrili le 82 % domače porabe električne energije.

Po ocenah Instituta "Jožef Stefan" je delež energije iz obnovljivih virov v bruto končni porabi v letu 2025 dosegel 25,4 %, kar kaže na to, da bi lahko drugič po letu 2020 z domačo proizvodnjo iz obnovljivih virov energije presegli zastavljeni cilj. K temu je največ prispevalo zmanjšanje porabe energije v prometu. Kljub doseženemu napredku pa ostaja cilj 33-odstotnega deleža obnovljivih virov do leta 2030 še precej oddaljen. Ukrepe za prehod na trajnostno oskrbo bo zato treba pospešiti, a naslavljanje zgolj proizvodnih virov ne bo zadoščalo. Eden izmed ključnih stebrov doseganja podnebno nevtralne družbe je tudi zniževanje rabe energije. V Sloveniji smo v letu 2025 zabeležili rast porabe tako električne energije kot tudi plina in toplote.

V poročilu za leto 2025, ki ga agencija posreduje Evropski komisiji, Državnemu zboru in Vladi Republike Slovenije, so celovito predstavljena ključna dogajanja in spremembe na področju oskrbe z električno energijo, plini in toploto. Hkrati prinaša pregled napredka pri učinkoviti rabi energije ter varstvu pravic odjemalcev.

Izjemno širok nabor podatkov, na katerih temelji poročilo, je agencija pridobila od številnih deležnikov na energetske trgu, za kar se jim iskreno zahvaljujem. Toda zbrati podatke ni dovolj, treba jih je preveriti in jih na podlagi poglobljenih analiz verodostojno predstaviti javnosti, zato se iskreno zahvaljujem tudi vsem sodelavcem na Agenciji za energijo za predano, odgovorno in izjemno strokovno delo. Prav znanje, neodvisnost pri sprejemanju odločitev in zavzetost omogočajo, da je agencija verodostojen regulator ter spoštovan in zupanja vreden sogovornik tudi v evropskem energetskega prostoru.

Spduin

ELEKTRIČNA ENERGIJA

DEJANSKI DELEŽ PRIMARNIH VIROV PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE OB UPOŠTEVANJU LE 50 % PROIZVEDENE IN PREVZETE ELEKTRIČNE ENERGIJE V SISTEM IZ NEK

51,8 % OVE
24,4 % FOSILNA GORIVA
23,8 % JEDRSKO GORIVO

82,8-%

POKRITOST PORABE

ELEKTRIČNE ENERGIJE Z DOMAČO PROIZVODNJO

ZNATNO NIŽJA PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE KOT LETO PREJ JE POSLEDICA SLABE HIDROLOGIJE IN PRESTRUKTURIRANJA TERMoeLEKTRARNE ŠOŠTANJ

**267
MILIJONOV
NALOŽB**

V DISTRIBUCIJSKI SISTEM – VREDNOSTNO NAJVEČ V ZGODOVINI, KAR JE TUDI POSLEDICA RASTI CEN MATERIALOV IN STORITEV

13.228 GWh

SKUPNA PORABA



4,2 % VIŠJA SKUPNA PORABA VSEH KONČNIH ODJEMALCEV



0,4 % VIŠJA PORABA POSLOVNIH ODJEMALCEV



15 % VIŠJA PORABA GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV

PRVIČ UPOŠTEVANA DEJANSKA PORABA NA MERILNIH MESTIH Z LETNIM NETIRANJEM

56,4-% DELEŽ VSEH PODZEMNIH VODOV

43,1-% SN PODZEMNIH VODOV – ZVIŠANJE ZA 1,15 ODPOTNE TOČKE GLEDE NA LETO 2024

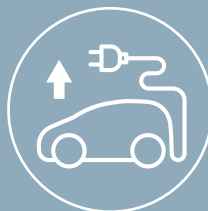
98,8 %



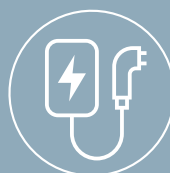
UPORABNIKOV NA DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH OPREMELJENIH Z NAPREDNIMI MERILNIMI SISTEMI



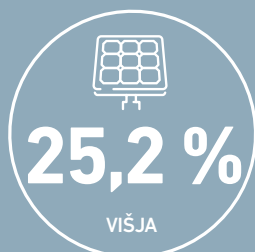
PROIZVODNJE
IZ OVE



29.219
ELEKTRIČNIH VOZIL
LE **2,05-%** DELEŽ
V KATEGORIJI OSEBNIH IN
LAHKIH KOMERCIALNIH VOZIL



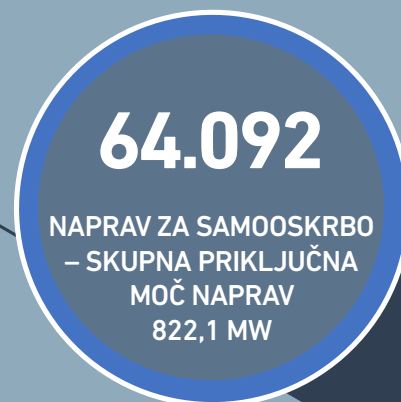
2.545
JAVNIH POLNILNIH MEST



PROIZVODNJA
IZ SONČNIH
ELEKTRARNAH



ENERGETSKIH
SKUPNOSTI



KI SO HKRATI TUDI
PROIZVAJALCI



ZNIŽANJE POVPREČNE LETNE KONČNE
CENE OSKRBE ZA ZNAČILNEGA
GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA

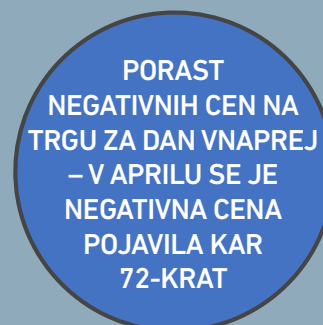
KONČNA CENA OSKRBE ZA ZNAČILNEGA
GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA BISTVENO
NIŽJA OD POVPREČJA EU IN TUDI NIŽJA
KOT V VSEH SOSEDNIH DRŽAVAH



OSKRBE Z ELEKTRIČNO
ENERGIJO ZA POVPREČEN
POSLOVNI ODJEM



NA SLOVENSKEM
TRGU – SKUPNA KOLIČINA
TRGOVANE ENERGIJE JE ZNAŠALA
255 GWH



ELEKTRIČNA ENERGIJA

Elektroenergetska bilanca

Prezem in oddaja električne energije v sistemu

V letu 2025 je bilo iz proizvodnih enot, ki so v Sloveniji priključene na prenosni ali distribucijski sistem, v elektroenergetski sistem prevzetih 13.720 GWh električne energije, kar je 1.381 GWh manj kot leta 2024. V elektroenergetski bilanci prevzema in oddaje električne energije na sliki 1 je upoštevan še prevzem 49 GWh iz baterijskih hranilnikov, in sicer v okviru proizvodnje na distribucijskem sistemu in zaprtih distribucijskih sistemih. Prezem električne energije iz proizvodnih naprav na obnovljive vire je znašal 5.480 GWh, kar je 567 GWh manj kot leto pred tem. Prezem iz elektrarn na fosilna goriva je bil kar za 820 GWh manjši kot leto predtem in je znašal 2.650 GWh. Iz Nuklearne elektrarne Krško je bilo v prenosni sistem prevzetih 5.541 GWh električne energije, kar je skoraj enako kot leta 2024. Količine energije so povzete iz bilanc elektrooperaterjev na podlagi fizičnih pretokov, pri tem je za leto 2025 prvič upoštevan dejanski prevzem električne energije iz merilnih mest z letnim netiranjem namesto letnih viškov, kot je bilo to upoštevano v preteklih poročilih.

Količina električne energije, prevzeta v elektroenergetski sistem iz proizvodnje, priključene na distribucijski sistem, ki vključuje tudi zaprte distribucijske sisteme (ZDS), se je glede na leto 2024 povečala za 649 GWh in je znašala 1.933 GWh oziroma 1.884 GWh brez upoštevanja električne

**V elektroenergetski sistem prevzeto
13.720 GWh električne energije,
od tega 40,1 % iz proizvodnih naprav na OVE**

energije, prevzete iz baterijskih hranilnikov. Znatno povečanje prevzema električne energije v distribucijski sistem je predvsem posledica novega prikaza elektroenergetske bilance, ki prvič upošteva dejanski odjem in oddajo električne energije tudi na merilnih mestih z letnim netiranjem. Ob upoštevanju letnega netiranja bi povečanje prevzema električne energije v distribucijski sistem v letu 2025 znašalo le 76 GWh v primerjavi z letom prej. V internih omrežjih odjemalcev s priključenimi proizvodnimi napravami v notranji inštalaciji je bilo proizvedenih in porabljenih še 570 GWh električne energije, kar je dodatnih 29,5 % vse električne energije, ki je bila prevzeta v distribucijski sistem iz proizvodnih objektov, priključenih na distribucijski sistem in ZDS. Ocenjena proizvodnja iz naprav za samooskrbo je znašala 900 GWh¹, poročila elektrooperaterjev pa navajajo, da je bilo na merilnih mestih odjemalcev s samooskrbo v distribucijski sistem predano 714 GWh, iz distribucijskega sistema pa prevzetih 720 GWh električne energije.

¹ Poročilo, pripravljeno v skladu z 20. členom Uredbe o samooskrbi z električno energijo iz obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 43/22, 112/25 – ZSROVE-1 in 8/26).



TABELA 1: PREVZEM ELEKTRIČNE ENERGIJE V PRENOSNI IN DISTRIBUCIJSKI SISTEM V OBDOBJU 2023–2025 V GWh

Prevzem električne energije v prenosni sistem [GWh]	2023	2024	2025
Dravske elektrarne Maribor	2.958,6	3.224,8	2.162,5
Savske elektrarne Ljubljana	397,4	387,7	319,4
Hidroelektrarne na spodnji Savi	682,9	641,4	555,5
Soške elektrarne Nova Gorica	452,9	490,4	469,5
ČHE Avče v proizvodnem režimu	300,2	282,0	323,5
Skupaj HE	4.792,0	5.026,3	3.830,4
TE Šoštanj	2.682,9	3.021,4	1.836,2
TE Brestanica	-0,1	37,2	30,7
TE Trbovlje	-1,1	0,6	-0,8
Javno podjetje Energetika Ljubljana	159,1	186,7	549,2
Skupaj TE in SPTE	2.840,8	3.245,9	2.415,3
Nuklearna elektrarna Krško	5.323,4	5.544,3	5.540,7
Skupaj prevzem električne energije v prenosni sistem	12.956,1	13.816,5	11.786,4
Prevzem električne energije v distribucijski sistem [GWh]	2023	2024	2025
HE do vključno 1 MW	247,3	238,1	208,6
HE nad 1 MW	156,6	163,9	166,5
Elektrarne na lesno biomaso	32,8	34,2	42,8
Vetrne elektrarne	6,4	6,5	7,3
Sončne elektrarne	361,1	473,0	1.118,3
Elektrarne na bioplin	111,9	104,3	105,5
Elektrarne na komunalne odpadke	0,1	0,1	0,5
Skupaj obnovljivi viri energije	916,2	1.020,1	1.649,5
Skupaj neobnovljivi viri energije	280,6	223,92	234,8
Nedoločljivo (prevzem iz hranilnikov)	41,3	40,1	49,0
Skupaj prevzem električne energije v distribucijski sistem	1.238,1	1.284,1	1.933,3²
SKUPAJ PREVZEM ELEKTRIČNE ENERGIJE	14.194,2	15.100,6	13.719,7

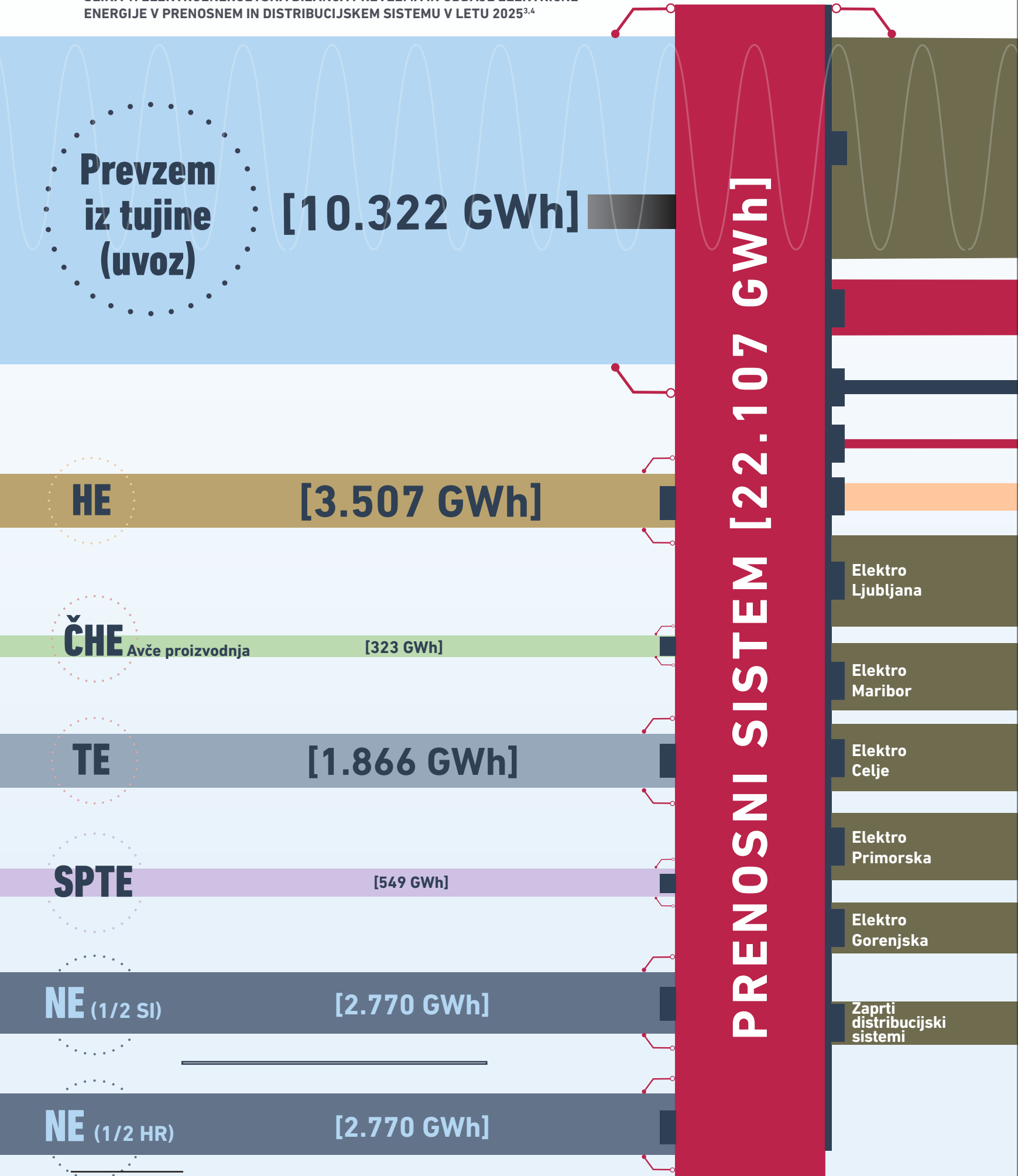
VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

2 V bilanci prevzema električne energije je upoštevan dejanski prevzem iz merilnih mest z letnim netiranjem. Ob upoštevanju samo letnih viškov bi prevzem električne energije v distribucijski sistem znašal samo 1.360 GWh.

ELEKTRIČNA ENERGIJA



SLIKA 1: ELEKTROENERGETSKA BILANCA PREVZEMA IN ODDAJE ELEKTRIČNE ENERGIJE V PRENOSNEM IN DISTRIBUCIJSKEM SISTEMU V LETU 2025^{3,4}



³ Prezem električne energije iz baterijskih hranilnikov je zajet v Proizvodnja na distribucijskem sistemu in Proizvodnja na zaprtih distribucijskih sistemih.

⁴ Prikazane vrednosti so zaokroževane na celo GWh, zato so v diagramu možna odstopanja od vrednosti v tabelah.



Oddaja v tujino (izvoz) [8.043 GWh]

NE (1/2 HR) oddaja: [2.770 GWh]

Izgube na prenosnem sistemu [353 GWh]

Neposredni odjemalci na prenosnem sistemu [113 GWh]

ČHE Avče poraba [437 GWh]

[3.781 GWh]

Poslovni odjem (110 kV) [451 GWh]

[1.897 GWh]



Poslovni odjem
(1-35 kV)

[4.829 GWh]

[1.607 GWh]



Poslovni odjem
(0,4 kV)

[2.767 GWh]

[1.313 GWh]

[984 GWh]



Gospodinj
ski odjem

[3.817 GWh]

[809 GWh]

Proizvodnja na distribucijskem
sistemu [1.824 GWh]

Izgube na distribucijskem sistemu [434 GWh]

Proizvodnja na zaprtih
distribucijskih sistemih [109 GWh]

Izgube na zaprtih distribucijskih sistemih [26 GWh]

DISTRIBUCIJSKI SISTEM
[12.324 GWh]

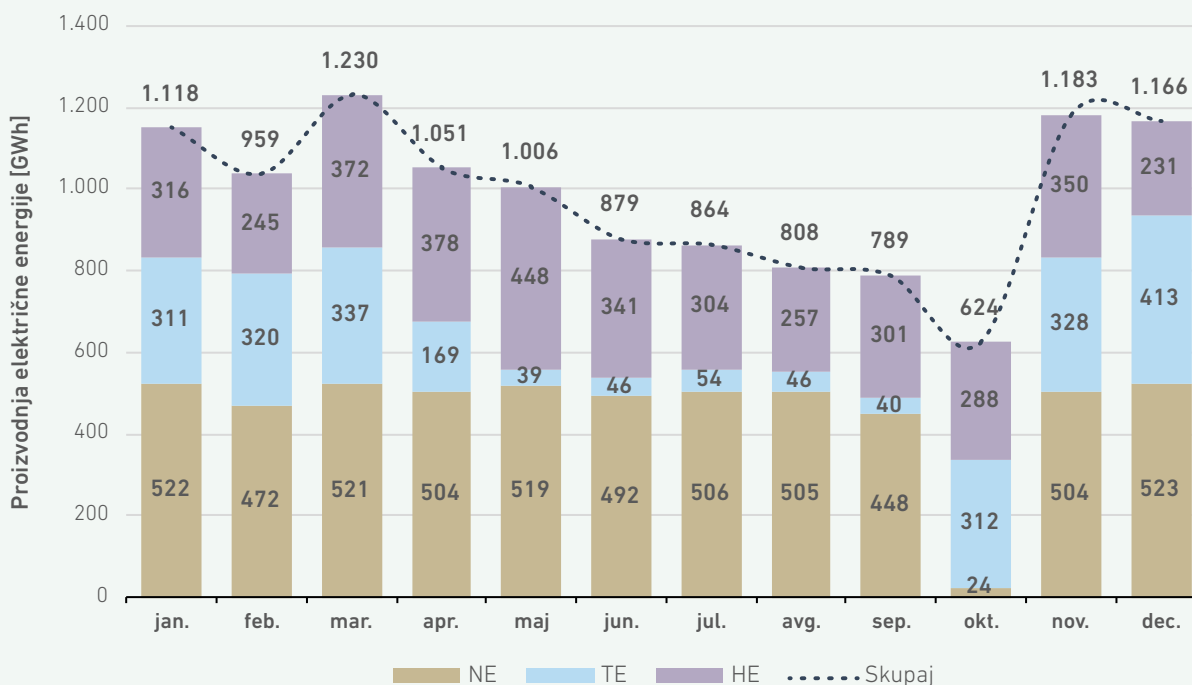
VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Domača proizvodnja, z upoštevanjem polovičnega deleža proizvodnje Nuklearne elektrarne Krško (NEK), je v slovenski elektroenergetski sistem prispevala 10.948 GWh električne energije. Odjem končnih odjemalcev, vključno z izgubami na sistemu, je znašal 13.228 GWh električne energije. V Sloveniji smo v letu 2025 z domačo proizvodnjo pokrili 82,8 % porabe električne energije končnih odjemalcev.

Na sliki 2 je prikazano mesečno gibanje proizvodnje električne energije iz elektrarn, ki so bile v letu

2025 priključene na prenosni sistem. Leto 2025 so zaznamovale slabše hidrološke razmere, kar se je odrazilo v bistveno manjši proizvodnji električne energije v hidroelektrarnah. Proizvodnja v Nuklearni elektrarni Krško je bila zaradi rednega remonta ustavljena od konca septembra in večji del oktobra, obratovanje TEŠ 6 pa je potekalo v skladu s potrebami izvajanja gospodarske javne službe oskrbe s toploto, kar se v poletnih mesecih odraža z relativno zelo majhno proizvodnjo v termoelektrarnah.

SLIKA 2: MESEČNO GIBANJE PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ VELIKIH ELEKTRARN NA PRENOSNEM SISTEMU



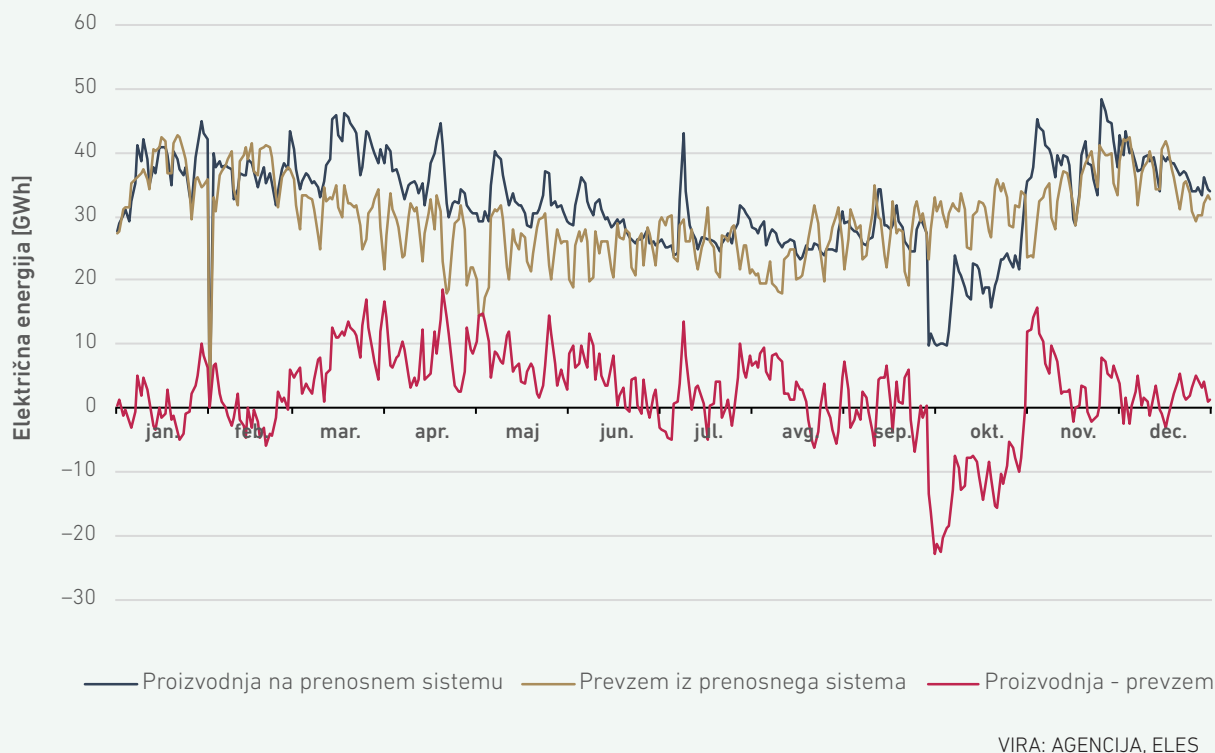
VIRA: AGENCIJA, ELES

Na sliki 3 je prikazano gibanje proizvodnje in prevzema električne energije iz prenosnega sistema, iz katerega je razviden primanjkljaj proizvodnje, ki je še posebej izrazit zaradi zaustavitve NEK zaradi rednega remonta od konca septembra in večji del

oktobra. Domača proizvodnja je v celoti pokrivala in presegala domače potrebe le v obdobju od začetka marca do konca maja, v ostalih mesecih so se pojavljali večji ali manjši primanjkljaji.



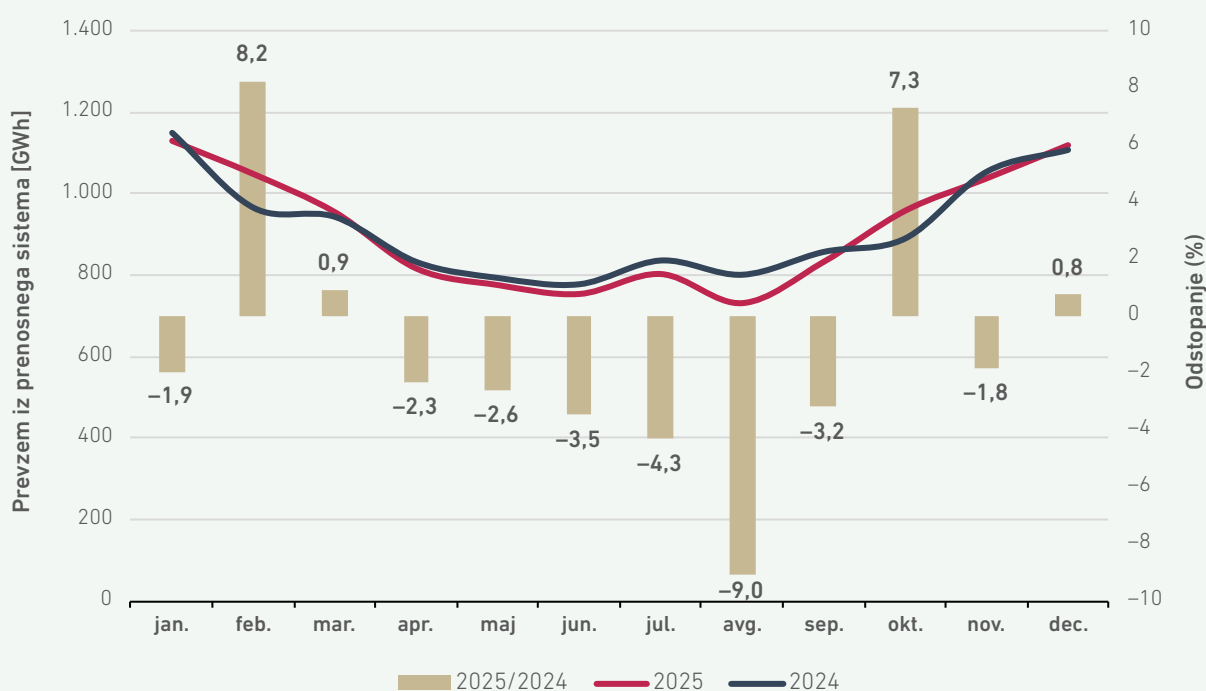
SLIKA 3: GIBANJE DNEVNE PROIZVODNJE IN PREVZEMA ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PRENOSNEM SISTEMU



Slika 4 prikazuje mesečno gibanje prevzema električne energije iz prenosnega sistema v letih 2024 in 2025. Posebej je prikazano tudi mesečno razmerje prevzema v obeh letih, iz katerega je razvidno znatno znižanje prevzema električne energije iz prenosnega sistema v letu 2025 glede

na predhodno leto v večini mesecev, do izrazitega povečanja prevzema električne energije iz prenosnega sistema glede na predhodno leto pa je prišlo le februarja in oktobra. V letu 2025 je bil prevzem električne energije iz prenosnega sistema 84 GWh nižji kot leto prej in je znašal 10.941 GWh.

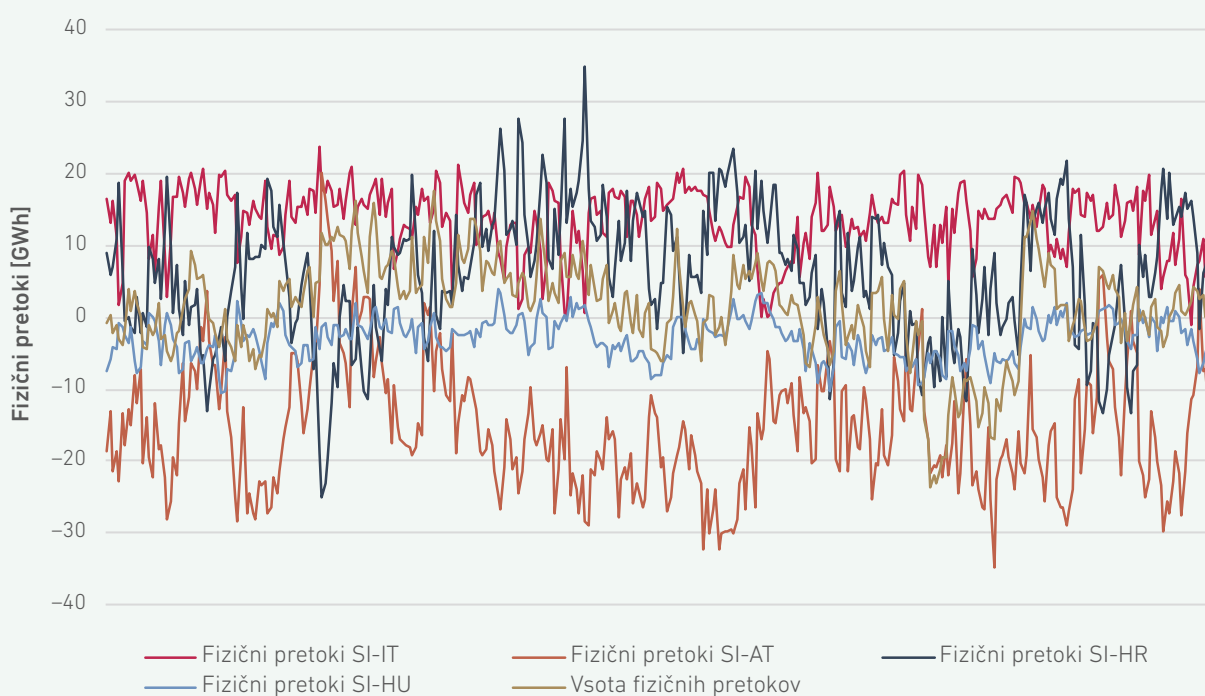
SLIKA 4: MESEČNI PREVZEM ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ PRENOSNEGA SISTEMA V LETIH 2024 IN 2025 Z MESEČNIM ODPSTOPANJEM



Slovenski prenosni sistem električne energije je s prenosnimi sistemi sosednjih držav povezan na mejah z Avstrijo, Hrvaško, Italijo in Madžarsko. Na podlagi vsote fizičnih pretokov na mejah lahko ugotovimo, ali je zaradi potrebe po izravnavi elektroenergetskega sistema v določenem trenutku

prišlo do uvoza primanjkljaja oziroma izvoza presežka električne energije iz prenosnega sistema. Na sliki 5 je ob gibanju posamičnih fizičnih pretokov posebej prikazana tudi vsota fizičnih pretokov električne energije na vseh štirih mejah (SI-AT, SI-HR, SI-IT in SI-HU).

SLIKA 5: DNEVNI FIZIČNI PRETOKI ELEKTRIČNE ENERGIJE NA MEJAH S SOSEDNJIMI DRŽAVAMI IN VSOTA FIZIČNIH PRETOKOV



VIRA: AGENCIJA, ELES

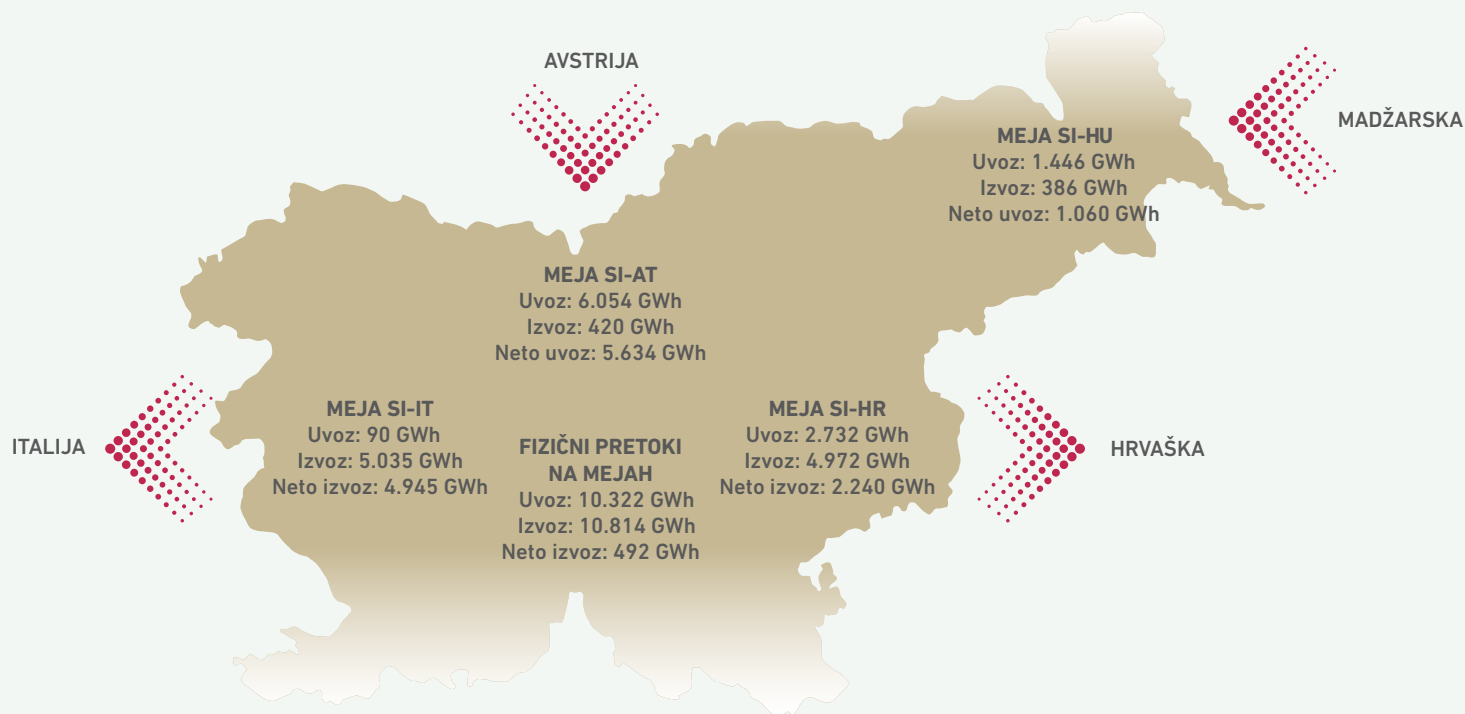
Za ohranjanje ravnovesja elektroenergetskega sistema je pomembna izmenjava električne energije s sosednjimi državami po mednarodnih čezmejnih povezavah. Z vidika ločenega opazovanja fizičnih pretokov na posameznih mejah s sosednjimi državami je bila Slovenija v letu 2025 na mejah z Italijo in Hrvaško neto izvoznica električne energije, na mejah z Avstrijo in z Madžarsko pa je bila neto uvoznica. Glede na skupne izmenjave količin električne energije na mejah s sosednjimi državami je bila Slovenija ob upoštevanju celotne proizvodnje električne energije v NEK v letu 2025 neto izvoznica električne energije. Na sliki 6 so prikazane letne količine fizičnih pretokov na mejah s sosednjimi

**Ob upoštevanju celotne proizvodnje v NEK
Slovenija v letu 2025
neto izvoznica električne energije**

državami, kar kaže, da je slovenski prenosni sistem pomemben člen pri pretokih energije na notranjem trgu EU predvsem v smeri Italije, ki ostaja zaradi cenovnih razlik na letni ravni velik uvoznik električne energije.



SLIKA 6: FIZIČNI PRETOKI ELEKTRIČNE ENERGIJE NA MEJAH S SOSEDNJIMI DRŽAVAMI



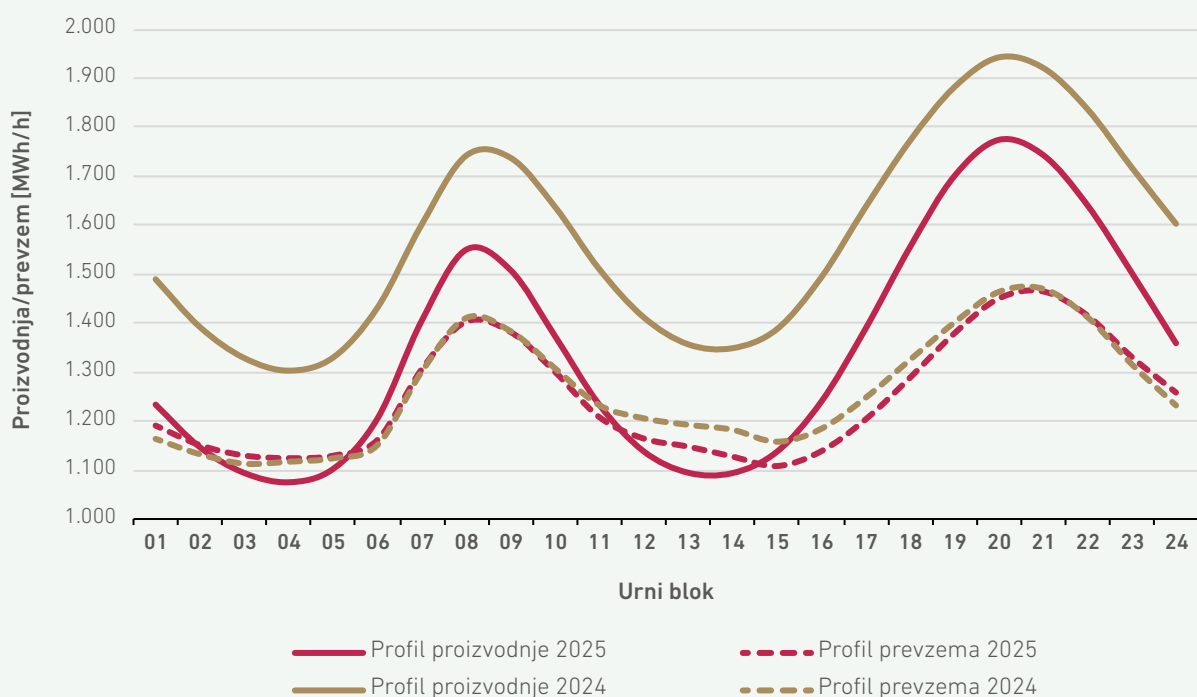
VIRA: AGENCIJA, ELES

Največja urna obremenitev prenosnega elektroenergetskega sistema je v letu 2025, brez upoštevanja izgub, znašala 2.081 MW, kar je 19 MW manj kot v letu 2024. Dosežena je bila v četrtek, 20. februarja 2025, v 8. urnem bloku (med 7. in 8. uro). Že četrto leto zapored se je konica pojavila v jutranjih urah, kar postaja novo pravilo glede na prejšnja leta, ko se je konica praviloma dogajala v večernih ali opoldanskih urah in nikoli v jutranjih urah.

Slika 7 prikazuje povprečni dnevni profil proizvodnje in prevzema električne energije iz prenosnega

sistema v letih 2024 in 2025. Prenosni sistem je bil v letu 2025 povprečno najmanj obremenjen v nočnem času (okoli 4. ure), najvišja povprečna obremenitev pa se je pojavila zvečer med 20. in 21 uro. Iz primerjave profilov proizvodnje in odjema za obe leti je razvidno, da je bila v letu 2025 proizvodnja povprečno manjša od prevzema v nočnem času med 2. in 5. uro ter opoldne med 12. in 14. uro, medtem ko je bila leto prej proizvodnja v vseh urah dneva povprečno višja od prevzema.

SLIKA 7: POVPREČNI DNEVNI PROFIL PROIZVODNJE IN PREVZEMA ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ PRENOSNEGA SISTEMA V LETIH 2024 IN 2025



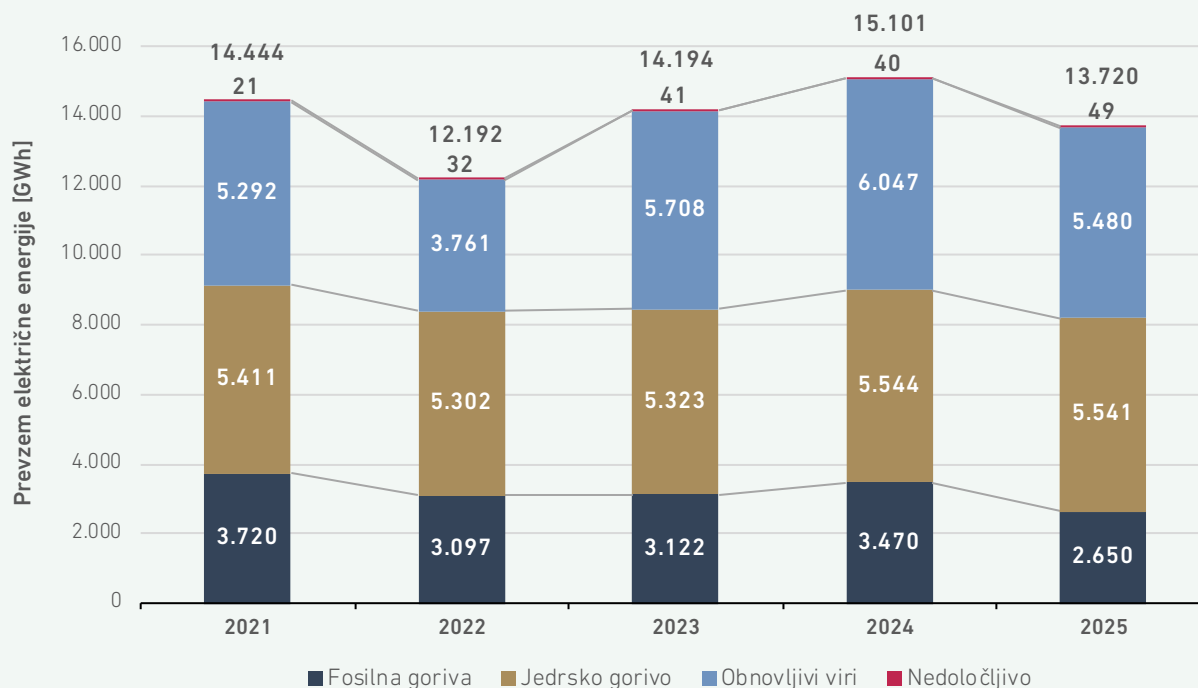
VIRA: AGENCIJA, ELES

Delež proizvedene električne energije v hidroelektrarnah in v elektrarnah na druge obnovljive vire se iz leta v leto spreminja glede na hidrološke in druge razmere ter tudi glede na obseg vlaganj v izgradnjo proizvodnih enot za izrabo obnovljivih virov. Ob zmanjšani proizvodnji električne energije iz vseh primarnih virov energije so se v letu 2025 deleži proizvedene električne energije in v elektroenergetski sistem prevzete električne energije v Sloveniji glede na leto poprej nekoliko spremenili in so znašali 40,1 % za obnovljive vire energije, 19,4 % za elektrarne na fosilna goriva ter 40,5 % za NEK, kar vključuje tudi 50-odstotni delež, ki na podlagi meddržavnega sporazuma pripada Hrvaški.

40,5 % vse proizvedene in prevzete električne energije iz jedrske elektrarne vključuje tudi 50-% delež, ki pripada Hrvaški, 40,1 % iz obnovljivih virov in 19,4 % iz fosilnih goriv



SLIKA 8: PREVZEM ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ PROIZVODNIH ENOT V PRENSNI IN DISTRIBUCIJSKI SISTEM V OBDOBJU 2021–2025



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

TABELA 2: PRIMARNI VIRI ELEKTRIČNE ENERGIJE, PREVZETE V PRENSNI IN DISTRIBUCIJSKI SISTEM V OBDOBJU 2023–2025

Primarni viri za proizvodnjo električne energije	2023		2024		2025	
	[GWh]	Delež	[GWh]	Delež	[GWh]	Delež
Fosilna goriva	3.122	22,1 %	3.470	23,0 %	2.650	19,4 %
Jedrsko gorivo	5.323	37,6 %	5.544	36,8 %	5.541	40,5 %
Obnovljivi viri	5.708	40,3 %	6.047	40,2 %	5.480	40,1 %
• vodna energija	5.196	91,0 %	5.428	89,9 %	4.206	76,8 %
• vetrna energija	6,36	0,1 %	7,00	0,1 %	7,00	0,1 %
• sončna energija	361	6,3 %	473	7,7 %	1.118	20,4 % ⁵
• drugi obnovljivi viri	145	2,6 %	139	2,3 %	149	2,7 %
Nedoločljivo	41	-	40		49	
SKUPAJ PREVZEM ELEKTRIČNE ENERGIJE	14.194		15.101		13.720	

VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

5 Delež prevzema električne energije iz sončnih elektrarn ni primerljiv s prejšnjimi leti, ko so bili v elektroenergetski bilanci upoštevani samo viški oddaje iz merilnih mest z letnim netiranjem.

Izgube električne energije na elektroenergetskem sistemu

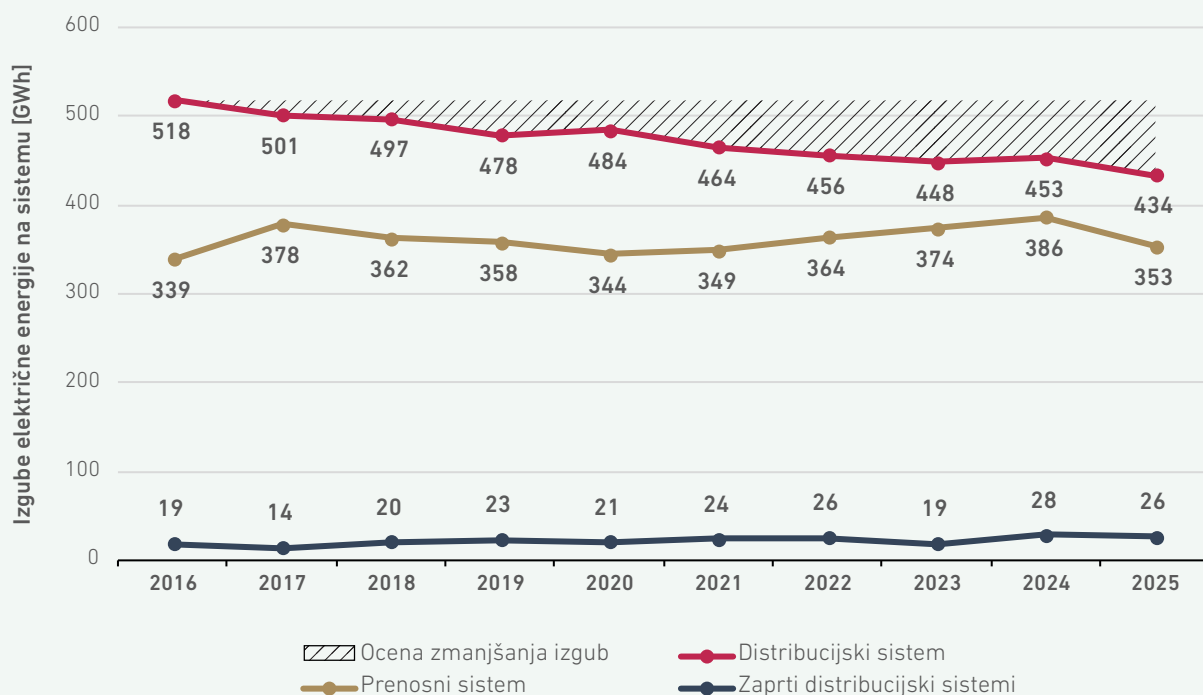
Količine izgub na prenosnem sistemu so določene na podlagi razlik med količinami proizvedene električne energije na prenosnem sistemu in količinami električne energije na priključnih točkah med prenosnim in distribucijskim sistemom ter neposredno porabo električne energije iz prenosnega sistema. Izgube na distribucijskem sistemu se ugotavljajo na podlagi razlik med količinami električne energije na mejah med prenosnim in distribucijskim sistemom in količinami električne energije, izmerjene pri končnih odjemalcih.

Večletni trend zmanjševanja količin izgub, prikazan na sliki 9, je posledica različnih ukrepov, pri čemer je poudarek na uvajanju naprednih merilnih sistemov, ki omogočajo boljše spremljanje in nadzor nad komercialnimi ter tehničnimi izgubami, in prehodu na večji delež kabiranja sredjenapetostnega in nizkonapetostnega omrežja. Kot posledica uvedbe zgoraj navedenih ukrepov znaša ocena prihranka količin električne energije za izgube na distribucijskem sistemu v obdobju 2016–2025 že več

kot 400 GWh. V letu 2024 se je dvignil tako delež izgub kakor tudi količine izgub električne energije na distribucijskem sistemu, kar lahko v največji meri pripišemo neustreznemu beleženju odjema na merilnih mestih odjemalcev s samooskrbo z letnim netiranjem porabe, katerih dejanski odjem in oddaja električne energije do leta 2025 nista bila pravilno zajeti v elektroenergetski bilanci Slovenije. Z letom 2025 pa elektroenergetska bilanca Slovenije tudi na merilnih mestih odjemalcev s samooskrbo z letnim netiranjem upošteva dejansko oddajo v omrežje in prevzem iz omrežja.

Na gibanje količin izgub električne energije na prenosnem sistemu bistveno vpliva vključitev ČHE Avče po letu 2014 ter povečan delež čezmejnega trgovanja električne energije pri izvozu, uvozu in tranzitu. Količine izgub električne energije na prenosnem, distribucijskem in zaprtih distribucijskih sistemih ter ocena prihranka v obdobju 2016–2025 so prikazani na sliki 9.

SLIKA 9: KOLIČINE IZGUB ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PRENOSNEM, DISTRIBUCIJSKEM IN ZAPRTIH DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH TER OCENA ZMANJŠANJA IZGUB NA DISTRIBUCIJSKEM SISTEMU V OBDOBJU 2016–2025



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

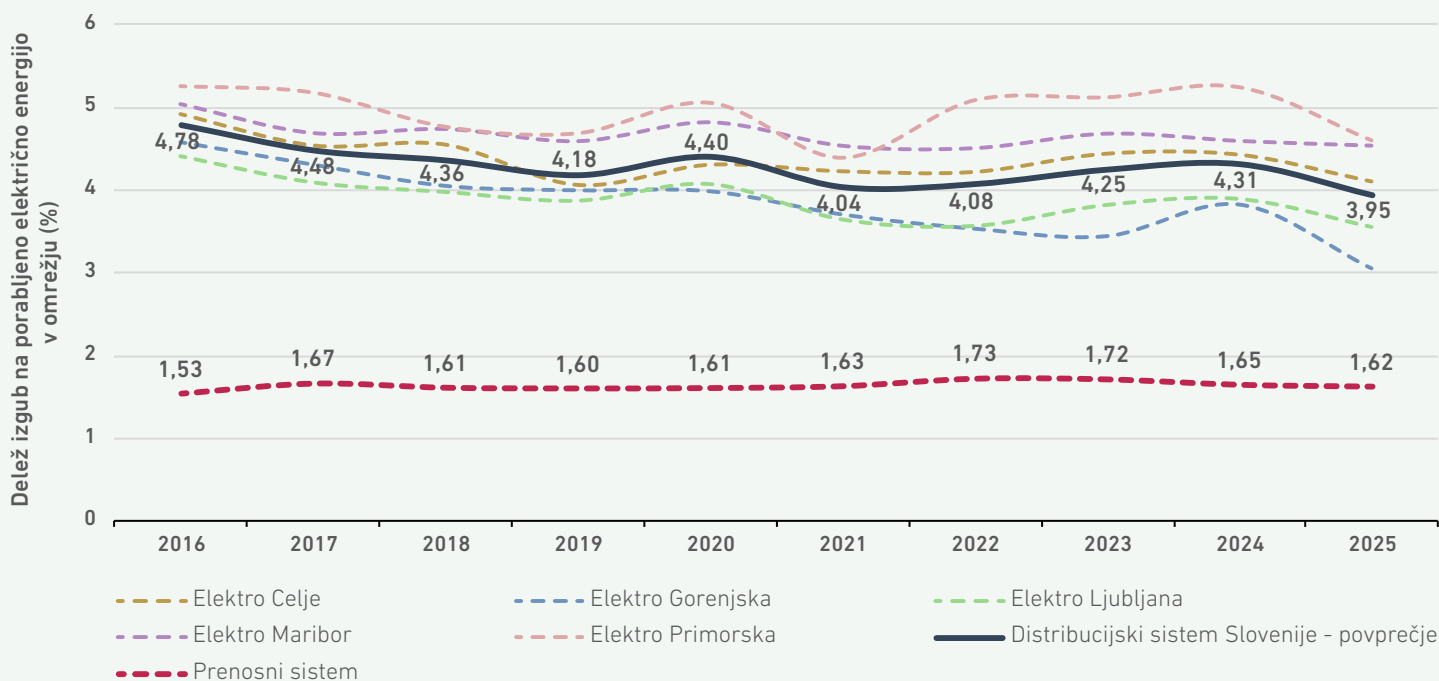


Delež izgub izračunavamo glede na porabljene količine iz prenosnega oziroma distribucijskega sistema. Porast deleža izgub na distribucijskem sistemu v letih od 2022 do 2024 je povezan deloma z dejanskim zmanjšanjem porabe pri poslovnih odjemalcih, deloma pa z virtualnim zmanjšanjem porabe pri gospodinjstvih ter malih poslovnih odjemalcih zaradi letnega netiranja proizvodnje in porabe pri odjemalcih s samooskrbo. V letu 2025 pa je spet prišlo do znižanja deleža izgub električne energije na distribucijskem sistemu, ki je še posebej izrazito, ker so se v elektroenergetski bilanci Slovenije začeli upoštevati dejanska oddaja in odjem pri odjemalcih s samooskrbo.

Po nekaj letih naraščanja ponovno znižanje deleža izgub na distribucijskem sistemu

Na sliki 10 so prikazani deleži izgub za ELES, posamezna distribucijska podjetja in povprečje za celoten distribucijski sistem Slovenije v obdobju 2016–2025.

SLIKA 10: DELEŽI IZGUB ZA PRENOSNI SISTEM, DISTRIBUCIJSKI SISTEM IN DISTRIBUCIJSKA PODJETJA V OBDOBJU 2016–2025



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Proizvodnja električne energije

V letu 2025 je na slovenskem trgu z električno energijo delovalo deset družb, ki imajo proizvodne objekte z inštalirano močjo nad 10 MW. Med njimi sta Energetika Ljubljana in Termoelektrarna Šoštanj, preostale družbe pa so združene ali pod okriljem skupine HSE, ki na slovenskem veleprodajnem trgu sestavlja prvi energetske steber, ali pod okriljem skupine GEN energija, ki je drugi energetske steber.

Znatno nižja proizvodnja električne energije kot leto prej

TABELA 3: INŠTALIRANE MOČI PROIZVODNIH OBJEKTOV IN PROIZVEDENA KOLIČINA ELEKTRIČNE ENERGIJE

PROIZVAJALEC	Inštalirana moč na pragu [MW]	Delež - inštalirana moč na pragu, vsi proizvajalci v Sloveniji (%)	Proizvodnja [GWh]	Delež - proizvodnja, vsi proizvajalci v Sloveniji (%)
HSE d.o.o.	970,0	19,0 %	3.274,1	28,1 %
Hidroelektrarne	912,0		3.274,9	
Termoelektrarne	58,0		-0,8	
Drugo (SPTE, SE, VE)	0,0		0,0	
GEN energija, d.o.o.	1.036,0	20,2 %	3.356,6	28,8 %
Hidroelektrarne	274,0		548,1	
Termoelektrarne	406,0		30,7	
Nuklearna elektrarna*	350,0		2.770,4	
Drugo (SPTE, SE, VE)	6,0		7,4	
TERMoeLEKTRARNA ŠOŠTANJ d.o.o.	942,0	18,4 %	1.836,2	15,8 %
Termoelektrarne	942,0		1.836,2	
JAVNO PODJETJE ENERGETIKA LJUBLJANA d.o.o.**	222,2	4,3 %	549,2	4,7 %
SPTE	222,2		549,2	
- od tega proizvodnja na lesno biomaso	/		33,4	
Drugi manjši proizvajalci (na distribucijskem omrežju in ZDS)**	1.947,2	38,1 %	2.639,8	22,6 %
Hidroelektrarne	127,1		399,3	
Geotermalne elektrarne	0,05		0,0	
Elektrarne na lesno biomaso	19,5		73,4	
Vetrne elektrarne	4,5		7,4	
Sončne elektrarne	1.626,1		1.598,1	
Elektrarne na bioplin	36,5		122,3	
Elektrarne na komunalne odpadke	3,2		3,9	
Elektrarne na druge OVE	0,1		0,0	
Elektrarne na neobnovljive vire energije	130,1		435,4	
Skupaj v Sloveniji	5.117,4	100,0 %	11.655,9	100 %
- od tega na prenosnem omrežju	3.170,2		9.016,1	

* upoštevan 50-% delež inštalirane moči in proizvodnje NEK

** drugi manjši proizvajalci v okviru ZDS (Talum, Acroni, Ravne, Štore, Alpacem in Jesenice) ter notranjih omrežjih odjemalcev

VIRI: AGENCIJA, PROIZVODNA PODJETJA, BORZEN, ELEKTROOPERATERJI



V primerjavi s predhodnim letom se inštalirane moči pri večjih proizvajalcih, to je v skupinah HSE in GEN energija ter v Energetiki Ljubljana, niso bistveno spremenile, razen pri Energetiki Ljubljana, kjer je v poročilu za leto 2025 upoštevan popravek zaradi zmanjšanja moči v parnem agregatu 2, ki izkorišča odpadno toploto iz plinskih enot. Večje pa so bile spremembe na področju proizvodnih naprav, priključenih na distribucijsko omrežje, in sicer se je skupna priključna moč proizvodnih naprav povečala za več kot 200 MW, od tega je velika večina sončnih elektrarn. Po podatkih proizvodnih podjetij in elektrooperaterjev je bilo v letu 2025 zaustavljenih za 2,6 MW elektrarn v soproizvodnji na fosilna goriva, za 2,6 MW sončnih elektrarn ter skupno za 1,4 MW hidroelektrarn, elektrarna na odlagališčni plin in bioplin ter soproizvodnje na lesno biomaso.

Največ električne energije pri manjših proizvajalcih, priključenih na distribucijski sistem in ZDS, je bilo proizvedene v sončnih elektrarnah, sledijo elektrarne na neobnovljive vire in male hidroelektrarne. V letu 2025 so manjši proizvajalci proizvedli 22,6 % električne energije, kar je 4,9 odstotne točke več kot predhodno leto. Povečani delež proizvajalcev, priključenih na distribucijski sistem, v skupni proizvodnji električne energije je tudi posledica manjše proizvodnje v elektrarnah priključenih na prenosni sistem.

Zaradi meddržavnega sporazuma med Slovenijo in Hrvaško polovica proizvodnje NEK pripada Hrvaški, kar zmanjšuje delež NEK v dejanski slovenski proizvodnji električne energije. Tako so elektrarne v Sloveniji v letu 2025 proizvedle skupaj 14.426 GWh električne energije, slovenska proizvodnja električne energije pa je bila manjša in je

51,8 % obnovljivi viri
24,4 % fosilna goriva
23,8 % jedrsko gorivo –
dejanski deleži primarnih virov za proizvodnjo električne energije v Sloveniji, ki upošteva le 50 % proizvedene in prevzete električne energije v sistem iz NEK

znašala 11.656 GWh. Domača proizvodnja se je v primerjavi s letom 2024 zmanjšala za 1.716 GWh oz. za 12,8 %.

V bilanci prevzema in predaje električne energije na sliki 1 in tabeli 1 ter strukturi proizvodnih virov na sliki 8 in tabeli 2 je upoštevana proizvedena električna energija, ki je bila prevzeta v elektroenergetski sistem Republike Slovenije. Podatki o proizvodnji v tabeli 3 pa upoštevajo tudi električno energijo, ki je bila proizvedena in porabljena v notranjih omrežjih končnih odjemalcev, vključno z ocenjeno električno energijo iz naprav za samooskrbo. Z upoštevanjem električne energije, proizvedene v proizvodnih napravah, priključenih v notranjih omrežjih končnih odjemalcev, ter 50-odstotnega deleža proizvodnje NEK so bili v letu 2025 primarni viri za proizvodnjo električne energije v Republiki Sloveniji s 24,4 % fosilna goriva, s 23,8 % jedrsko gorivo in 51,8 % obnovljivi viri. Z upoštevanjem proizvedene električne energije v notranjih omrežjih odjemalcev je skupni delež obnovljivih virov 0,3 odstotne točke nižji, kot je bil v letu 2024.

TABELA 4: PRIMARNI VIRI ZA PROIZVODNJO ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI ZA OBDOBJE 2023–2025

PRIMARNI VIR	2023		2024		2025	
	Proizvodnja [GWh]	Delež proizvodnje (%)	Proizvodnja [GWh]	Delež proizvodnje (%)	Proizvodnja [GWh]	Delež proizvodnje (%)
Fosilno gorivo	3.271,2	26,6 %	3.639	27,2 %	2.851	24,4 %
Jedrsko gorivo	2.661,7	21,7 %	2.772	20,7 %	2.770	23,8 %
Obnovljivi viri	6.361,0	51,7 %	6.961	52,1 %	6.035	51,8 %
• vodna energija	5.255,0		5.450		4.222	
• sončna energija	863,8		1.282		1.606	
• vetrna energija	6,4		6,6		7,4	
• drugi obnovljivi viri	235,8		223		200	
SKUPAJ	12.293,9	100,0 %	13.372	100,0 %	11.656	100 %

VIRI: AGENCIJA, PROIZVODNA PODJETJA, ELEKTROOPERATERJI

Poraba električne energije

Skupna poraba električne energije v Sloveniji (z upoštevanjem porabe ČHE Avče) je v letu 2025 znašala 13.228 GWh oziroma 12.414 GWh brez upoštevanja izgub v prenosnem in distribucijskem sistemu, pri čemer pa ni upoštevana električna energija, proizvedena in porabljena za merilnim mestom v notranji inštalaciji odjemalcev. Skupna poraba je bila tako za dobrih 500 GWh višja kot leto prej, ko je znašala 12.694 GWh, vendar je treba poudariti, da je v elektroenergetski bilanci za leto 2025 prvič upoštevan dejanski odjem tudi na merilnih mestih s samooskrbo in letnim netiranjem porabe. Če bi tudi za leto 2025 upoštevali zgolj letno razliko med iz omrežja prejeto in v omrežje oddano električno energijo, bi bila skupna poraba električne energije vseh odjemalcev celo nižja kot je bila leto prej.

Na prenosni sistem so priključeni štirje končni odjemalci, ki so v letu 2025 porabili 113 GWh električne energije. Odjemalci v ZDS so porabili 896 GWh električne energije, kar je le 2 GWh manj kot leta 2024 in nakazuje na nespremenjeno gospodarsko aktivnost znotraj teh območij. ČHE Avče je za črpanje vode za akumulacijo porabila 437 GWh, kar je 55 GWh več kot leto prej. Izgube v prenosnem in distribucijskem sistemu so znašale 814 GWh, vaje so vključene tudi izgube zaradi uvoza, izvoza in tranzita električne energije, ki se prenaša čez državo.

Če bi tudi v letu 2025 upoštevali letno netiranje količin odjemalcev s samooskrbo, bi beležili nižjo skupno porabo vseh končnih odjemalcev na distribucijskem sistemu kot v letu 2024

Poraba poslovnih in gospodinskih odjemalcev na distribucijskem sistemu je znašala 10.968 GWh in

4,2 % višja poraba EE vseh končnih odjemalcev

15 % višja poraba gospodinskih odjemalcev

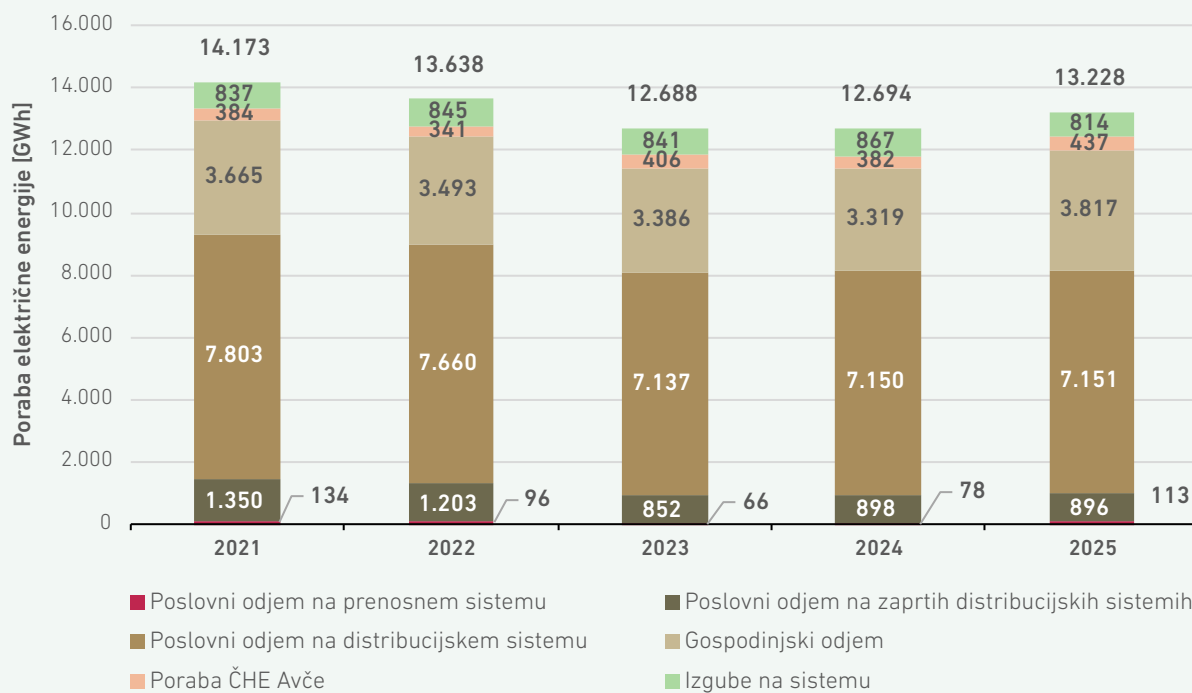
0,4 % višja poraba poslovnih odjemalcev

V elektroenergetski bilanci prvič upoštevan dejanski odjem na merilnih mestih z letnim netiranjem

je bila le 499 GWh večja kot leta 2024, ko je znašala 10.469 GWh. Gospodinski odjemalci so v letu 2025 porabili 3.817 GWh električne energije, kar je 498 GWh več kot leto prej. Povečanje skupne porabe poslovnih in gospodinskih odjemalcev na distribucijskem sistemu je posledica sprememb v izdelavi elektroenergetske bilance, v kateri je za leto 2025 prvič upoštevan dejanski odjem na merilnih mestih s samooskrbo in letnim netiranjem porabe, ki je znašal kar 720 GWh. Poraba poslovnih odjemalcev na distribucijskem sistemu je v letu 2025 znašala 7.151 GWh, kar je le 1 GWh več kot v letu 2024, poraba vseh poslovnih odjemalcev pa je znašala 8.160 GWh in je bila višja za 0,4 % glede na leto 2024. Poraba vseh končnih odjemalcev (brez upoštevanja izgub in brez ČHE Avče) je bila v letu 2025 za 532 GWh večja kot v letu 2024 in je znašala 11.977 GWh, pri čemer je to povečanje spet treba pripisati upoštevanju dejanskega odjema na merilnih mestih s samooskrbo in letnim netiranjem porabe v primerjavi s prejšnjimi leti, ko je bila upoštevana samo razlika med oddano in prejeto električno energijo na letnem nivoju. Z upoštevanjem letnega netiranja na merilnih mestih s samooskrbo bi bila skupna poraba pri končnih odjemalcih na distribucijskem sistemu v letu 2025 celo nekoliko nižja kot v letu 2024.



SLIKA 11: PORABA ELEKTRIČNE ENERGIJE V OBDOBJU 2021–2025



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

TABELA 5: PORABA ELEKTRIČNE ENERGIJE V OBDOBJU 2023–2025

PORABA ELEKTRIČNE ENERGIJE [GWh]	2023	2024	2025
Poslovni odjem na prenosnem sistemu	66	78	113
Poslovni odjem na distribucijskem sistemu	7.137	7.150	7.151
Poslovni odjem v zaprtih distribucijskih sistemih	852	898	896
Skupaj poslovni odjem	8.056⁶	8.126	8.160
Gospodinjški odjem	3.386	3.319	3.817
Skupaj odjem pri končnih odjemalcih	11.442	11.445	11.977
Poraba ČHE Avče v črpalnem režimu	406	382	437
Izgube v prenosnem in distribucijskem sistemu	841	867	814
Poraba električne energije skupaj	12.688	12.694	13.228

VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

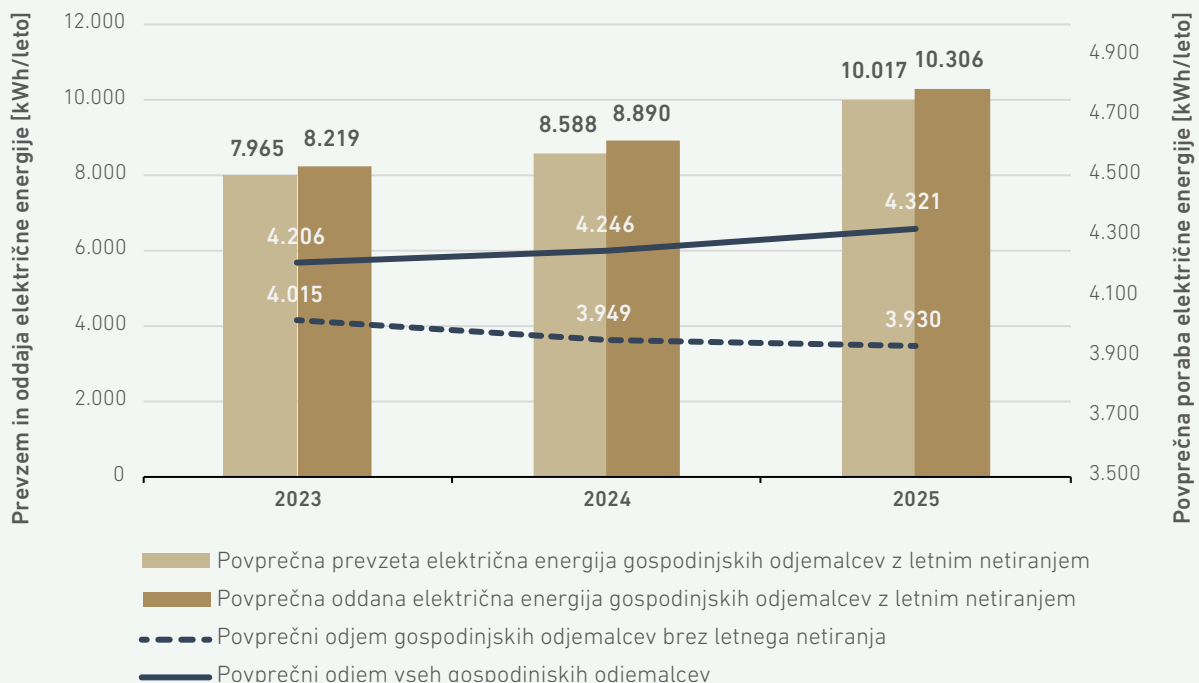
6 Zaradi zaokroževanja deležev na cela števila lahko pride do odstopanj seštevkov.

Slika 12 prikazuje povprečno letno porabo gospodinskih odjemalcev in povprečno prevzeto in oddano električno energijo na merilnih mestih gospodinskih odjemalcev s samooskrbo po sistemu letnega netiranja porabe električne energije. Z rastjo števila odjemalcev s samooskrbo po sistemu letnega netiranja je rasla tudi povprečna moč njihovih naprav za samooskrbo, kar se odraža z rastjo v omrežje oddane električne energije, po drugi strani pa raste tudi povprečni odjem električne energije na merilnih mestih s samooskrbo in je v letu 2025 že presegel 10 MWh. Posledica tega je

Povprečna poraba gospodinskih odjemalcev raste zaradi večanja porabe pri odjemalcih s samooskrbo

višanje povprečnega odjema vseh gospodinskih odjemalcev, ki je v letu 2025 znašala že 4.321 kWh, medtem ko pri odjemalcih brez naprav za samooskrbo povprečna poraba celo nekoliko upada in je v letu 2025 znašala le dobrih 3.900 kWh.

SLIKA 12: PREVZEM IN ODDAJA TER POVPREČNA PORABA ELEKTRIČNE ENERGIJE GOSPODINSKIH ODJEMALCEV V OBDOBJU 2023–2025



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Pokritost porabe z domačo proizvodnjo

Pokritost porabe z domačo proizvodnjo je razmerje med porabo električne energije končnih odjemalcev in proizvodnjo električne energije v Sloveniji. Kot prikazuje tabela 6, k domači proizvodnji največ prispevajo velike hidroelektrarne, termoelektrarne in jedrska elektrarna (s polovičnim deležem proizvodnje), ki so v Sloveniji priključene na prenosni sistem. Manjši del domače proizvodnje je priključen na distribucijski sistem, predstavlja pa iz leta v leto pomembnejši delež k skupni proizvodnji električne energije v Sloveniji.

**82,8-%
pokritost porabe električne energije
z domačo proizvodnjo**



TABELA 6: PORABA, PROIZVODNJA IN POKRITOST PORABE Z DOMAČO PROIZVODNJO V OBDOBJU 2021–2025

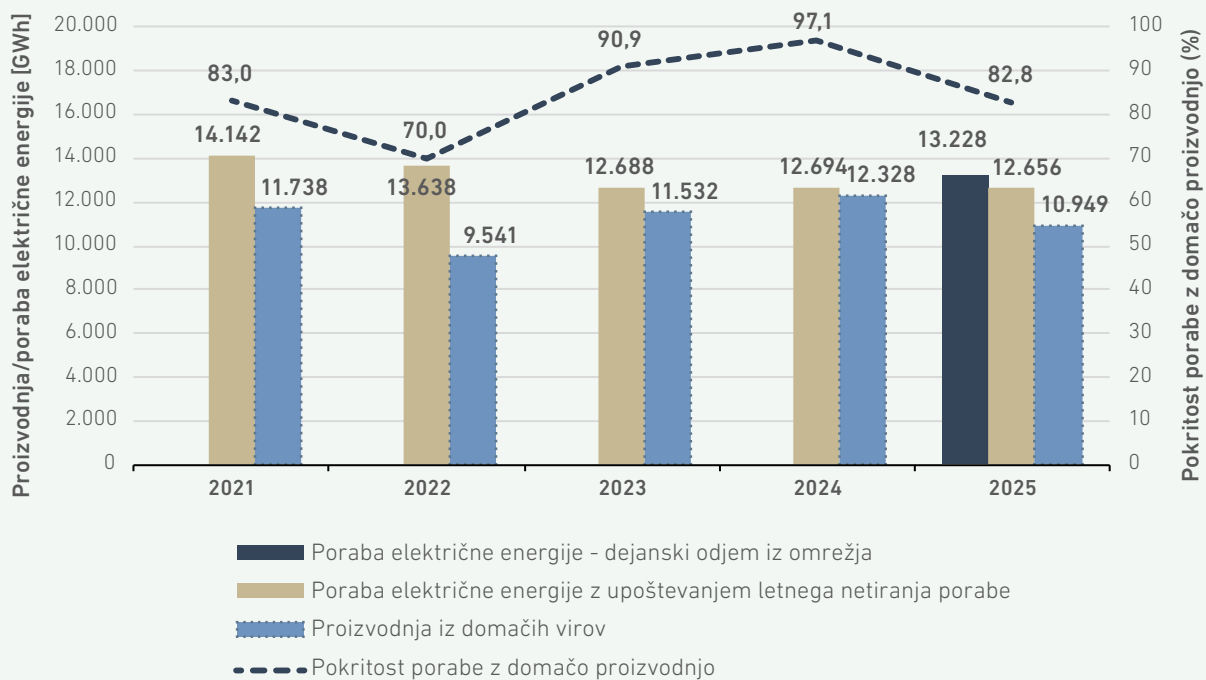
	2021	2022	2023	2024	2025
Proizvodnja na prenosnem sistemu [GWh]	10.638	8.529	10.294⁷	11.044	9.015
hidroelektrarne	4.504	3.037	4.792	5.026	3.830
termoelektrarne	3.429	2.841	2.841	3.246	2.415
jedrska elektrarna (50-% delež)	2.706	2.651	2.662	2.772	2.770
Proizvodnja na distribucijskem sistemu [GWh]	1.079	1.012	1.238	1.284	1.933
Skupaj domača proizvodnja [GWh]	11.717	9.541	11.533	12.328	10.948
Skupaj poraba električne energije [GWh]	14.142	13.638	12.688	12.694	13.228
poraba pri končnih odjemalcih	12.952	12.452	11.442	11.445	11.977
izgube na sistemu	837	845	842	867	814
poraba ČHE Avče	384	341	406	382	437
Pokritost porabe z domačo proizvodnjo	82,9 %	70,0 %	90,9 %	97,1 %	82,8 %

VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

V opazovanem obdobju 2021–2025 ugotavljamo medletna nihanja pokritosti porabe z domačo proizvodnjo. Dinamika in struktura skupne porabe sta podrobneje predstavljeni v predhodnem poglavju. K skupni porabi električne energije se razen porabe končnih odjemalcev na prenosnem in distribucijskem sistemu prištevajo tudi izgube na celotnem elektroenergetskem sistemu. Količine električne energije, ki so po distribucijskem sistemu iz RTP Vrtojba in Sežana distribuirane v Italijo, se ne upoštevajo kot končni odjem v Sloveniji.

V letu 2025 je pokritost porabe z domačo proizvodnjo znašala 82,8 %, kar je nekoliko pod desetletnim povprečjem, ki znaša okoli 85 %. K slabši pokritosti porabe z domačo proizvodnjo je prispevala predvsem nižja proizvodnja v hidroelektrarnah, ki je posledica slabše hidrologije v letu 2025, ter nižja proizvodnja v termoelektrarnah zaradi preoblikovanja TEŠ v izvajalca gospodarske javne službe oskrbe s toploto.

SLIKA 13: PORABA, PROIZVODNJA IN POKRITOST PORABE Z DOMAČO PROIZVODNJO V OBDOBJU 2021–2025



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Odjemalci na elektroenergetskem sistemu

Ob koncu leta 2025 je bilo na slovenski elektroenergetski sistem priključenih 995.953 končnih odjemalcev električne energije. Njihovo število se je glede na leto 2024 povečalo za 6.061 oziroma 0,6 %, od tega število gospodinjstev odjemalcev za 5.472 ter število poslovnih odjemalcev za 589.

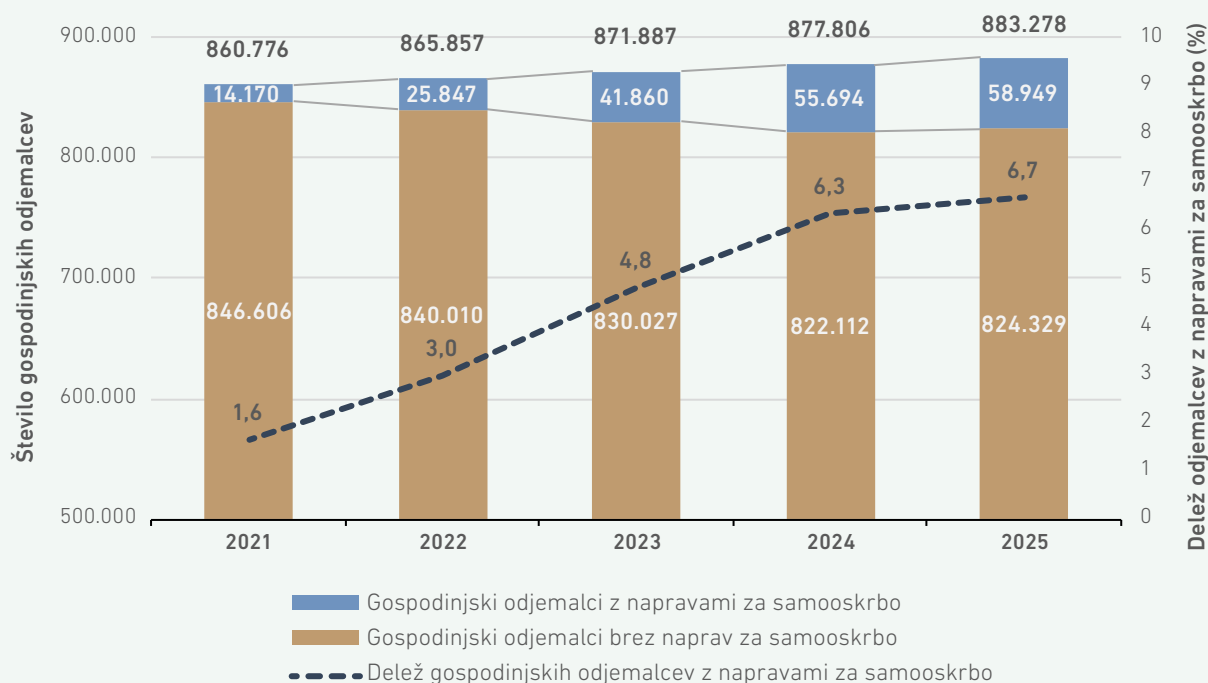
Na sliki 14 je prikazano gibanje števila gospodinjstev odjemalcev v obdobju 2021–2025. Skupno število gospodinjstev odjemalcev se je v tem obdobju povečevalo v povprečju za 0,6 % na leto, pri tem se je v preteklih letih skokovito večal delež

0,6 % več končnih odjemalcev

gospodinjstev odjemalcev s priključenimi napravami za samooskrbo in v letu 2025 dosegel že 6,7 % vseh gospodinjstev odjemalcev. Ta trend naraščanja se je v letu 2025 opazno upočasnil, in sicer zaradi ukinitve letnega netiranja količin.



SLIKA 14: ŠTEVILO GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV V OBDOBJU 2021–2025

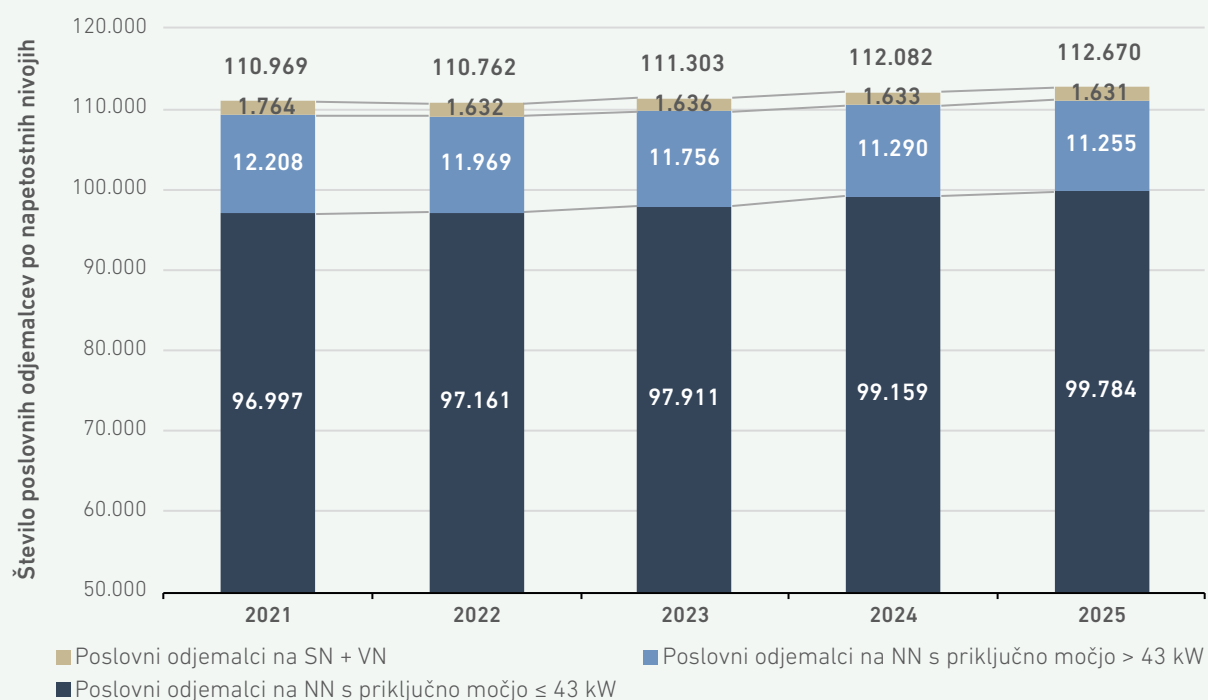


VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Slika 15 prikazuje gibanje števila vseh poslovnih odjemalcev na distribucijskem sistemu in ZDS, ločeno po napetostnih nivojih. V letu 2025 je zabeležena nekoliko nižja rast števila poslovnih odjemalcev kot leto prej, in sicer se je število

poslovnih odjemalcev povečalo za 0,5 %. Pri tem je število odjemalcev s priključno močjo manjšo ali enako 43 kW zraslo za 0,6 %, število odjemalcev s priključno močjo nad 43 kW pa je padlo kar za 0,3 %.

SLIKA 15: ŠTEVILO POSLOVNIH ODJEMALCEV NA DISTRIBUCIJSKEM SISTEMU PO NAPETOSTNIH NIVOJIH V OBDOBJU 2021–2025



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Na distribucijski sistem je bilo v letu 2025 priključenih 1.852 poslovnih in 100 gospodinjstkih odjemalcev s proizvodno napravo v notranji inštalaciji po shemi priključevanja PS.2 ter 5.111 poslovnih in 58.849 gospodinjstkih odjemalcev s priključenimi napravami za samooskrbo, od tega 57.507 gospodinjstkih odjemalcev po sistemu letnega netiranja porabe električne energije. Od vseh odjemalcev na distribucijskem sistemu jih je bilo 6,6 % hkrati v vlogi odjemalca in proizvajalca električne energije, kar je 0,4 odstotne točke več kot leto prej.

Število poslovnih odjemalcev na prenosnem sistemu se je glede na leto prej povečalo za enega.

**6,6-% delež odjemalcev,
ki so hkrati tudi proizvajalci**

Nanj so bili priključeni štirje poslovni odjemalci in odjem ČHE Avče ter pet operaterjev ZDS na šestih lokacijah, ki so električno energijo dobavljali 241 poslovnim odjemalcem, od tega je 30 poslovnih odjemalcev na ZDS imelo priključeno tudi proizvodno napravo v notranji inštalaciji.

TABELA 7: ŠTEVILO KONČNIH ODJEMALCEV ELEKTRIČNE ENERGIJE GLEDE NA VRSTO ODJEMA V OBDOBJU 2023–2025

Število končnih odjemalcev glede na vrsto odjema	2023	2024	2025
Poslovni odjemalci na prenosnem sistemu	3	3	4
Odjem HE Avče v črpalnem režimu	1	1	1
Skupaj končni odjemalci na prenosnem sistemu	4	4	5
Poslovni odjemalci na distribucijskem sistemu	111.099	111.865	112.429
Gospodinjstki odjemalci	871.887	877.806	883.278
Skupaj končni odjemalci na distribucijskem sistemu	982.986	989.671	995.707
Poslovni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih	204	217	241
Gospodinjstki odjemalci	0	0	0
Skupaj končni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih	204	217	241
SKUPAJ VSI KONČNI ODJEMALCI	983.194	989.892	995.953

VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI



TABELA 8: ŠTEVILO KONČNIH ODJEMALCEV ELEKTRIČNE ENERGIJE GLEDE NA NAČIN PRIKLJUČITVE V OBDOBJU 2023–2025

NAČIN PRIKLJUČITVE KONČNEGA ODJEMALCA	Končni odjemalci na distribucijskem sistemu			Končni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih			SKUPAJ		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025
Brez priključenih proizvodnih naprav									
Poslovni	106.877	105.724	105.496	186	193	211	107.063	105.917	105.707
Gospodinjski	830.027	822.112	824.329	0	0	0	830.027	822.112	824.329
SKUPAJ	936.904	927.836	929.825	186	193	211	937.090	928.029	930.036
Proizvodna naprava v notranji inštalaciji									
Poslovni	1.342	1.668	1.836	12	12	16	1.354	1.680	1.852
Gospodinjski	100	100	100	0	0	0	100	100	100
SKUPAJ	1.442	1.768	1.936	12	12	16	1.454	1.780	1.952
Odjemalci z napravami za samooskrbo									
Poslovni	2.880	4.473	5.097	6	12	14	2.886	4.485	5.111
Gospodinjski	41.760	55.594	58.849	0	0	0	41.760	55.594	58.849
SKUPAJ	44.640	60.067	63.946	6	12	14	44.646	60.079	63.960
SKUPAJ KONČNI ODJEMALCI NA DISTRIBUCIJSKEM IN ZAPRTIH DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH									
Poslovni	111.099	111.865	112.429	204	217	241	111.303	112.082	112.670
Gospodinjski	871.887	877.806	883.278	0	0	0	871.887	877.806	883.278
SKUPAJ	982.986	989.671	995.707	204	217	241	983.190	989.888	995.948
SKUPAJ KONČNI ODJEMALCI NA PRENOSNEM SISTEMU							4	4	5
SKUPAJ KONČNI ODJEMALCI							983.194	989.892	995.953

VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Obnovljivi viri energije

Delež obnovljivih virov v bruto končni porabi energije

Celoviti nacionalni energetske in podnebni načrt (NEPN), posodobljen v letu 2024, zavezuje k zmanjšanju skupnih izpustov toplogrednih plinov za vsaj 55 % do leta 2050 glede na izhodiščno leto 2005. Do leta 2030 načrt predvideva dosežen vsaj 33-odstotni delež obnovljivih virov energije (OVE) v bruto končni porabi. Za uresničitev tega cilja do leta 2030 so po sektorjih določeni naslednji mejniki: vsaj 55,4-odstotni delež OVE v elektroenergetiki, minimalno 45,2-odstotni delež pri ogrevanju in hlajenju ter vsaj 25,8-odstotni delež v prometu.

Leta 2023 je Slovenija prvič z lastnimi proizvodnimi viri dosegla ciljni 25-odstotni delež OVE v bruto končni rabi energije. V letu 2024 predpisanega cilja ponovno nismo dosegli, saj smo z lastnimi proizvodnimi viri dosegli le 24,6-odstotni delež OVE. Zastavljeni 25-odstotni delež, ki je razviden iz naslednje tabele, pa smo dosegli s statističnim prenosom 207 GWh obnovljive energije s Hrvaške. Iz podatkov po posameznih sektorjih za leto 2024 je razvidno, da se je delež OVE v sektorju električne energije v primerjavi z letom 2023 zvišal za 1,2 % in dosegel 43,1 %, medtem ko sta preostala sektorja

zabeležila upad – delež pri ogrevanju in hlajenju se je v primerjavi z letom 2023 znižal na 33,7 %, v prometu pa na 9,2 %.

Iz ocene za leto 2025, ki jo je za pripravo tega poročila izdelal Institut "Jožef Stefan", izhaja, da je dosežen 25,4-odstotni skupni delež OVE, kar pomeni, da je Slovenija drugič presegla 25-odstotni delež OVE v skupni bruto končni porabi energije. Glavni razlog za zvišanje deleža OVE v letu 2025 je predvsem nižja raba energije v prometu, kar je vplivalo na nižjo končno bruto rabo energije. Iz ocene tako izhaja, da se je delež OVE v sektorju električne energije v letu 2025 povečal za 2,2 odstotne točke, s 43,1 % na 45,3 %. V letu 2025 je višji tudi delež OVE v sektorju prometa – ocenjen je na 11,5 %, kar je 2,3 % več, kot je znašal v letu 2024. Delež OVE v sektorju ogrevanja in hlajenja (31,8 %) pa je v letu 2025 nižji, kot je bil dosežen v letu 2024. Slednje je predvsem posledica nižje rabe lesa za ogrevanje v gospodinjstvih. Pri tem je treba poudariti, da je zaradi še nedokončnih metodoloških podatkov za leto 2025 v posameznih sektorjih negotovost za skupni delež OVE ocenjena na 0,6 odstotne točke.

TABELA 9: DOSEŽENI DELEŽI OVE V BRUTO KONČNI PORABI ENERGIJE

	Ciljni delež OVE 25 %													2030
	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Delež OVE (%)	Doseženo												Ocena	Ciljni delež
Dosežen z lastnimi viri	19,8	21,1	22,9	22,0	21,7	21,4	22,0	24,1	24,6	22,9	25,1	24,6	25,4	
Statistični prenos								0,9	0,4	2,1	-	0,4	?	
Delež OVE	19,8	21,1	22,9	22,0	21,7	21,4	22,0	25,0	25,0	25,0	25,1	25,0	25,4	33,0
OVE ogrevanje in hlajenje	26,4	29,5	36,2	35,6	34,6	32,3	32,1	32,1	35,2	34,0	34,3	33,7	31,8	45,2
OVE električna energija	28,7	32,2	32,7	32,1	32,4	32,3	32,6	35,1	35,0	37,0	41,9	43,1	45,3	55,4
OVE promet	0,8	3,1	2,2	1,6	2,6	5,5	8,0	10,9	10,6	7,8	10,0	9,2	11,5	25,8

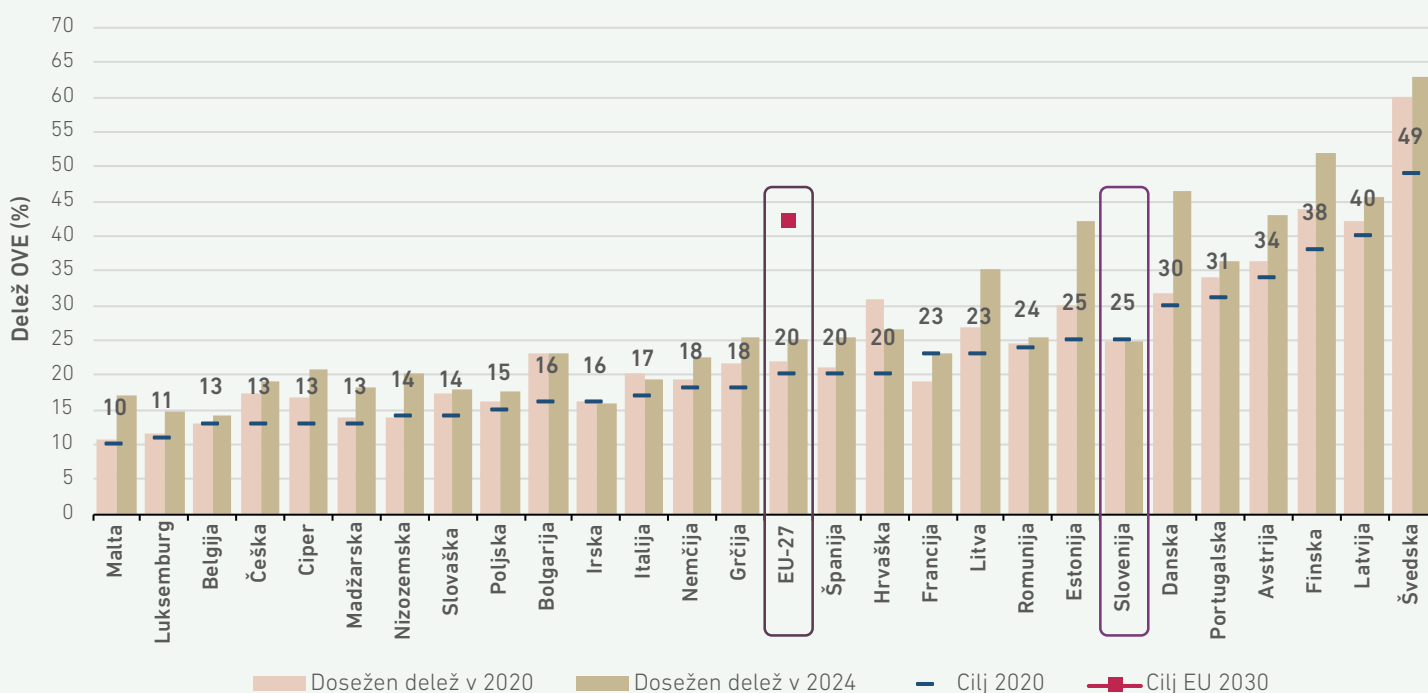
VIRA: INSTITUT "JOŽEF STEFAN", SURS



V letu 2024 je bil v Evropski uniji dosežen 25,2-odstotni delež OVE v bruto končni porabi energije, kar pomeni povečanje za 0,6 odstotne točke glede na leto 2023. Glede na predviden 42,5-odstotni ciljni delež v letu 2030 bo v prihodnjih letih potreben zelo intenziven napredek pri razvoju rabe OVE na ravni celotne EU. Slednje namreč pomeni, da bo morala EU do leta 2030 vsako leto v povprečju po-

večati delež OVE za približno 2,9 odstotne točke. To bo zahtevalo pospešeno uvajanje OVE v vseh sektorjih, vključno z električno energijo, ogrevanjem in hlajenjem ter prometom. Sicer pa je najvišji delež OVE med članicami tudi v letu 2024 z 62,85 % dosegla Švedska, sledita ji Finska z 52,1 % in Danska s 46,5 %.

SLIKA 16: DOSEŽENI DELEŽI OVE V DRŽAVAH EU



VIR: EUROSTAT

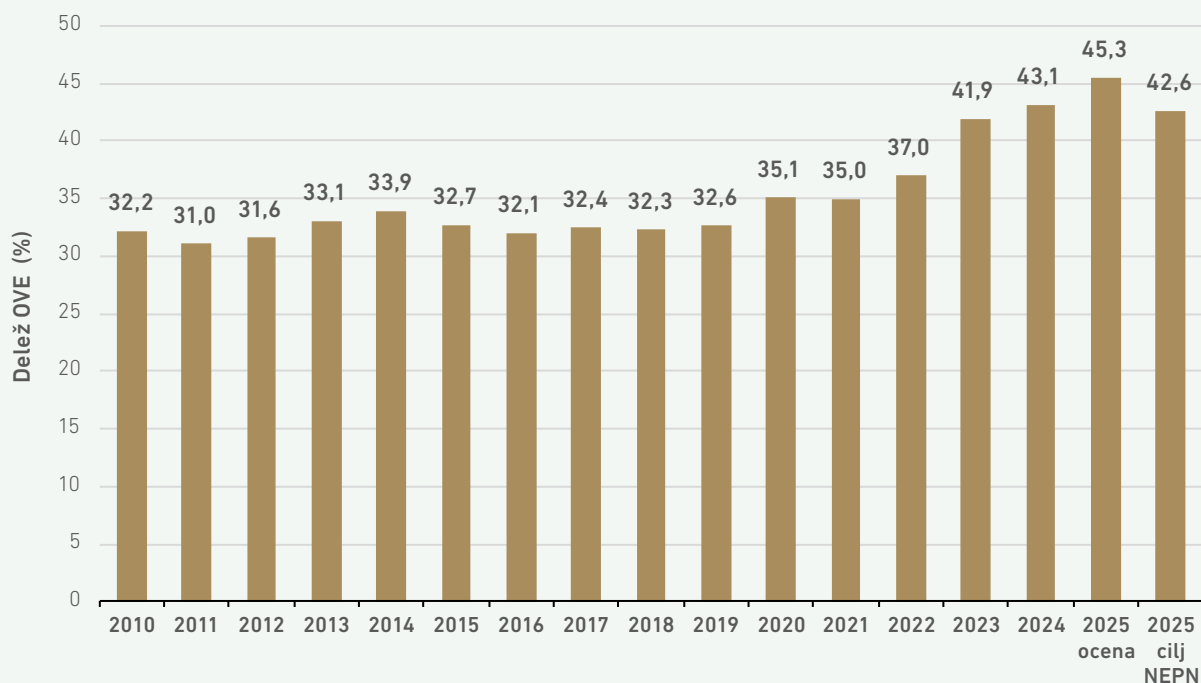
Delež obnovljivih virov v sektorju električna energija

V posodobljenem NEPN je zaveza, da bo Slovenija v sektorju električne energije do leta 2030 dosegla vsaj 55,4-odstotni delež OVE. Če se ozremo nazaj, je v letu 2010 delež OVE v tem sektorju znašal 32,2 %, leta 2020 pa 35,1 %. V naslednjih letih je bil dosežen pomemben napredek pri razvoju OVE, ki je povečal delež OVE na 43,1 % v letu 2024. S tem je bil v NEPN načrtovan sektorski cilj za leto

2024 presežen za 2,4 odstotne točke. K povečanju je prispevala predvsem intenzivna gradnja sončnih elektrarn in dobre hidrološke razmere.

Ocenjen delež OVE v sektorju električne energije za leto 2025 znaša 45,3 %, kar presega sektorski cilj 2025 iz NEPN za 2,7 odstotne točke.

SLIKA 17: DELEŽI OVE V SEKTORJU ELEKTRIČNA ENERGIJA V OBDOBJU 2010–2024 IN OCENA ZA 2025



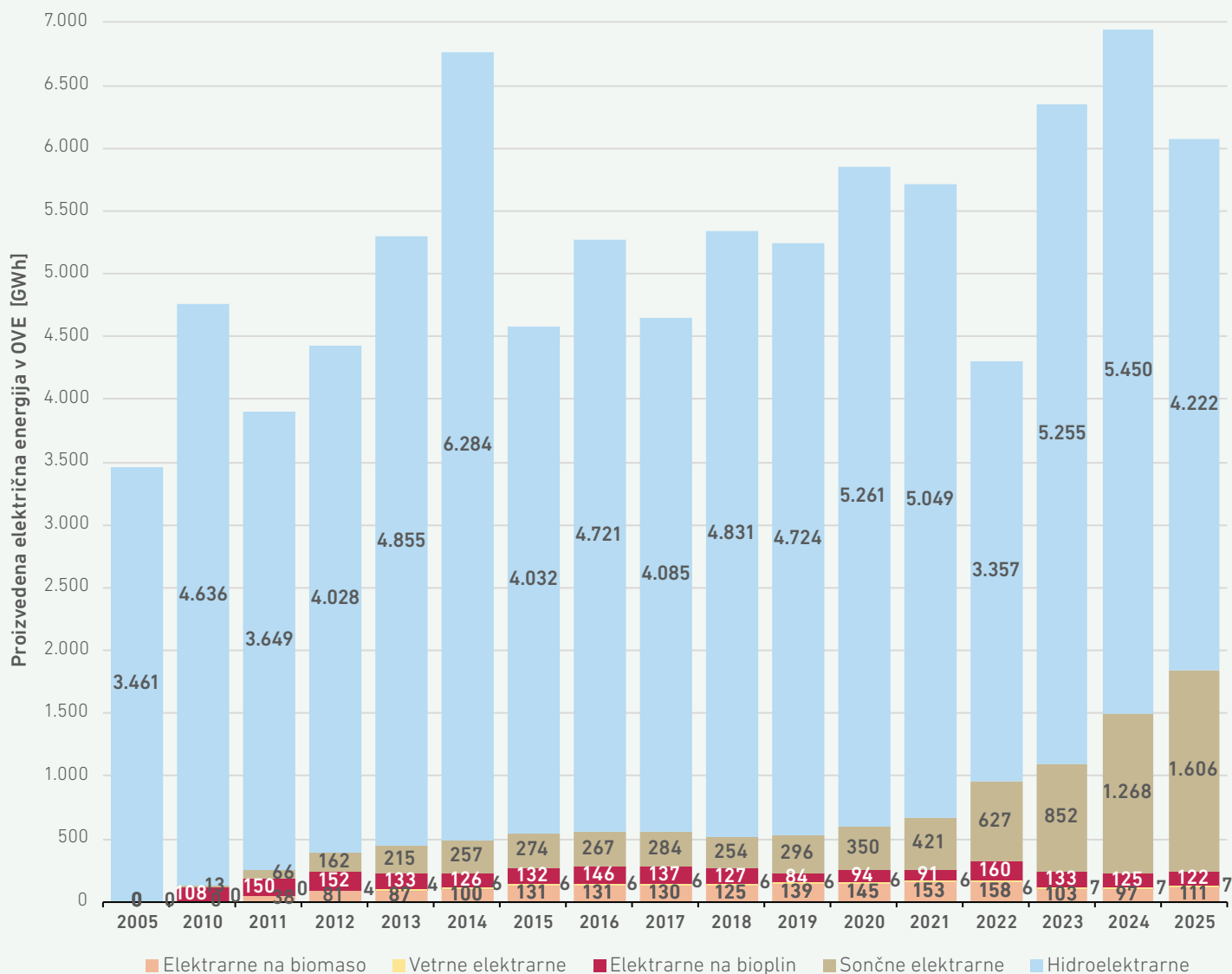
VIRA: INSTITUT "JOŽEF STEFAN", SURS

Proizvodnja iz obnovljivih virov

Skupna realizirana proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov v Sloveniji je v letu 2025 znašala 6.068 GWh, kar je slabih 13 % manj kot leto prej, ko je dosegla 6.947 GWh. Ta upad je predvsem posledica slabših hidroloških razmer, saj je proizvodnja v hidroelektrarnah v letu 2025 dosegla 4.222 GWh, leto prej pa je bilo v hidroelektrarnah proizvedenih 5.450 GWh električne energije. Na drugi strani pa je leto 2025 prineslo nadaljevanje intenzivnega razvoja proizvodnje električne energije iz energije sonca, saj se je proizvodnja električne energije v

sončnih elektrarnah povzpela na 1.606 GWh, kar pomeni skoraj 27-odstotno povečanje glede na leto 2024, ko je znašala 1.268 GWh. Proizvodnja iz ostalih OVE virov ni bistveno odstopala od proizvodnje v letu 2024: elektrarne na biomaso so dosegle 111 GWh (v primerjavi s 97 GWh v letu 2024), bioplinske elektrarne so zabeležile rahel upad na 122 GWh (leto prej 125 GWh), medtem ko je proizvodnja iz vetrnih elektrarn ostala v obeh letih nespremenjena pri 7 GWh.

SLIKA 18: PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ OVE V IZHODIŠČNEM LETU 2005 IN V OBDOBJU 2010–2025



VIRI: AGENCIJA, BORZEN, ELEKTROOPERATER, PROIZVODNA PODJETJA, SURS

Ukrepi za spodbujanje proizvodnje iz obnovljivih virov

Proizvodnja električne energije iz OVE ima pomembno vlogo pri zmanjševanju emisij toplogrednih plinov in doseganju ciljev trajnostnega razvoja v energetskega sektorju. Zaradi tega velja za eno izmed prednostnih usmeritev energetske politike. Države članice EU lahko razvoj te proizvodnje spodbujajo z različnimi ukrepi in oblikami finančnih spodbud.

V Sloveniji je bila leta 2009 vzpostavljena podpora shema za proizvodnjo električne energije iz OVE in SPTE, ki vključuje zagotovljen odkup proizvedene

električne energije oziroma obratovalno podporo in katere veljavnost je iztekla 31. 12. 2025. Poleg podporne sheme so bile na voljo tudi naložbene spodbude.

Pomembno je k razvoju proizvodnje iz OVE prispevala tudi samooskrba končnih odjemalcev z letnim obračunom, ki proizvodne naprave – najpogosteje sončne elektrarne – priključujejo neposredno na notranjo inštalacijo stavb. Največje število priključitev tovrstnih naprav zaradi izteka sheme letnega netiranja beležimo v letu 2024.

Podporna shema OVE in SPTE

Podporna shema OVE in SPTE, ki je bila uveljavljena leta 2009, se je konec leta 2025 iztekla. Proizvajalci električne energije, ki so že vključeni v podporno shemo, bodo ne glede na to lahko svoje pravice izčrpali v dodeljenem obsegu, prav tako bodo lahko investitorji, ki so bili uspešni s prijavo projektov na javne pozive in razpolagajo z veljavnimi sklepi o potrditvi projektov, koristili upravičenje do podpore, ki izhaja iz sklepov o potrditvi projektov.

V obdobju od leta 2009 do 2025 je bilo v okviru podporne sheme za OVE in SPTE izplačanih skupaj 1.795 milijonov evrov. S temi sredstvi je bilo podprtih skupaj 13.015,7 GWh proizvedene električne energije. Največ sredstev je bilo dodeljenih za proizvodnjo iz energije sonca, in sicer 842,5 milijona evrov, s čimer je bilo proizvedenih 3.428,0 GWh električne energije. Za električno energijo, proizvedeno v SPTE na fosilna goriva, je bilo izplačanih 406,9

**V obdobju 2009–2025
izplačanih 1,7 milijarde podpor
za 13 TWh električne energije**

milijona evrov podpor za 4.770,3 GWh energije. Sredstva, izplačana za električno energijo, proizvedeno iz biomase, so znašala 238,5 milijona evrov, ob čemer je bilo proizvedenih 1.559,6 GWh. Biopljin je prejel 215,5 milijona evrov za 1.732,3 GWh proizvedene energije. Za 1.471,6 GWh električne energije, proizvedene v hidroelektrarnah, je bilo izplačanih 88,7 milijona evrov. Najmanj sredstev je bilo skozi celotno obdobje namenjenih za proizvodnjo iz energije vetra, in sicer 2,9 milijona evrov za 53,9 GWh električne energije.

Izbrani projekti proizvodnih naprav OVE in SPTE v okviru javnih pozivov

Agencija je zadnji javni poziv v okviru podporne sheme OVE in SPTE objavila v letu 2023 in ga zaključila v letu 2024. Kljub veljavnosti podporne sheme do konca leta 2025 država po letu 2023 ni več odobrila razpoložljivih sredstev za izvedbo javnih pozivov, tako za leto 2024 kot tudi ne za leto 2025. Skupaj je bilo izvedenih 13 javnih pozivov za prijavo projektov proizvodnih naprav iz obnovljivih virov energije (OVE) in soproizvodnje toplote in električne energije (SPTE) za vstop v podporno shemo. V vseh javnih pozivih je bilo prijavljenih 1.877 projektov s skupno nazivno električno močjo 1.335 MW, med katerimi večji del predstavljajo naprave OVE (1.650 projektov, 1.154 MW), sledijo SPTE (227 projektov, 181 MW). Izbranih je bilo 1.117 projektov s skupno nazivno močjo 795 MW – od tega 996 projektov OVE z močjo 682 MW in 121 projektov SPTE z močjo 113 MW. Do konca leta 2025 je bilo izvedenih 487 projektov s skupno nazivno močjo 188 MW, kar

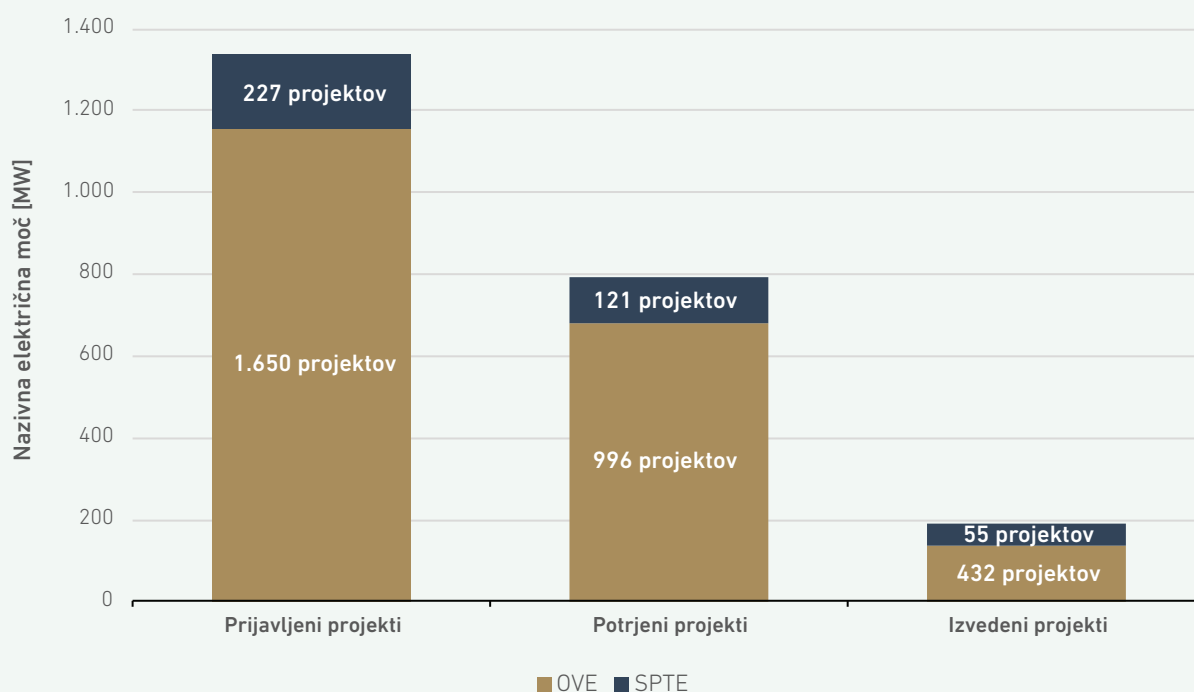
pomeni 43,6 % vseh izbranih projektov in le 23,6 % izbrane nazivne moči.

Med izvedenimi projekti po številu in moči izstopajo sončne elektrarne s 370 izvedenimi projekti in skupno močjo 117,5 MW, kar je 32,9 % vseh izbranih projektov te tehnologije. Visoko stopnjo realizacije izbranih projektov so dosegle tudi obnovljene hidroelektrarne z 39 projekti (11 MW oziroma 85,0 %) in obnovljene naprave SPTE na fosilno gorivo s 16 projekti (35,5 MW oziroma 77,0 %).

Povsem neuspešni pa so bili prijavitelji z izvedbo izbranih projektov vetrnih elektrarn, saj ni bil realiziran niti en projekt. Za večino projektov vetrnih elektrarn je tudi poteklo obdobje, v katerem bi morali prijavitelji projekte izvesti, da bi pravico do podpore še lahko uveljavljali.



SLIKA 19: ŠTEVILO TER NAZIVNA ELEKTRIČNA MOČ PRIJAVLJENIH, POTRJENIH IN IZVEDENIH PROJEKTOV PROIZVODNIH NAPRAV OVE IN SPTE V OKVIRU VSEH IZVEDENIH JAVNIH POZIVOV



VIR: AGENCIJA

Proizvodne naprave, vključene v podporno shemo OVE in SPTE, njihova skupna nazivna električna moč ter proizvedena količina električne energije

Ob koncu leta 2025 je bilo v podporno shemo vključenih 2.986 proizvodnih naprav, kar predstavlja medletni upad za 11,29 % oziroma 380 naprav manj v primerjavi z letom 2024. V tehnološki strukturi sheme z vidika števila enot še naprej prevladujejo sončne elektrarne, čeprav se je njihovo število zmanjšalo s 3.108 v letu 2024 na 2.825 v letu 2025. Zelo izrazit je tudi upad SPTE proizvodnih enot na fosilna goriva, kjer se je število enot s 137 v letu

2024 zmanjšalo na vsega 54 v letu 2025. Negativen trend neto vključitev, čeprav v manjšem obsegu, je opazen tudi pri proizvodnih napravah na biomaso, bioplin ter hidroenergijo. Ključni razlog za zmanjševanje števila proizvodnih enot v podporni shemi ostaja potek zakonsko določenega obdobja upravičenosti do prejemanja podpore, ki je omejeno na 15 let za naprave OVE in na 10 let za naprave SPTE.

TABELA 10: ŠTEVILO PROIZVODNIH NAPRAV V PODPORNH SHEMA IN DINAMIKA NJIHOVE VKLJUČITVE V OBDOBJU 2010–2025

Vir	Število naprav, vključenih v podporno shemo															
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Sončna energija	381	975	2.406	3.218	3.319	3.339	3.323	3.312	3.301	3.304	3.297	3.286	3.245	3.170	3.108	2.825
Vetrna energija	3	4	3	5	4	9	7	7	6	4	4	3	2	2	2	2
Vodna energija	105	109	108	106	106	106	98	91	93	92	90	92	85	73	68	63
Biomasa	0	3	5	10	19	43	44	43	44	46	40	40	38	54	33	26
Bioplin	0	0	0	0	0	33	32	31	27	24	22	24	22	20	18	16
SPTÉ na fosilna goriva	0	0	0	0	0	390	384	380	388	388	386	366	326	241	137	54
Skupaj	489	1.091	2.522	3.339	3.448	3.920	3.888	3.864	3.859	3.858	3.839	3.811	3.718	3.560	3.366	2.986

VIRA: AGENCIJA, BORZEN

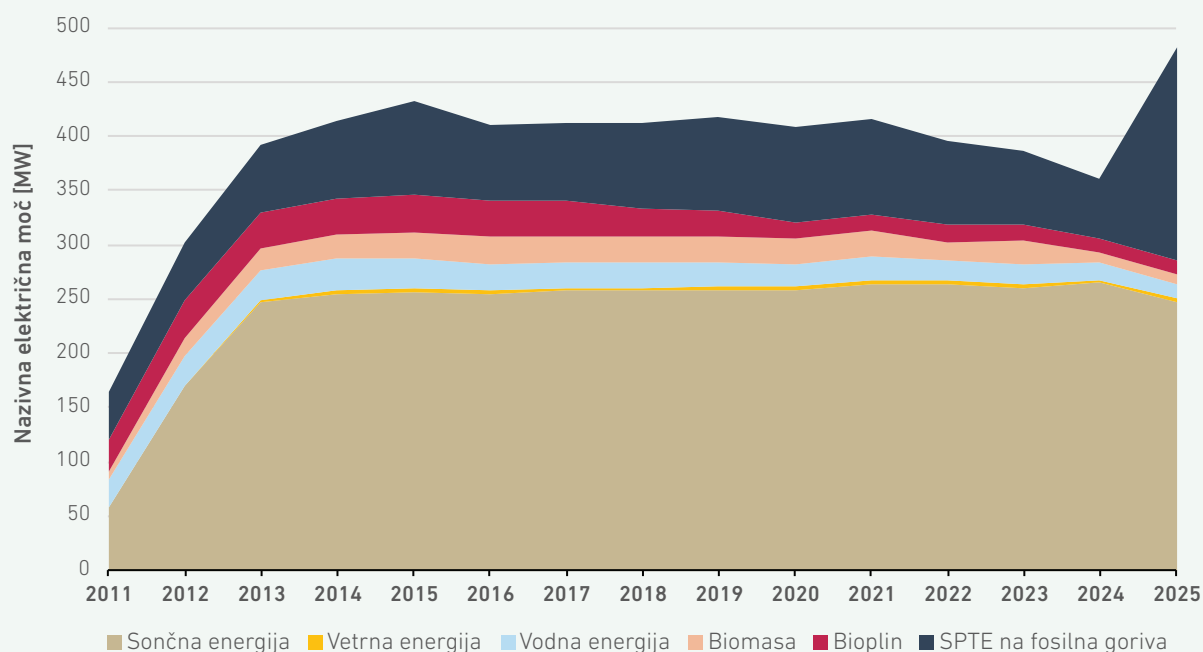
Zmanjševanje števila proizvodnih enot pa v letu 2025 ni sorazmerno vplivalo na gibanje skupne nazivne električne moči naprav v podporni shemi. Ob koncu leta je namreč skupna nazivna električna moč proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo, dosegla 481,8 MW, kar je 120,2 MW več v primerjavi z letom 2024, ko je ta moč znašala 361,6 MW. Slednje je posledica vstopa večje SPTÉ proizvodne naprave v sistem podpor.

Pri dveh najbolj uporabljenih tehnologijah OVE se je tudi v letu 2025 glede na pretekla leta znižala

skupna nazivna moč proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo. Konec leta je bilo tako vključenih manj sončnih elektrarn, skupna nazivna moč se je znižala za 16,6 MW, z 264,7 MW na 248,1 MW, skupna nazivna moč hidroelektrarn se je znižala za 16,6 MW na 12,3 MW, pri ostalih tehnologijah OVE pa očitnejših sprememb glede skupne nazivne moči proizvodnih naprav v podporni shemi v primerjavi z letom 2024 ni bilo zaznati. Tako je skupna nazivna moč bioplinarn v podporni shemi ob koncu leta 2025 znašala 12,0 MW, elektrarn na biomaso 9,5 MW in vetrnih elektrarn 3,2 MW.



SLIKA 20: SKUPNA NAZIVNA ELEKTRIČNA MOČ PROIZVODNIH NAPRAV, VKLJUČENIH V PODPORNO SHEMO V OBDOBJU 2011–2025



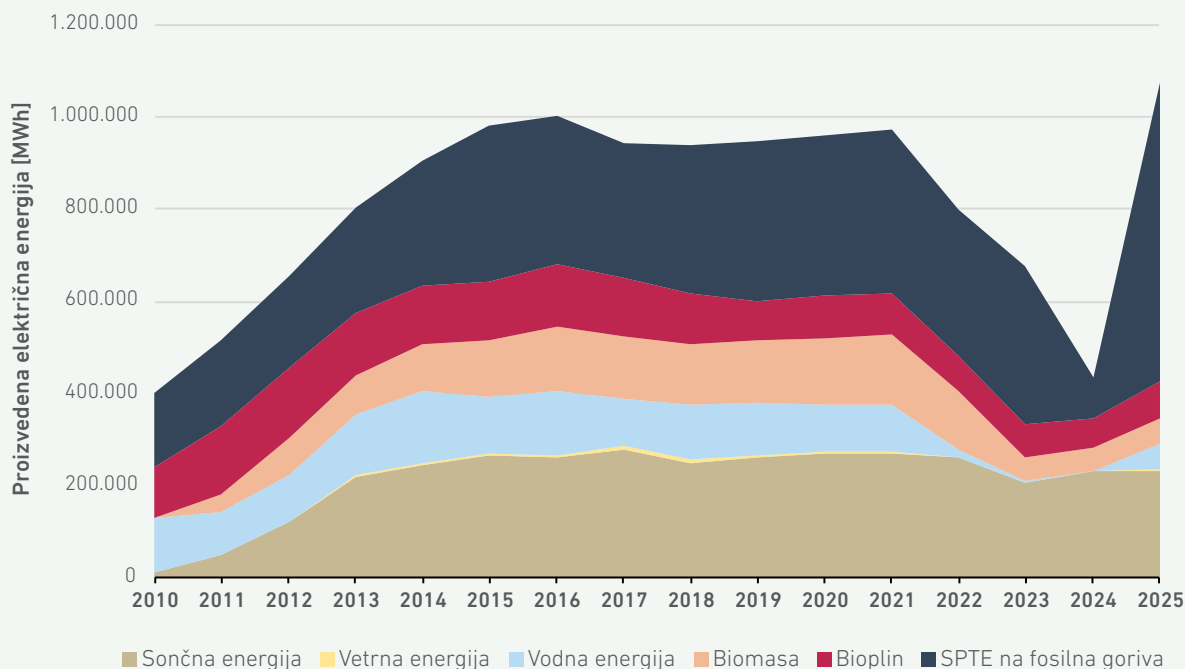
VIRA: AGENCIJA, BORZEN

V letu 2025 se je trend upadanja količine električne energije, za katero je bila v okviru podporne sheme izplačana podpora, obrnil navzgor. Skupna količina podprte proizvodnje je znašala le 1.075,0 GWh, kar je 642 GWh več kot v letu 2024, ko je bilo v okviru podporne proizvodnje 433 GWh električne energije, za katero so bile proizvajalcem izplačane podpore. Eden od glavnih razlogov za tak porast je vključitev večje SPT proizvodne enote v podporno shemo. Poleg navedenega je razlog tudi bistveno nižja referenčna cena električne energije kot v letu

2024. Ta je v letu 2025 znašala 79,42 EUR/MWh, medtem ko je bila v letu 2024 138,74 EUR/MWh.

Od skupno 1.075,0 GWh podprte proizvodnje je bilo 424,6 GWh proizvedenih iz OVE ter 650,4 GWh v SPT. Znotraj OVE še naprej prevladuje sončna energija z 231,1 GWh, sledita bioplin (78,2 GWh) in biomasa (54,5 GWh), medtem ko je bilo za električno energijo, proizvedeno v hidroelektrarnah, izplačanih za 54,0 GWh podpor.

SLIKA 21: PROIZVEDENA ELEKTRIČNA ENERGIJA V OBDOBJU OD 2010–2025, ZA KATERO SO BILE PROIZVAJALCEM ELEKTRIČNE ENERGIJE IZPLAČANE PODPORE



VIRA: AGENCIJA, BORZEN

Leta 2025 so bile podpore izplačane za skupno 1.075,0 GWh proizvedene električne energije, kar predstavlja 9,2 % vse električne energije, proizvedene v Sloveniji v tem letu (11.655,9 GWh). V primerjavi z letom 2024, ko je podprta proizvodnja znašala 432,9 GWh oziroma 3,2 % celotne proizvodnje, gre za povečanje tako obsega podprte proizvodnje kot tudi njenega deleža v skupni proizvodnji električne energije.

Podoben trend je opazen tudi pri deležu inštalirane moči proizvodnih naprav, vključenih v podporno

shemo, glede na skupno inštalirano moč vseh proizvodnih enot v Sloveniji. Leta 2024 je bilo v podporno shemo vključenih 361,6 MW inštalirane moči, kar je predstavljal 7,3 % skupne inštalirane moči v Sloveniji (4.972,3 MW). Leta 2025 se je ta delež povečal na 9,4 %, saj je bilo v podporno shemo vključenih 481,8 MW inštalirane moči. K povečanju je pomembno prispevala vključitev večje proizvodne naprave SPTE, zaradi česar se je delež podprte inštalirane moči povečal za 2,1 odstotne točke glede na leto 2024.

TABELA 11: DELEŽ INŠTALIRANE MOČI IN PROIZVEDENE ELEKTRIČNE ENERGIJE, VKLJUČENE V PODPORNHO SHEMO

Leto	Inštalirana moč, vključena v podporno shemo [MW]	Celotna inštalirana moč v Sloveniji [MW]	Delež inštalirane moči, vključene v podporno shemo	Proizvedena el. energija, za katero so izplačane podpore [GWh]	Celotna v Sloveniji proizvedena el. energija [GWh]	Delež proizvedene el. energije, vključene v podporno shemo
2018	412,4	3.584,0	11,5 %	937,9	12.578,8	7,5 %
2019	417,1	3.617,7	11,5 %	947,5	12.511,1	7,6 %
2020	408,9	3.581,0	11,4 %	962,2	13.220,7	7,3 %
2021	415,3	3.783,5	11,0 %	973,2	12.247,9	7,9 %
2022	395,3	3.983,4	9,9 %	800,8	10.203,3	7,8 %
2023	386,5	4.446,6	8,7 %	675,8	12.294,5	5,5 %
2024	361,6	4.972,3	7,3 %	432,9	13.371,0	3,2 %
2025	481,8	5.117,4	9,4 %	1.075,0	11.655,9	9,2 %

VIRA: AGENCIJA, BORZEN



Izplačane podpore – stroški podporne sheme

V letu 2025 je bilo proizvajalcem električne energije iz OVE in SPTE izplačanih 105,07 milijona evrov podpor, kar je 26,7 % več kot v letu 2024, ko je bilo izplačanih 82,96 milijona evrov. Opazen porast je posledica nižje referenčne cene električne energije oziroma sprememb v gibanju tržnih cen električne energije in plina ter vključitve večje SPTE proizvodne naprave v podporno shemo.

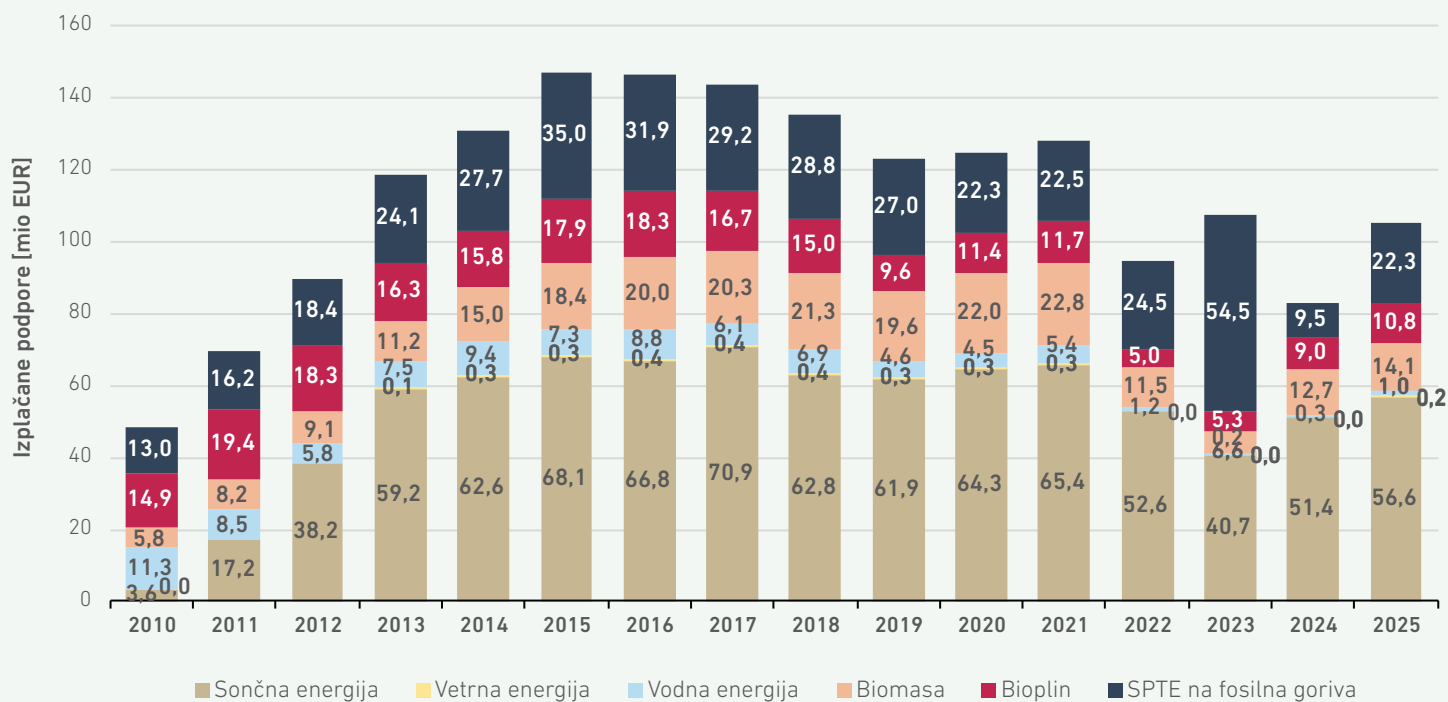
Za električno energijo iz OVE je bilo skupaj izplačanih 82,7 milijona evrov, največ tudi v letu 2025 za električno energijo, proizvedeno iz energije sonca, in sicer 56,6 milijona evrov, kar predstavlja 53,9 % vseh izplačil podpor v letu 2025. To je 5,2 milijona evrov več v primerjavi z letom 2024, ko je bilo proizvajalcem za isto tehnologijo izplačanih 51,4 milijona evrov. Sledi izplačilo podpor za električno energijo, proizvedeno iz biomase s 14,1 milijona evrov (v letu 2024 12,7 milijona evrov). Za električno energijo, proizvedeno iz bioplina, je bilo izplačanih 10,8 milijona evrov, kar prav tako predstavlja

105,07 milijona EUR izplačanih podpor

povečanje v primerjavi z 9,0 milijona evrov v letu 2024. Izplačila podpor za električno energijo, proizvedeno v hidroelektrarnah, so se zvišala na 1 milijon evrov (z 0,3 milijona evrov v letu 2024), medtem ko so bila izplačila za vetrno energijo ponovno izjemno nizka in so znašala le 0,2 milijona evrov.

Pomembno so se v letu 2025 zvišala tudi izplačila podpor za električno energijo, proizvedeno v SPTE, za katero je bilo v letu 2024 izplačanih 9,5 milijona evrov, v letu 2025 pa kar 22,3 milijona evrov. Glavni razlog za tolikšen porast je, kot je že navedeno, vključitev večje enote SPTE v podporno shemo.

SLIKA 22: VREDNOST IZPLAČANIH PODPOR V OBDOBJU 2010–2025



VIR: BORZEN

Samooskrba z električno energijo iz OVE

Samooskrba je proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov z napravo za samooskrbo, ki je priključena na notranjo nizkonapetostno inštalacijo stavbe. Namenjena je pokrivanju lastnega odjema električne energije končnega odjemalca, in sicer gospodinjstvega ali malega poslovnega odjemalca. Končni odjemalci oddajo viške proizvodnje v distribucijsko omrežje in odvzemajo primanjkljaj proizvodnje iz omrežja v času, ko proizvodnja naprave za samooskrbo ni zadostna. Distribucijsko omrežje je v tem primeru zaradi neuskladenosti med proizvodnjo odjemalčeve proizvodne naprave za samooskrbo in porabo končnega odjemalca v vlogi virtualnega hranilnika oziroma baterije.

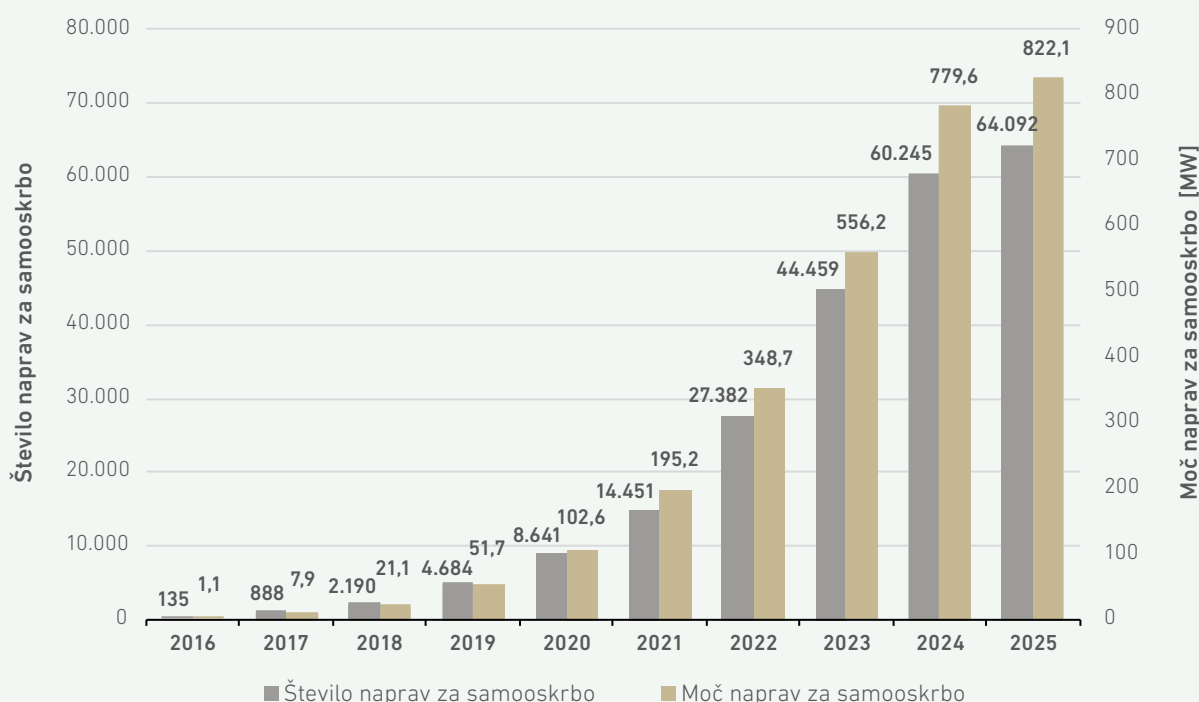
Prvo leto priključevanja naprav za samooskrbo sega 10 let nazaj, v leto 2016, ko je bilo priključenih prvih 135 naprav za samooskrbo s skupno priključno močjo 1,1 MW, medtem ko je bilo v letu 2025 na novo priključenih 4.658 naprav s skupno priključno močjo skoraj 57 MW. V letu 2025 je tako obratovalo že 64.092 naprav za samooskrbo s skupno priključno močjo 822 MW in povprečno priključno močjo 12,8 kW. Hkrati z naraščanjem števila odjemalcev s samooskrbo narašča tudi povprečna moč naprav za samooskrbo, saj je npr. v letu 2016

povprečna moč na novo priključene naprave za samooskrbo znašala 8,1 kW. Naraščanje moči naprav za samooskrbo je mogoče povezati z vedno večjo uporabo električne energije za ogrevanje stavb s toplotnimi črpalkami in uporabo električne energije samooskrbe za polnjenje električnih vozil na domu.

V skladu z veljavno zakonodajo, ki je ukinila možnost vključitve v sistem z letnim netiranjem količin v omrežje oddane in iz omrežja prevzete električne energije, je bilo v letu 2025 bistveno manj priključenih naprav za samooskrbo, saj so se v ta sistem lahko vključile le še naprave, za katere je bila vloga za priključitev že postavljene proizvodne naprave vložena do 31. 12. 2024.

Na podlagi odobritve vlog za izdajo soglasja za priključitev, ki so vložene po 1. 1. 2024, se naprave za samooskrbo lahko priključujejo zgolj v skladu z veljavno zakonodajo, ki sistema letnega netiranje več ne predvideva. Hkrati pa nova zakonodaja omogoča vključevanje v sistem samooskrbe tudi vsem ostalim uporabniškim skupinam in tako ni omejena zgolj na gospodinjstvi in mali poslovni odjem.

SLIKA 23: ŠTEVILU IN PRIKLJUČNA MOČ NAPRAV ZA SAMOOSKRBO V OBDOBJU 2016–2025

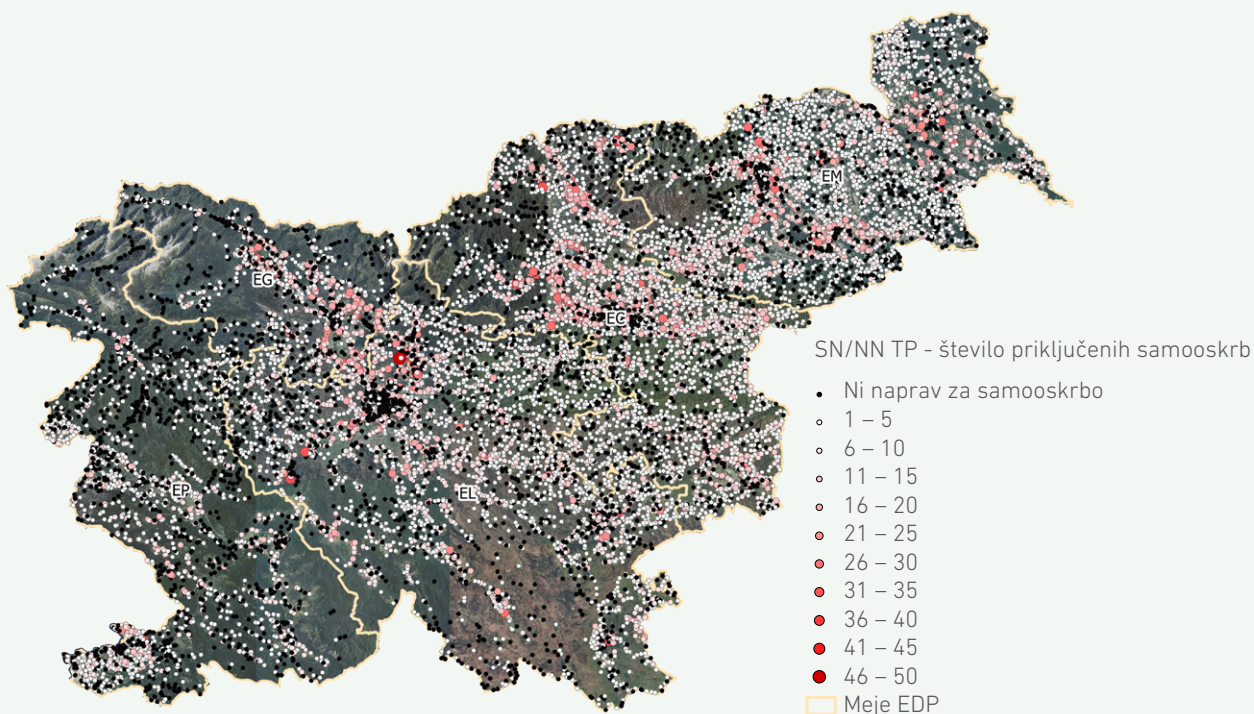


VIRI: AGENCIJA, ELES, EDP, BORZEN

Slika 24 prikazuje prostorsko razporeditev števila priključenih proizvodnih naprav za samooskrbo po posameznih SN/NN transformatorskih postajah na območju Slovenije. Takšni prikazi so kljub odsotnosti podrobne topologije omrežja uporabni za prostorski pregled stopnje penetracije samooskrbe, kvalitativno identifikacijo območij z večjo

koncentracijo priključenih proizvodnih naprav ter oceno regionalnih razlik v stopnji priključevanja samooskrbnih naprav. Njihove dejanske vplive na obratovanje omrežja pa je mogoče ustrezno ovrednotiti šele na podlagi podrobnejših analiz obratovnih stanj oziroma analize časovno odvisnih merilnih podatkov.

SLIKA 24: ŠTEVILO PRIKLJUČENIH PROIZVODNIH NAPRAV ZA SAMOOSKRBO PO SN/NN TP



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

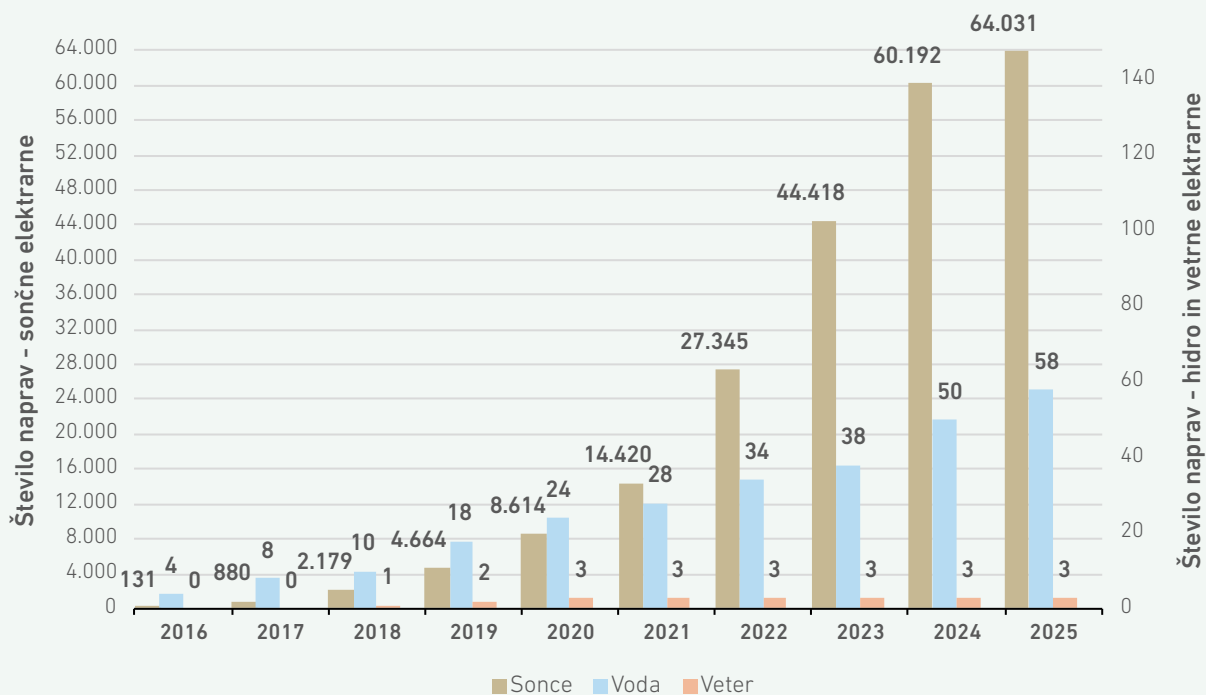
V skladu z zakonodajo lahko naprava za samooskrbo proizvaja električno energijo z izrabo sončne, vetrne, vodne ali geotermalne energije, lahko pa je tudi naprava za SPTE, ki kot primarni vir uporablja OVE. V praksi v veliki večini prevladujejo sončne elektrarne (64.031 naprav), medtem ko je naprav, ki uporabljajo vodni vir, komaj 58, naprave, ki kot vir uporabljajo veter, pa so samo tri.

Med obstoječimi napravami za samooskrbo še ni naprav, ki bi za vir uporabljale geotermalno energijo, in prav tako ne naprav SPTE, ki bi za primarni vir uporabljale obnovljive vire.

V zadnjih letih se je povečalo tudi števila priključenih proizvodnih naprav za skupnostno samooskrbo.

Prva naprava za skupnostno samooskrbo z močjo 14 kW je bila priključena v letu 2019. Leto kasneje so bile priključene že štiri tovrstne naprave s skupno priključno močjo 86 kW, v letu 2021 25 naprav s skupno priključno močjo 1.100 kW, v letu 2022 29 naprav s skupno priključno močjo 2.000 kW, v letu 2023 122 naprav s skupno priključno močjo 5.000 kW, v letu 2024 je bilo priključenih še 110 naprav s skupno priključno močjo 5.500 kW, medtem ko je bilo v letu 2025 priključenih 127 naprav s skupno priključno močjo 7.700 kW. Ob koncu leta 2025 je na ta način obratovalo že 418 naprav za skupnostno samooskrbo s skupno priključno močjo 21.500 kW.

SLIKA 25: ŠTEVILO NAPRAV ZA SAMOOSKRBO V OBDOBJU 2016–2025 PO PROIZVODNIH VIRIH

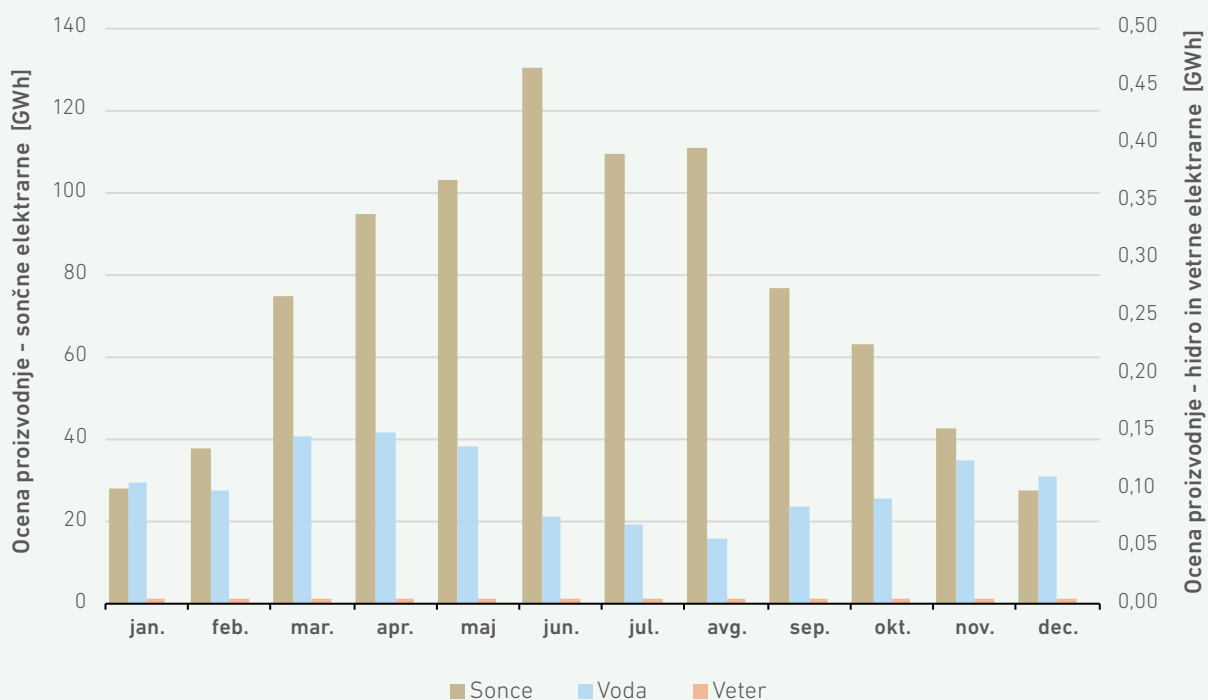


VIRI: AGENCIJA, ELES, EDP, BORZEN

Količina letne proizvodnje električne energije iz naprav za samooskrbo, ki so priključene za prevzemno-predajnim mestom končnega odjemalca, se zaradi načina merjenja ter letnega netiranja količin proizvedene in porabljene električne energije lahko le oceni. Ta ocena je odvisna od vrste proizvodnih naprav, priključne moči in referenčnih mesečnih obratovalnih ur, ko lahko proizvodne naprave

obratujejo. Kar 99,8 % vseh naprav za samooskrbo so sončne elektrarne, zato je ocenjena proizvedena električna energija močno odvisna predvsem od letnega časa ter geografskih in vremenskih dejavnikov. V letu 2016 je ocenjena količina proizvedene električne energije iz naprav za samooskrbo znašala le 0,6 GWh, v letu 2025 pa že 900,4 GWh.

SLIKA 26: OCENA PROIZVODNJE NAPRAV ZA SAMOOSKRBO V LETU 2025 PO MESECIH IN TEHNOLOGIJAH



VIR: BORZEN



Reguliranje omrežnih dejavnosti

Ločitev dejavnosti

Elektroenergetska podjetja, ki opravljajo prenosne in distribucijske dejavnosti, morajo zagotoviti ločeno računovodsko spremljanje prenosne in distribucijske dejavnosti, kot bi se to od njih zahtevalo, če bi distribucijo in prenos opravljala ločena podjetja.

ELES je operater kombiniranega sistema in je v letu 2025 izvajal dejavnost gospodarske javne službe (GJS) operaterja prenosnega in distribucijskega sistema. Zraven prej navedenih dejavnosti ELES izvaja še dejavnost po Zakonu o infrastrukturi za alternativna goriva in spodbujanje prehoda na alternativna goriva v prometu za podporo razvoju e-mobilnosti in dejavnosti, ki niso elektroenergetske. ELES v nerevidiranem letnem poročilu razkriva ločene računovodske izkaze za navedene dejavnosti in tudi sodila za razporejanje sredstev in obveznosti, stroškov ter odhodkov in prihodkov, ki jih upošteva pri sestavi ločenih računovodskih evidenc in ločenih računovodskih izkazov.

ELES je na podlagi soglasja Vlade Republike Slovenije s pogodbo prenesel izvajanje nalog GJS operaterja distribucijskega sistema na distribucijska podjetja. Distribucijska podjetja zraven dejavnosti, ki jim jo je na podlagi pogodbenega razmerja prenesel v izvajanje izvajalec GJS operaterja distribucijskega sistema, opravljajo še druge dejavnosti, ki niso elektroenergetske. Zato so distribucijska podjetja v poslovnih knjigah zagotovila ločene računovodske evidence in sestavila ločene računovodske izkaze za dejavnost, ki jim jo je na podlagi pogodbenega razmerja prenesel v izvajanje izvajalec GJS operaterja distribucijskega sistema, in za druge dejavnosti, ki niso elektroenergetske. Distribucijska podjetja so v nerevidiranem letnem poročilu za leto 2025 razkrila ločene računovodske izkaze za navedene dejavnosti in tudi sodila za razporejanje sredstev in obveznosti, stroškov ter odhodkov in prihodkov, ki jih upošteva pri sestavi ločenih računovodskih evidenc in ločenih računovodskih izkazov.

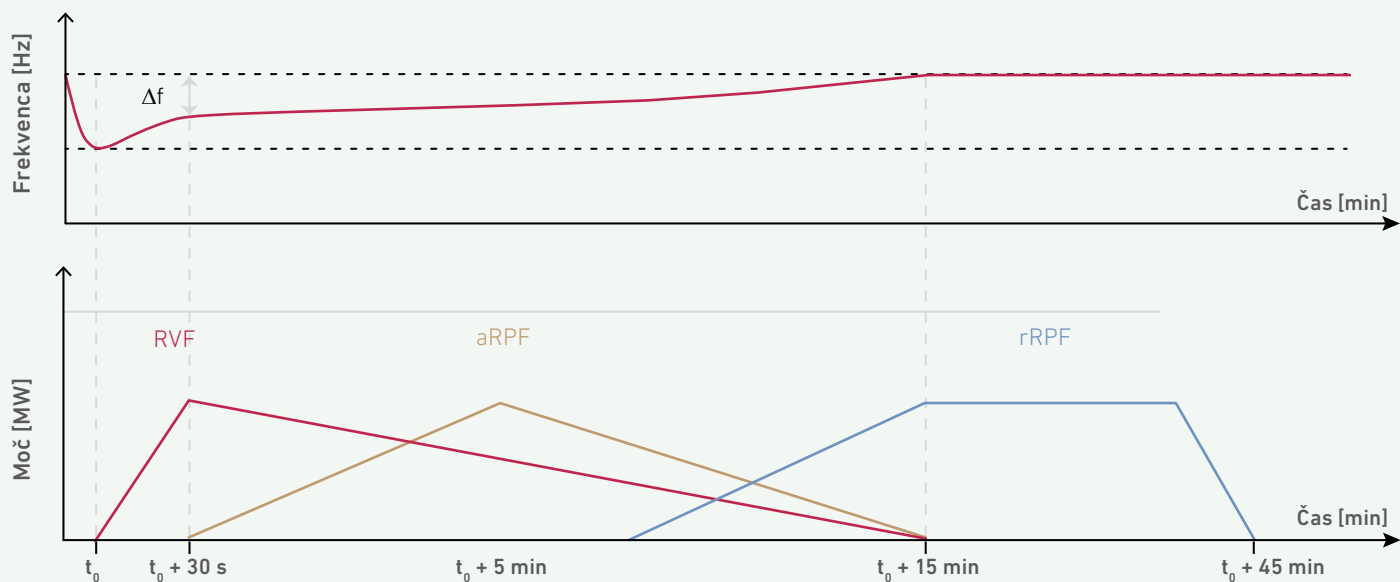
Tehnične storitve operaterjev

Zagotavljanje sistemskih storitev

V primeru večjega nihanja obratovalne frekvence (50 Hz), ki se lahko pojavi zaradi nepričakovane izpada proizvodne enote oz. večjega bremena ali druge nepredvidljive spremembe v prenosnem omrežju ali vplivu iz sosednjih prenosnih omrežij (omrežje ENTSO-E) (slika 27), posamezni operater prenosnega sistema na regulacijskem območju

ukrepa s svojim primarnim nadzorom, ki je na voljo skoraj takoj. Količina sistemskih storitev, s katero sodelujejo posamezni operaterji prenosnih sistemov, se določi s prostovoljnim dogovorom in se izračunajo na podlagi ustreznih proizvodnih količin z uporabo skupno dogovorjene formule.

SLIKA 27: POSTOPKI AKTIVACIJ REZERV



VIR: AGENCIJA

Sistemske storitve, ki jih mora zagotavljati operater prenosnega sistema, da omogoči normalno obratovanje celotnega elektroenergetskega sistema, se delijo na:

- rezervo za vzdrževanje frekvence (RVF),
- rezervo za povrnitev frekvence z avtomatsko aktivacijo (aRPF),
- proces za povrnitev frekvence z ročno aktivacijo (rRPF),
- regulacijo napetosti in jalove moči ter
- zagon agregatov brez zunanjšega vira napajanja.

Vse sistemske storitve operater prenosnega sistema kupi od ponudnikov na trgu, stroški njihovega zagotavljanja pa se financirajo iz omrežnine za prenosni sistem.

Sistemske storitve se delijo na frekvenčne, med katere sodijo RVF, aRPF in rRPF, ter nefrekvenčne, med katere sodita regulacija napetosti in jalove moči ter zagon agregatov brez zunanjšega vira napajanja. Frekvenčne sistemske storitve sodijo med storitve izravnave v elektroenergetskem sistemu in vključujejo procese za vzdrževanje frekvence ter procese za povrnitev frekvence z avtomatsko in ročno aktivacijo. Potreben obseg frekvenčnih sistemskih storitev je mogoče ovrednotiti s količino rezerve, izražene v MW, medtem ko je pri nefrekvenčnih sistemskih storitvah ključna predvsem ustrezna geografska razpršenost njihovih ponudnikov na celotnem območju prenosnega sistema.

Za leto 2025 je ELES določil naslednji obseg rezervnih zmogljivosti za frekvenčne sistemske storitve:

- RVF: ±14 MW,
- aRPF: +60 MW, -60 MW,
- rRPF: +190 MW, -66 MW.

Predvideni obseg frekvenčnih sistemskih storitev za leto 2025 je bil na področju avtomatskega vzdrževanja frekvence in aktivacije enak kot v preteklih letih, medtem ko se je potreba po obsegu ročne aktivacije v negativni smeri povečala predvsem zaradi sprememb v sistemu, ki jih povzročajo obnovljivi viri energije, ter obratovalnega sporazuma regulacijskega bloka SHB (Slovenije, Hrvaške in Bosne in Hercegovine), ki določa način delitve rezerv med partnerji.

Na področju frekvenčnih sistemskih storitev so se v letu 2025 tako kot leto prej izvajale določbe evropske zakonodaje, zlasti omrežnega kodeksa za obratovanje sistema (Uredba Komisije (EU) 2017/1485 z dne 2. avgusta 2017 o določitvi smernic za obratovanje sistema za prenos električne energije), omrežnega kodeksa za izredne razmere in ponovni zagon (Uredba Komisije (EU) 2017/2196 z dne 24. novembra 2017 o vzpostavitvi omrežnega kodeksa o izrednih razmerah pri oskrbi z električno energijo in ponovni vzpostavitvi oskrbe) ter določbe sporazuma SAFA. Zahteve iz omrežnih kodeksov določajo zakup storitev za čim krajše



obdobje, pri čemer morajo biti zakupi aRPF in rRPF izvedeni ločeno za pozitivno in negativno smer izravnave, dodatna zahteva pa predvideva ločen zakup izravnalne moči od nakupa izravnalne energije. Ponudnike storitev aRPF in rRPF je ELES v letu

2025 izbral lokalno prek platforme za izravnavo (Balancing System), medtem ko je ponudnike RVF izbral prek mednarodne platforme FCR Cooperation, v kateri sodeluje že od leta 2021.

Kakovost oskrbe

Neprekinjenost napajanja

Podatki o neprekinjenosti napajanja se zbirajo, poročajo in analizirajo na podlagi enotne metodologije. S tem sta zagotovljeni medsebojna primerljivost podatkov o kakovosti oskrbe med posameznimi distribucijskimi podjetji in mednarodna primerljivost doseženih vrednosti parametrov neprekinjenosti napajanja z drugimi državami EU.

Prekinitve, ki so posledica krivde elektrooperaterjev ali distribucijskih podjetjih, razvrščamo med lastne vzroke, v primerih krivde tretje osebe pa prekinitve uvrstimo med tuje vzroke. Pri nepričakovanih oziroma nepredvidenih dogodkih, ki niso posledica krivde elektrooperaterja ali distribucijskih podjetij oziroma tretjih oseb, se prekinitve po vzroku lahko uvrstijo med višjo silo.

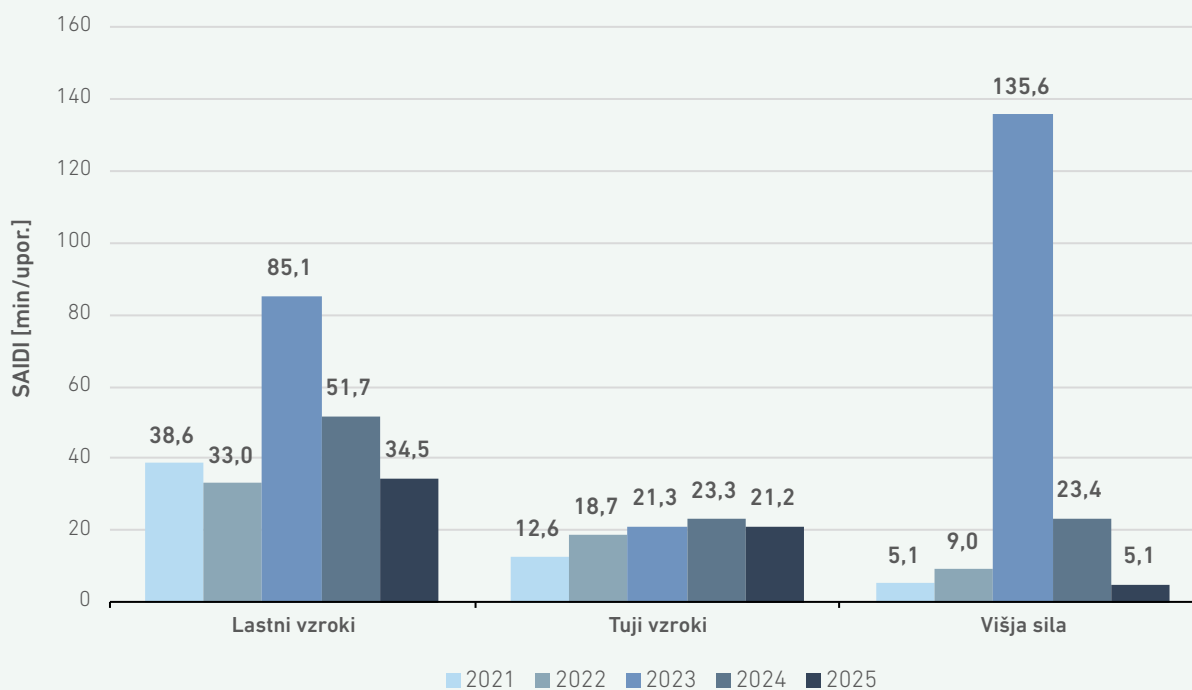
Agencija je iz podatkov o parametrih SAIDI in SAIFI, ki so izračunani na ravni posameznega distribucijskega podjetja, izračunala agregirane vrednosti teh parametrov glede na število vseh odjemalcev v Sloveniji. Spremljanje parametrov SAIDI in SAIFI v opazovanem obdobju kaže na postopno izboljševanje ravni kakovosti oskrbe. Dobava električne energije je bila v letu 2025 v povprečju vsakemu odjemalcu prekinjena 2,2-krat v skupnem trajanju 187,2 minute.

Agencija spremlja tudi parameter kratkotrajnih prekinitiv MAIFI, ki se izračunava podobno kot parameter SAIFI, temelji pa na številu kratkotrajnih prekinitiv, ki so krajše od treh minut in se ne ločujejo po vzrokih. Vrednost parametra MAIFI v zadnjih letih izkazuje določeno volatilitnost.

Na slikah 28 in 29 so prikazane vrednosti parametrov SAIDI in SAIFI v obdobju 2021–2025 za načrtovane dolgotrajne prekinitve, ki so ločene po vzrokih prekinitiv na lastne vzroke in tuje vzroke ter višjo silo, slika 30 pa prikazuje parameter MAIFI za isto opazovano obdobje. Vsi parametri so izračunani na državni ravni.

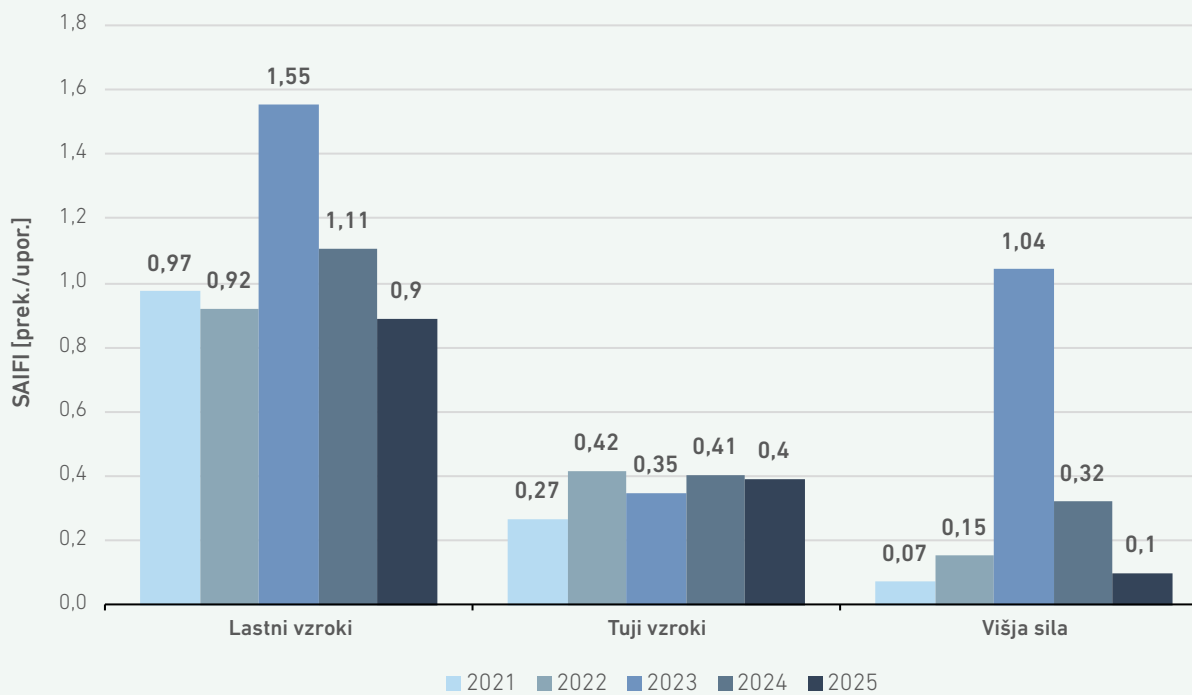
Odjemalci so bili v letu 2025 zaradi vseh prekinitiv povprečno brez napajanja 187 minut

SLIKA 28: PARAMETER SAIDI ZA NENAČRTOVANE DOLGOTRAJNE PREKINITVE, LOČENE PO VZROKIH V OBDOBJU 2021–2025



VIR: AGENCIJA

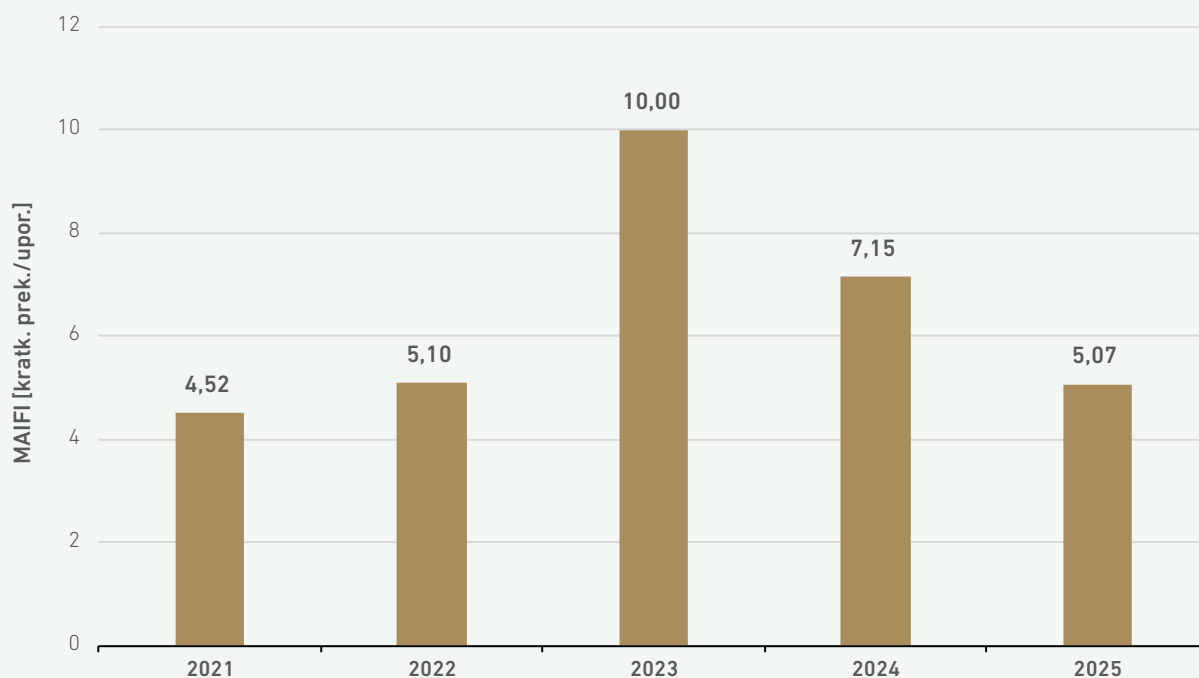
SLIKA 29: PARAMETER SAIFI ZA NENAČRTOVANE DOLGOTRAJNE PREKINITVE, LOČENE PO VZROKIH V OBDOBJU 2021–2025



VIR: AGENCIJA



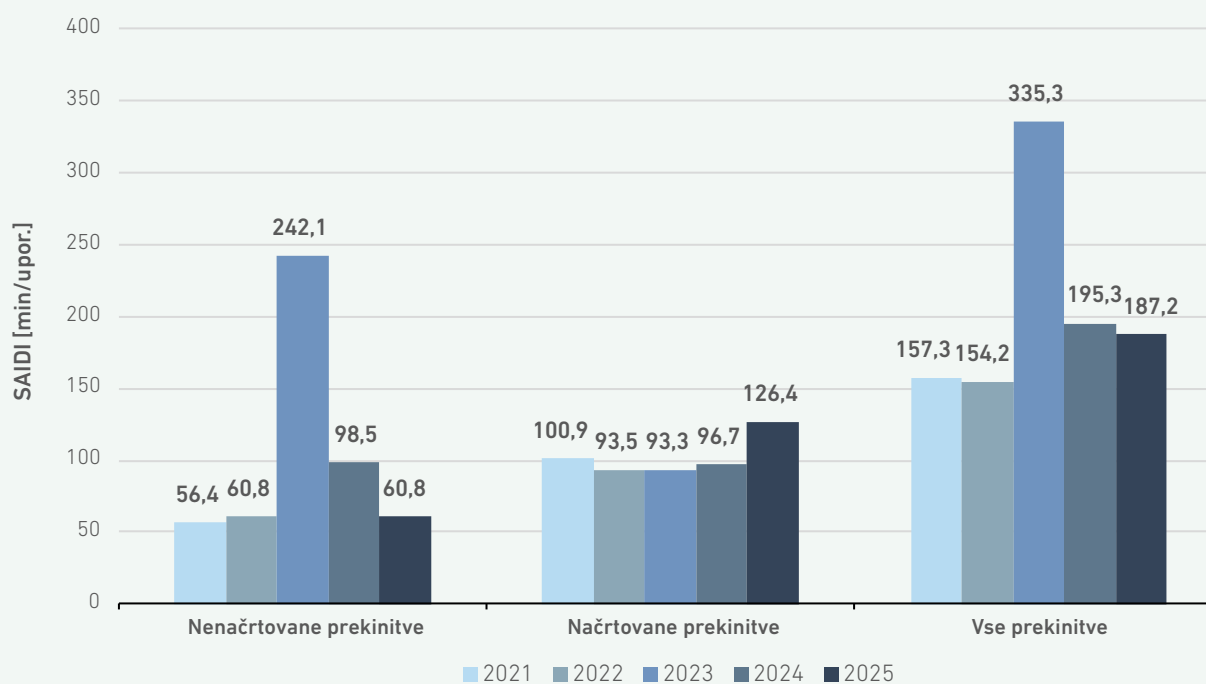
SLIKA 30: PARAMETER MAIFI V OBDOBJU 2021–2025



VIR: AGENCIJA

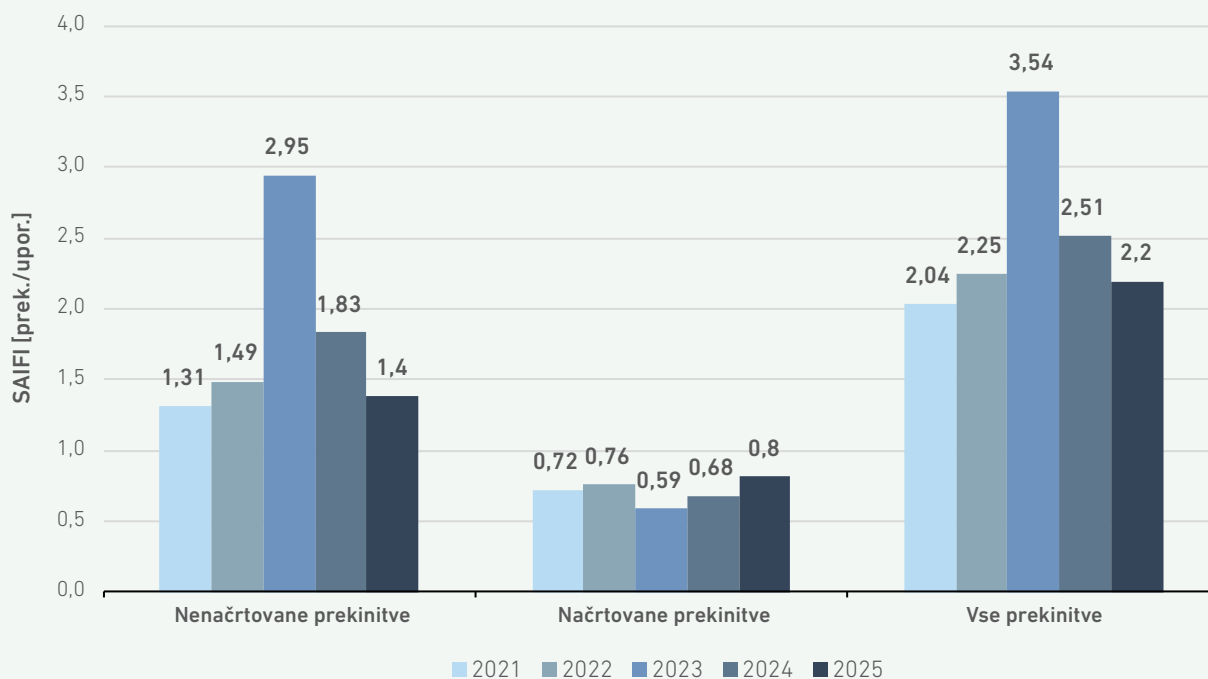
Na slikah 31 in 32 so prikazane skupne vrednosti parametrov SAIDI in SAIFI v obdobju 2021–2025 za nenačrtovane, načrtovane in vse prekinitev v Sloveniji.

SLIKA 31: PARAMETER SAIDI ZA VSE DOLGOTRAJNE PREKINITVE, LOČENE PO VZROKIH V OBDOBJU 2021–2025



VIR: AGENCIJA

SLIKA 32 : PARAMETER SAIFI ZA VSE DOLGOTRAJNE PREKINITVE, LOČENE PO VZROKIH V OBDOBJU 2021–2025



VIR: AGENCIJA

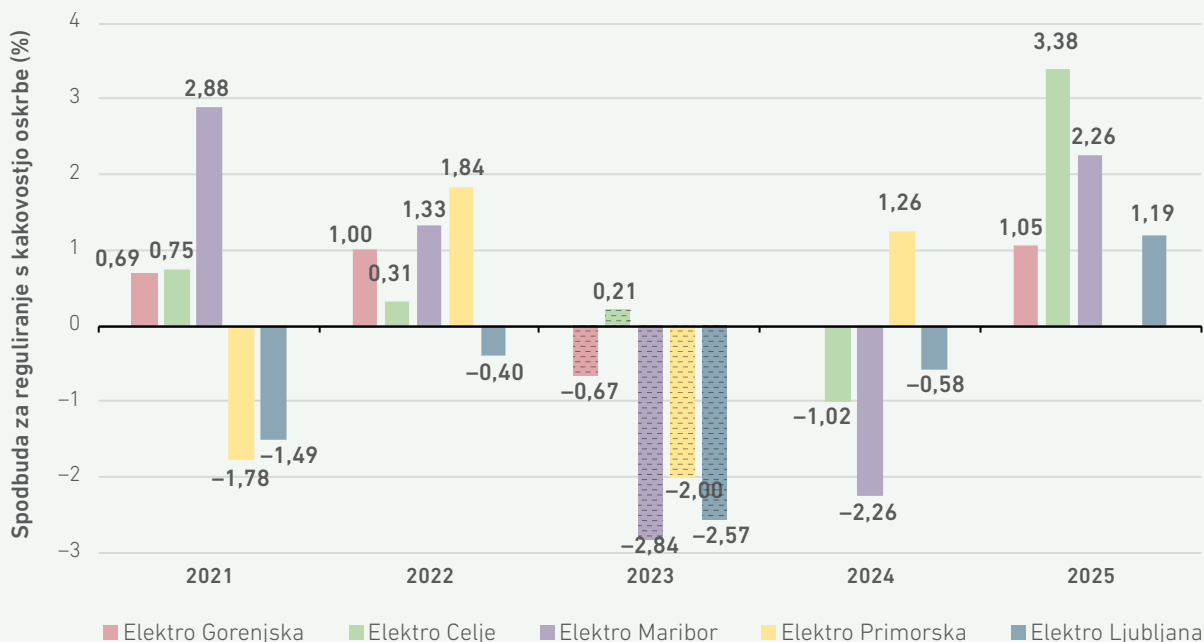
Agencija izvaja ekonomsko reguliranje s kakovostjo oskrbe s pomočjo nagrajevalno – penalizacijske sheme, ki temelji na funkcijski povezavi med neprekinjenostjo napajanja in upravičenimi stroški distribucijskega operaterja, in sicer po posameznih distribucijskih podjetjih glede na vrednost sistemskih parametrov neprekinjenosti napajanja SAIDI in SAIFI, ki odražata nenačrtovane dolgotrajne prekinitve in so posledica lastnih vzrokov. Agencija z reguliranjem s kakovostjo oskrbe spodbuja vlaganja v razvoj sistema, ki prinašajo največje koristi, in zagotavlja racionalno vodenje, obratovanje in vzdrževanje sistema. Vpliv v obliki spodbude za boljšo kakovost oziroma sankcije za slabšo

kakovost za posamezno leto regulativnega obdobja se izračuna na podlagi doseženih sistemskih parametrov neprekinjenosti napajanja, in sicer na podlagi faktorja upravičenosti q , ki predstavlja navzgor s +4,5 % in navzdol z -3 % zamejen delež priznanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja ter vrednosti v tem letu predane opreme in nadomestnih delov elektroenergetske infrastrukture v uporabo.

Na sliki 33 je prikazana spodbuda za reguliranje s kakovostjo oskrbe za elektrodistribucijska podjetja v obdobju 2021–2025.



SLIKA 33: SPODBUDA ZA REGULIRANJE S KAKOVOSTJO OSKRBE V OBDOBJU OD 2021–2025



VIR: AGENCIJA

Zaradi izrednih razmer v letu 2023, ko distribucijska podjetja upravičeno dalj časa niso bila v stanju zagotavljati ustrezne ravni učinkovitosti procesov nadzora kakovosti oskrbe in posledično zahtevane kakovosti ter celovitosti posredovanih podatkov o kakovosti oskrbe, je agencija na podlagi akta, ki ureja metodologijo za določitev regulativnega okvira, leto 2023 izvzela iz reguliranja s kakovostjo oskrbe.

Agencija je v letu 2025 nadaljevala s spremljanjem podatkov o neprekinjenosti napajanja tudi na ZDS.

Za ZDS je značilno relativno majhno zabeleženo število prekinitev, kar je posledica metodologije izvajanja monitoringa neprekinjenosti napajanja z električno energijo, po kateri se beležijo prekinitve na ravni srednjenapetostnega izvoda. Tako ZDS v letu 2025 niso obravnavali pritožb uporabnikov s področja neprekinjenosti napajanja in so samo ZDS Jesenice zabeležile večje število prekinitev električne energije.

Komercialna kakovost

Zahtevana raven komercialne kakovosti je določena s sistemskimi in zajamčenimi standardi komercialne kakovosti. Kršitev zajamčenih standardov komercialne kakovosti, ki jih določi agencija, lahko ima za izvajalca posamezne storitve finančne posledice v obliki plačila nadomestila uporabniku, pri katerem je bila ugotovljena kršitev. Na podlagi vrednosti sistemskih standardov lahko uporabnik sklepa o pričakovani kakovosti, saj odražajo povprečno raven kakovosti storitev oziroma delež vseh uporabnikov sistema, ki jim je zagotovljena zahtevana raven kakovosti storitve.

V letu 2025 je bilo izplačanih 12 nadomestil uporabniku zaradi kršitev zajamčenega standarda časa, potrebnega za odpravo neskladja odklonov

Raven komercialne kakovosti storitev na področju priključevanja se nekoliko izboljšuje

napajalne napetosti. Glede na triletni trend vrednosti parametrov komercialne kakovosti ugotavljamo, da se raven komercialne kakovosti nekoliko izboljšuje.

Tabela 12 prikazuje razpore (minimalne in maksimalne vrednosti) parametrov komercialne kakovosti v obdobju 2023–2025.

TABELA 12: RAZPON VREDNOSTI PARAMETROV KOMERCIALNE KAKOVOSTI V OBDOBJU 2023–2025

Parameter komercialne kakovosti	2023		2024		2025	
	Min.	Maks.	Min.	Maks.	Min.	Maks.
Priključevanje na sistem						
Povprečni čas, potreben za izdajo soglasja za priključitev (dnevi)	21,2	68,1	22,1	62,8	15,3	59,7
Povprečni čas, potreben za izdajo ocene stroškov oziroma predračuna za enostavna dela (dnevi)	2,4	7,2	2,8	6,6	3,1	8,8
Povprečni čas, potreben za izdajo pogodbe o priključitvi na NN-sistem (dnevi)	4,3	12,5	3,4	10,9	0	22,3
Povprečni čas, potreben za aktiviranje priključka na sistem (dnevi)	2,5	19,3	2,4	32,1	2,5	25,2
Skrb za odjemalce						
Povprečni čas, potreben za odgovore na pisna vprašanja, pritožbe ali zahteve uporabnikov (dnevi)	0,5	5,2	1,9	6,4	2,6	5,6
Povprečni čas zadržanja klica v klicnem centru (sekunde)	5,0	107,8	7,0	150,2	14,0	120,6
Kazalnik ravni strežbe klicnega centra (%)	86,8	90,8	74,0	93,1	85,5	94,2
Tehnične storitve						
Povprečni čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (06:00 - 22:00)	0,8	2,0	0,8	2,6	0,8	2,2
Povprečni čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (22:00 - 06:00)	1,4	2,1	0,8	2,5	0,7	1,8
Povprečni čas, potreben za odgovor na pritožbo v zvezi s kakovostjo napetosti (dnevi)	11,9	27,6	9,9	28,7	14,5	26,3
Povprečni čas, potreben za rešitev odstopanj kakovosti napetosti (meseči)	0,2	32,5	0,4	23,0	0,0	15,0
Merjenje in zaračunavanje						
Povprečni čas, potreben za odpravo okvare števca (dnevi)	1,1	20,5	2,9	9,1	1,1	7,4
Povprečni čas do vzpostavitve ponovnega napajanja po izklopu zaradi neplačila (ure)	0,1	0,3	0,1	0,2	0,1	1,2

VIR: AGENCIJA

V zvezi s komercialno kakovostjo se na podlagi poenotenega postopka zbirajo tudi podatki o pritožbah uporabnikov. Najpogostejša razloga pritožb sta zamude pri izdaji soglasja za priključitev, ki so v večini povezane s priključevanjem naprav za samooskrbo (ki od leta 2023 upada), in pa prekoračitev maksimalnega časa do odprave neskladja odklonov napajalne napetosti, oboje je bilo že v preteklosti najpogostejši razlog za pritožbe. Ob znižanju števila skupnega števila pritožb pa se je glede na leto 2024 v letu 2025 delež upravičenih

Skupni delež upravičenih pritožb se je v letu 2025 glede na leto 2024 zmanjšal

pritožb zmanjšal. Podatki o pritožbah glede komercialne kakovosti za obdobje 2023–2025 so zbrani v tabeli 13.



TABELA 13: ŠTEVILO IN DELEŽI UPRAVIČENIH PRITOŽB S PODROČJA KOMERCIALNE KAKOVOSTI V OBDOBJU 2023–2025

Vzrok za pritožbo	Število vseh pritožb			Število upravičenih pritožb			Delež upravičenih pritožb		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025
Aktivacije priključkov									
Prekoračitev časa za aktiviranje priključka na sistem	6	2	11	5	2	11	83,3 %	100 %	100 %
Napačni odklop zaradi napake vzdrževalnega osebja	1	4	4	1	3	3	100 %	75 %	75 %
Kakovost oskrbe									
Prekoračitev maksimalnega časa trajanja do odprave neskladja odklonov napajalne napetosti	25	26	16	21	12	12	84 %	46,15 %	75 %
Prekoračitev roka za odgovor na pritožbo v zvezi s kakovostjo napetosti	3	1	2	3	1	1	100 %	100 %	50 %
Prekoračitev maksimalnega dovoljenega trajanja in števila nenačrtovanih dolgotrajnih prekinitev (velja samo za končne uporabnike na SN-sistemu)	0	0	0	0	0	0	-	-	-
Merjenje									
Zamuda pri odpravi okvare števca	16	2	4	0	0	3	0 %	0 %	75 %
Obračunavanje in izdajanje računov ter izterjave									
Zamuda pri odgovorih na pisna vprašanja, pritožbe ali zahteve uporabnikov	19	28	14	7	11	8	36,8 %	39,29 %	57,14 %
Priključevanje na sistem									
Zamuda pri izdaji soglasja za priključitev	531	398	201	83	232	93	15,6 %	100 %	46,27 %
Storitve uporabnikom									
Nepravočasna obveščenost uporabnikov o načrtovani prekinitvi	5	20	17	0	2	0	0 %	10 %	0 %
SKUPAJ	606	481	269	120	263	131	19,8 %	54,3 %	48,7 %

VIR: AGENCIJA

ZDS so tudi v letu 2025 spremljali kakovost oskrbe na področju komercialne kakovosti. Zaradi večje togosti sistemov in relativno majhnega števila

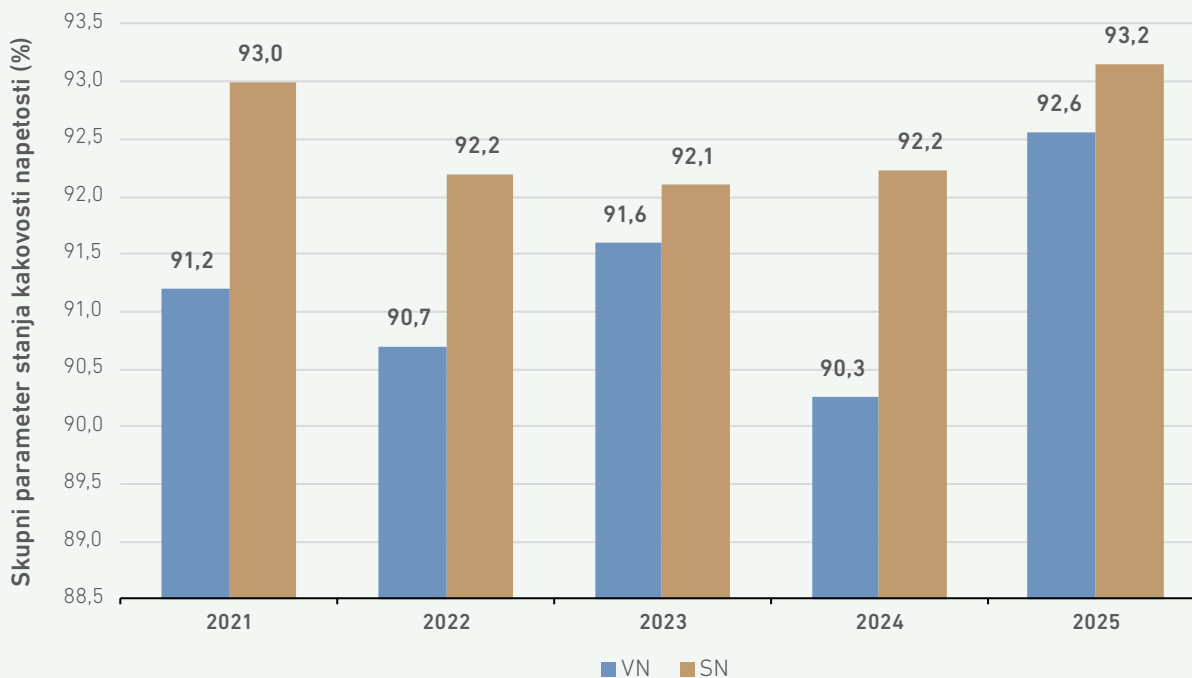
uporabnikov ZDS v tem letu niso prejeli nobene pritožbe uporabnikov s področja komercialne kakovosti.

Kakovost napetosti

Elektrooperater in distribucijska podjetja morajo izvajati stalni monitoring na meji med prenosnim in distribucijskim sistemom ter na prevzemno-predajnih mestih večjih uporabnikov, občasni monitoring pa se izvaja po vnaprej določenem načrtu. Pri obravnavi pritožbe uporabnika se izvede monitoring kakovosti napetosti, ki traja najmanj en teden. Monitoring kakovosti napetosti se izvaja tudi pred priključitvijo novega uporabnika v postopku izdaje soglasja za priključitev.

Na podlagi stalnega monitoringa kakovosti napetosti se izračuna skupni parameter stanja kakovosti napetosti, ki odraža delež tednov v koledarskem letu, v katerem so parametri kakovosti napetosti v skladu z zahtevami tehničnega standarda. Na sliki 34 je prikazan skupni parameter stanja kakovosti napetosti v obdobju 2021–2025.

SLIKA 34: SKUPNI PARAMETER STANJA KAKOVOSTI NAPETOSTI ZA POSAMEZNI NAPETOSTNI NIVO V DISTRIBUCIJSKEM SISTEMU V OBDOBJU 2021–2025



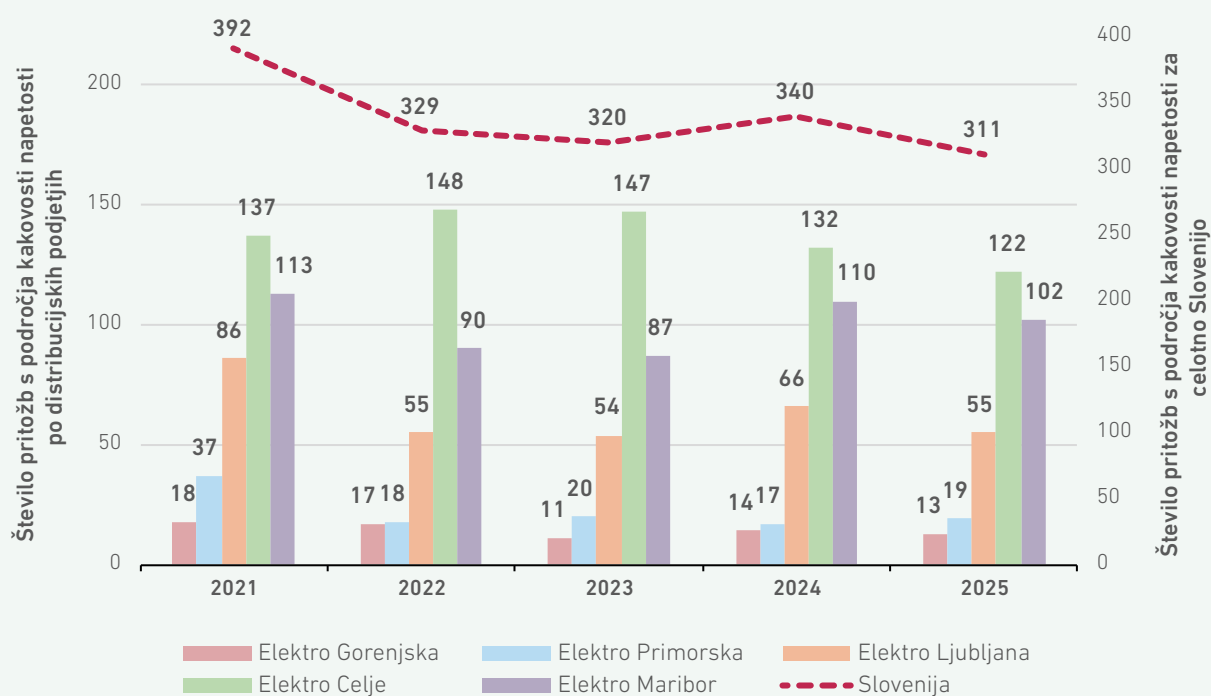
VIR: AGENCIJA

Na sliki 35 je posebej prikazano gibanje števila pritožb s področja kakovosti napetosti po posameznih distribucijskih podjetjih in za celotno Slovenijo, ki se je v letu 2025 zmanjšalo in je v korelaciji s skupnim

parametrom stanja kakovosti napetosti za SN omrežje na sliki 36, kjer je razviden rahel padec deleža upravičenih pritožb.

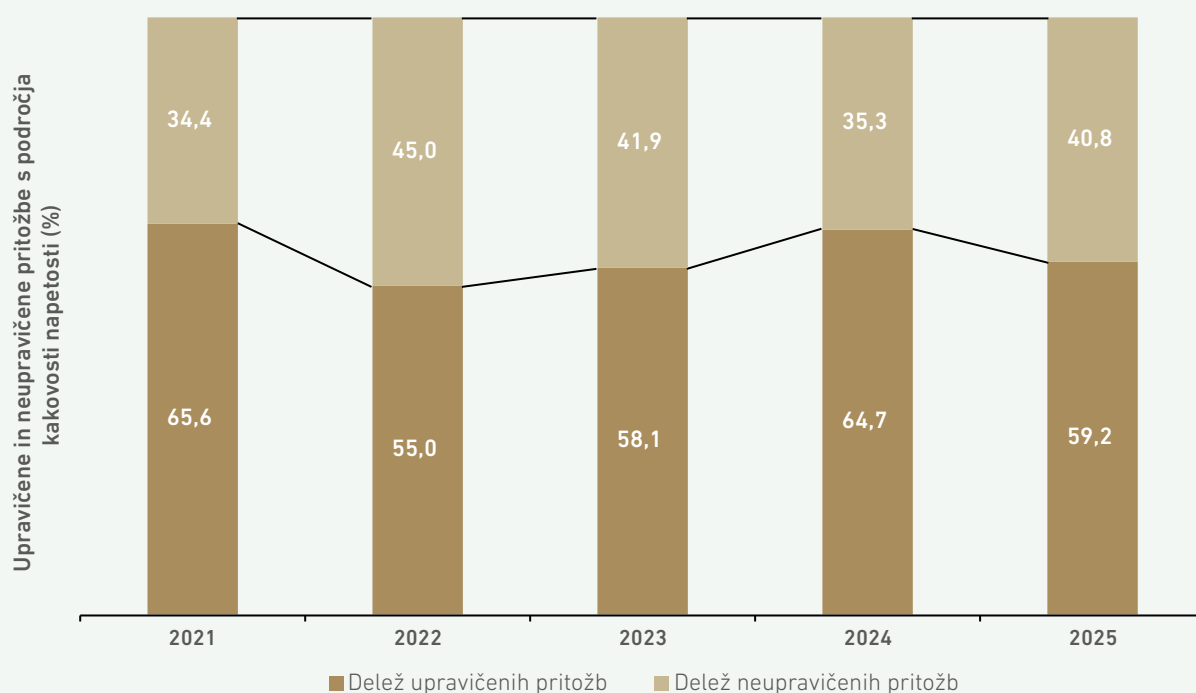


SLIKA 35: ŠTEVILO PRITOŽB S PODROČJA KAKOVOSTI NAPETOSTI PO DISTRIBUCIJSKIH PODJETJIH IN V SLOVENIJI V OBDOBJU 2021–2025



VIR: AGENCIJA

SLIKA 36: DELEŽ UPRAVIČENIH IN NEUPRAVIČENIH PRITOŽB S PODROČJA KAKOVOSTI NAPETOSTI V OBDOBJU 2021–2025



VIR: AGENCIJA

ELES je na visokonapetostnem sistemu izvajal stalni monitoring kakovosti napetosti v 197 merilnih točkah, to so meje z distribucijskimi sistemi, proizvodnimi objekti in neposrednimi odjemalci. Podobno kot v prejšnjih letih se ponavljajo kršitve standarda zaradi pojava flikerja. Neskladnost flikerja s standardom so ugotovili kar v 120 merilnih točkah, v katerih je bil dolgotrajni fliker vsaj en teden

večji kot 1, povprečno pa je bilo zabeleženo 8,9 neskladnega tedna na posamezno merilno točko. Ostale kršitve neskladnosti kakovosti napetosti na prenosnem sistemu niso bile zabeležene.

Monitoring kakovosti napetosti v skladu s standardom so v letu 2025 izvajali tudi operaterji ZDS, ki pritožb v tem letu niso zabeležili.

Večletni razvoj elektroenergetskega omrežja

Operater kombiniranega prenosnega in distribucijskega elektroenergetskega omrežja mora vsako drugo leto pripraviti 10-letna razvojna načrta prenosnega in distribucijskega sistema električne energije in zanj pridobiti soglasje agencije. Načrta morata biti razvojno usklajena in upoštevati državne strateške usmeritve na področju energetike. Pri načrtovanju elektrooperater uporablja predpisano enotno metodologijo, ki upošteva dolgoročne napovedi porabe, analize pričakovanih obratovalnih stanj, stopnjo zanesljivosti napajanja uporabnikov, ekonomske analize in tudi morebitne lokacije novih proizvodnih virov. Razvojni načrt mora temeljiti na obstoječi in predvideni oskrbi ter povpraševanju, elektrooperater pa je pri izdelavi razvojnega načrta zavezan k upoštevanju nacionalnih energetskih in podnebnih ciljev, opredeljenih v NEPN, in mora v primeru, ko pride do sprememb NEPN, v roku devetih mesecev preizkusiti skladnost razvojnega načrta in ga po potrebi spremeniti oziroma dopolniti.

Izhodišče za načrtovanje v razvojnem načrtu prenosnega sistema je analiza razmer v prenosnem sistemu. Razvojni načrt mora vsebovati oceno možnosti za povečanje energetske učinkovitosti električne infrastrukture z uravnavanjem

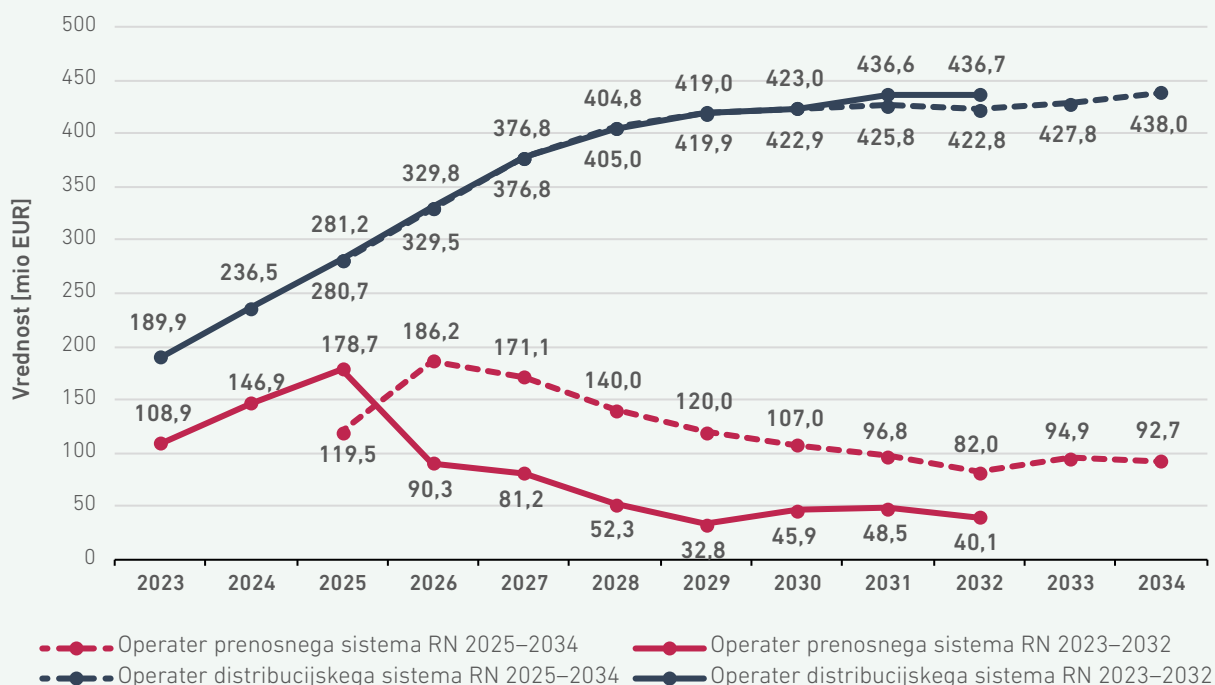
obremenitev ter analizo pokrivanja porabe s proizvodnimi viri in zadostnost proizvodnih virov ter oceno potreb po prenosnih zmogljivostih, ki so podlaga za opredelitev časovne dinamike načrtovanih naložb in njihovo finančno ovrednotenje.

V razvojnem načrtu za distribucijski sistem mora operater analizirati obdobje predhodnega razvojnega načrta, opraviti analizo napovedi porabe električne energije in električne moči ter pripraviti načrt naložbenih vlaganj v distribucijsko infrastrukturo za območje celotne države, ki ga mora tudi finančno ovrednotiti in pri tem prednostno upoštevati ukrepe za povečanje energetske učinkovitosti obstoječe električne infrastrukture z uravnavanjem obremenitev in prilagajanjem odjema ter nakupom sistemskih storitev.

Elektrooperater je v razvojnih načrtih za obdobje od leta 2025 do 2034 med drugim upošteval tudi scenarije prehoda v nizkoogljično družbo iz NEPN in s tem povezane potrebne naložbe v elektroenergetskega infrastrukturo, ki so za prenosni sistem ovrednotene na 1,2 milijarde evrov, za distribucijski sistem pa na več kot 3,9 milijarde evrov za desetletno obdobje razvojnega načrta.



SLIKA 37: OCENA NALOŽBENIH VLAGANJ IZ RAZVOJNIH NAČRTOV ELEKTROOPERATERJEV ZA OBDOBJE 2025–2034 TER PRIMERJAVA S PREDHODNIM RAZVOJNIM NAČRTOM ZA OBDOBJE 2023–2032



VIR: ELES

Konec leta 2024 je agencija od elektrooperaterja prejela razvojna načrta za obdobje 2025–2034 in jima v začetku leta 2025 izdala soglasje. V razvojnem načrtu operaterja distribucijskega sistema za obdobje 2025–2034 je vidna usklajenost vrednosti naložb in trend rasti v primerjavi s predhodnim razvojnim načrtom. Po drugi strani pa se v vsakem novem razvojnem načrtu za distribucijski sistem ponavlja vzorec nižjih skupnih vlaganj v prvih letih

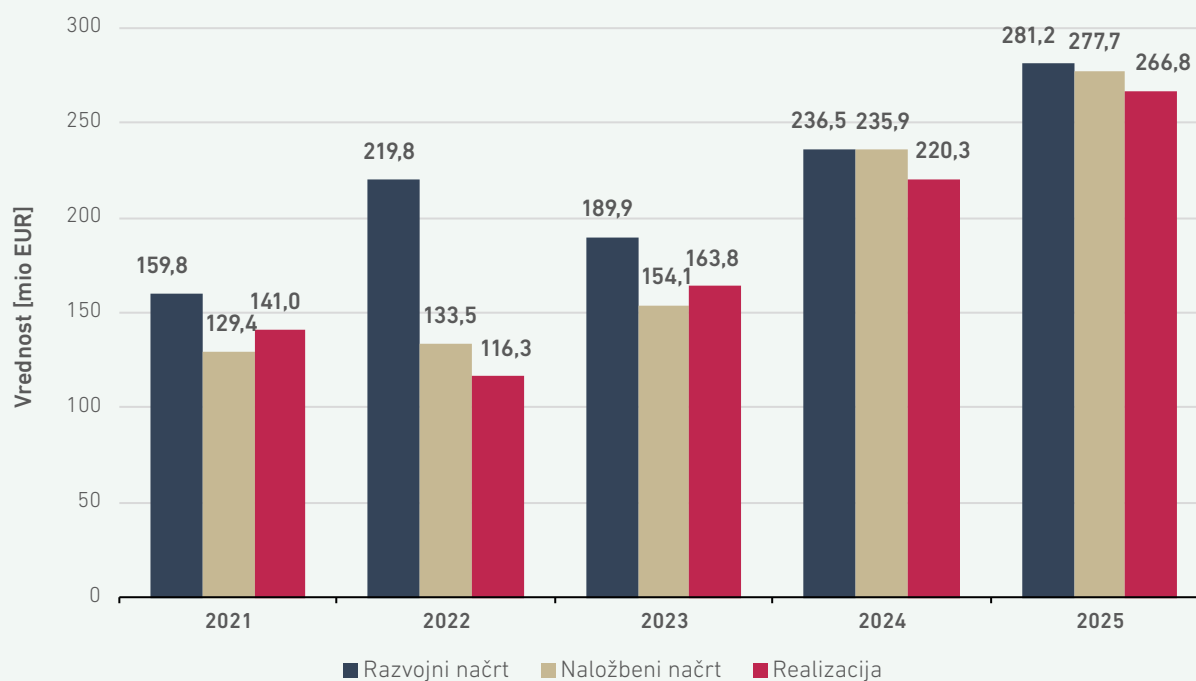
desetletnega ciklusa ter odlaganje korenitih posegov v razvoj omrežja na zadnja leta desetletnega ciklusa. Primerjava razvojnega načrta operaterja prenosa sistema za obdobje 2025–2034 s predhodnim razvojnim načrtom (slika 37) pa poleg absolutnega povečanja vrednosti načrtovanih naložb pokaže tudi zamikanje večjih vlaganj bolj in bolj v prihodnost.

Nadzor nad izvajanjem razvojnih načrtov elektrooperaterjev

Za prenosni sistem je operater v letu 2025 za naložbe namenil 83,8 milijona evrov, kar je le dobrih 70 % sredstev, predvidenih v razvojnem načrtu, oziroma slabih 47 % sredstev, predvidenih v regulativnem okviru. Od tega je bilo 30,3 milijona evrov namenjenih novim naložbam, 40,3 milijona evrov za rekonstrukcije in 13,2 milijona evrov za druge poslovno potrebne naložbe. Največji delež, in sicer skoraj 50 %, je bil namenjen naložbam v omrežje, sledijo naložbe v ostala poslovno potrebna sredstva s 15,8 % ter naložbe v pametna omrežja z 31,1 %. Preostanek pripada naložbam v naložbam na področju obratovanja, sekundarne opreme in telekomunikacij. Med novogradnjami

vrednostno izstopajo sistem za regulacijo moči (SSSC) v RTP Podlog v višini 19,7 milijona evrov ter VN priključki za polnilne postaje velikih obremenitev v skupni vrednosti 3,7 milijona evrov. Med rekonstrukcijami pomembneje izstopajo naložbe v obnove daljnovodnih povezav DV 110 kV Hudo–Kočevje v vrednosti 11,2 milijona evrov, DV 2x110 kV Brestanica–Hudo v vrednosti 5,7 milijona evrov in DV 2x110 kV Divača–Pivka–Ilirska Bistrica v vrednosti 4,7 milijona evrov ter rekonstrukcije v 110 kV stikališčih HE Formin in HE Doblar v skupni vrednosti 6 milijonov evrov in rekonstrukcije v RTP Luka Koper v vrednosti 2,4 milijona evrov.

SLIKA 38: PRIMERJAVA VREDNOSTI V RAZVOJNIH IN NALOŽBENIH NAČRTIH ZA DISTRIBUCIJSKI SISTEM ELEKTRIČNE ENERGIJE TER REALIZACIJA



VIRA: ELES, EDP

Za dejavnost distribucijskega sistema so operater in lastniki distribucijskega sistema v letu 2025 za naložbe namenili 266,8 milijona evrov, kar je 3,9 % manj, kot je bilo načrtovano v regulativnem okviru, oziroma 5 % manj, kot je bilo predvideno v razvojnem načrtu. Od tega je bilo 139,8 milijona evrov namenjenih novim naložbam, 92,3 milijona evrov za rekonstrukcije in 34,7 milijona evrov za druge

poslovno potrebne naložbe. Skupna vrednost naložb v pametna omrežja je znašala 12,4 milijona evrov, kar predstavlja skoraj 4,6-% delež vseh naložb na distribucijskem sistemu. V tabeli 14 so podrobneje prikazana vlaganja v pametna omrežja na distribucijskem sistemu, ki so jih v letu 2025 izvedla distribucijska podjetja in distribucijski operater.

TABELA 14: VLAGANJA V PAMETNA OMREŽJA NA DISTRIBUCIJSKEM SISTEMU

	Elektro Celje	Elektro Gorenjska	Elektro Ljubljana	Elektro Maribor	Elektro Primorska	Elektro-operater	SKUPAJ
Naložbe skupaj [mio EUR]	51,9	38,9	73,0	64,6	38,1	0,3	266,8
Naložbe v pametna omrežja [mio EUR]	6,2	2,4	1,3	0,0	2,4	0,0	12,4
Delež naložb v pametna omrežja	12,0 %	6,1 %	1,8 %	0,0 %	6,4 %	0,0 %	4,6 %

VIRI: ELES, EDP

Glede na napetostni nivo je bilo največ, in sicer 38 % naložb, izvedenih v sredjenapetostnem omrežju, 26,1 % v nizkonapetostnem ter 12,9 % v

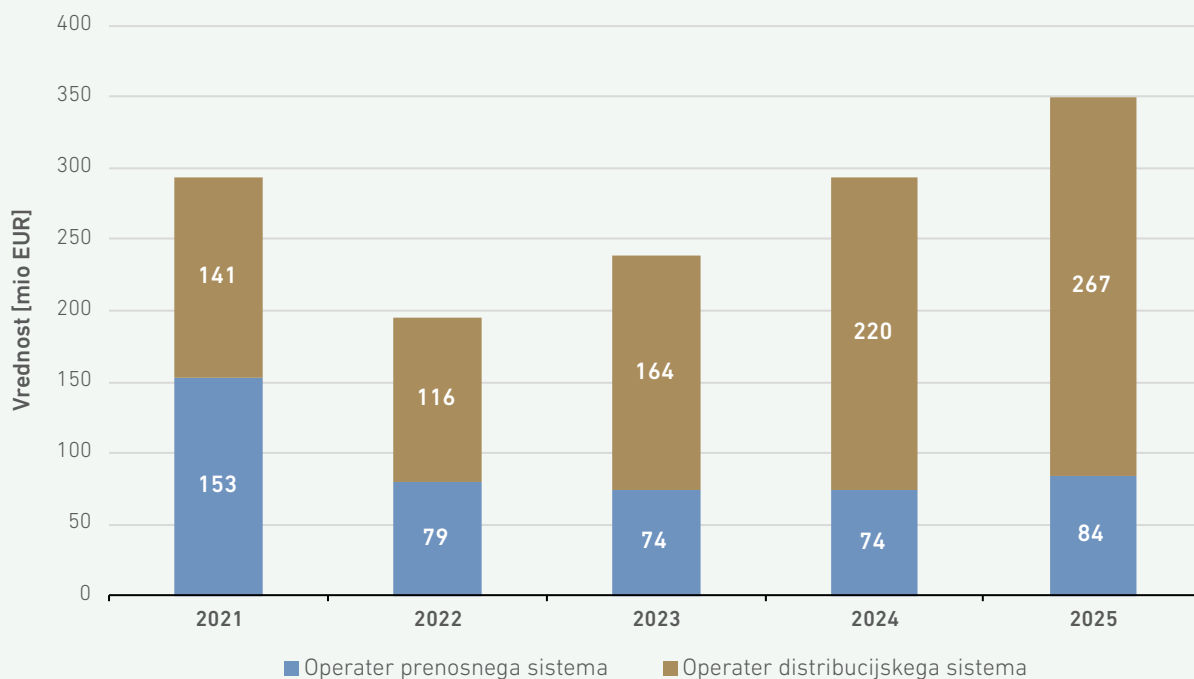
visokonapetostnem omrežju. Preostanek predstavljajo naložbe v sekundarno opremo z 10-odstotnim deležem in druge poslovno potrebne naložbe.



V letu 2025 je zabeležena vrednostno najvišja realizacija naložb v distribucijski sistem v zgodovini, ki pa ne pomeni nujno tudi fizično sorazmerno večjega obsega realizacije naložb, saj se tudi na tem področju izvajalci dejavnosti soočajo z veliko

rastjo cen materialov in storitev za izgradnjo elektroenergetske infrastrukture. Ne glede na odstopanja pri realizaciji pa je v letu 2025 ponovno opazna usklajenost realizacije razvojnega in naložbenega načrta v zadnjih letih (slika 38).

SLIKA 39: NALOŽBE OPERATERJA PRENOSNEGA SISTEMA IN OPERATERJA DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA ZA OBDOBJE 2021–2025



VIRI: ELES, EDP

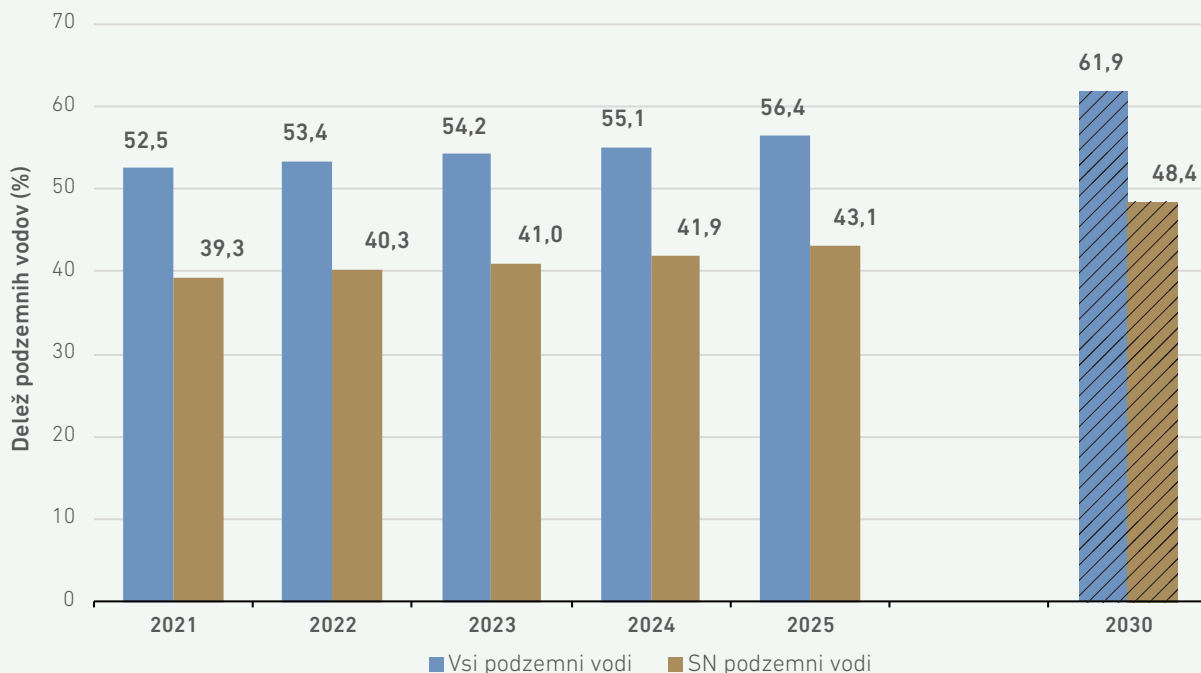
Po nekaj letih počasnejše rasti deleža podzemnih vodov v distribucijskem sistemu je bilo v letu 2025 ponovno zabeleženo znatno povečanje, in sicer se je delež vseh podzemnih vodov povečal za 1,28 odstotne točke ter znaša skupno 56,4 %. Delež srednjenaletostnih podzemnih vodov se je povečal za 1,15 odstotne točke in sedaj znaša 43,1 %, delež nizkonapetostnih podzemnih vodov pa se je povečal celo za 1,36 odstotne točke in znaša 68,5 %. Podatki o trendu rasti deleža podzemnih vodov potrjujejo visoko realizacijo naložb na distribucijskem sistemu v letu 2025, ne glede na to pa bodo elektrodistribucijska podjetja ta trend morala nadaljevati, če želijo izpolniti ciljno vrednost iz NEPN glede najmanj 50-odstotnega deleža podzemnih SN vodov do leta 2030.

Ponovno hitrejša rast deleža podzemnih vodov

56,4-% delež vseh podzemnih vodov

43,1-% SN podzemnih vodov – cilj iz NEPN 50-% delež do leta 2030

SLIKA 40: RAST DELEŽA PODZEMNIH DISTRIBUCIJSKIH VODOV V OBDOBJU 2021–2025 IN PROJEKCIJA ZA LETO 2030

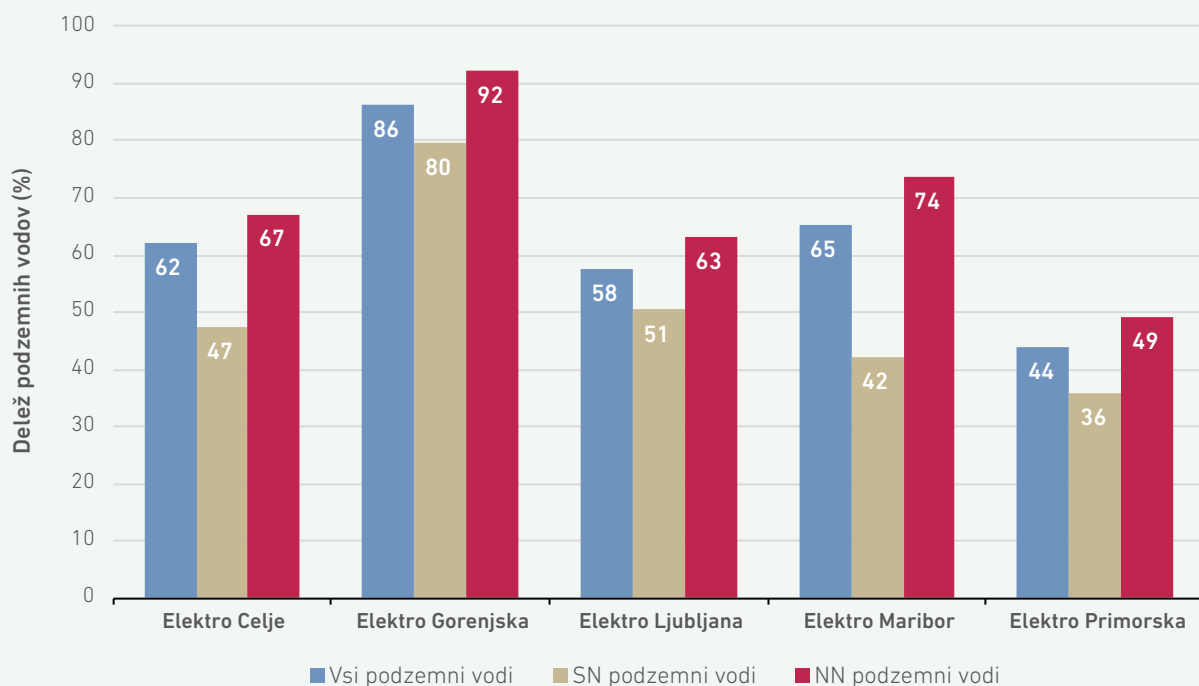


VIRI: AGENCIJA, ELES, EDP

Podatki o trendu rasti deleža podzemnih vodov potrjujejo izjemno visoko realizacijo naložb na distribucijskem sistemu v letu 2025, ne glede na to

pa bodo ta trend morala nadaljevati predvsem elektrodistribucijska podjetja, ki v deležu podzemnih vodov še zaostajajo (slika 41).

SLIKA 41: DELEŽ PODZEMNIH DISTRIBUCIJSKIH VODOV V ELEKTRODISTRIBUCIJSKIH PODJETJIH



VIRI: EDP



TABELA 15: OBSEG ELEKTROENERGETSKE INFRASTRUKTURE PRENOSNEGA IN DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA V SLOVENIJI OB KONCU LETA 2025

Prenosni sistem	
Vodi 400 kV	828 km
Vodi 220 kV	328 km
Vodi 110 kV	2.015 km
RTP VN/VN	9
RP 110 kV	1
Distribucijski sistem	
Vodi 110 kV	892 km
Vodi 35 kV, 20 kV, 10 kV	18.929 km
Vodi 0,4 kV	46.872 km
RTP 110 kV/SN	97
RTP SN/SN	7
RP SN	75
TP SN/NN	18.968

VIRI: ELES, EDP

Razvoj sistema naprednega merjenja v Sloveniji

Vladna Uredba o ukrepih in postopkih za uvedbo in povezljivost naprednih merilnih sistemov električne energije⁸ (v nadaljevanju poglavja uredba) ter Načrt uvedbe naprednega merilnega sistema v elektrodistribucijski sistem Slovenije (v nadaljevanju poglavja načrt) med drugim opredeljujeta arhitekturo naprednega merilnega sistema (NMS), vloge in odgovornosti, minimalne funkcionalnosti in tudi vidike implementacije izmenjave podatkov na podlagi ustreznih standardov (CIM in podobno).

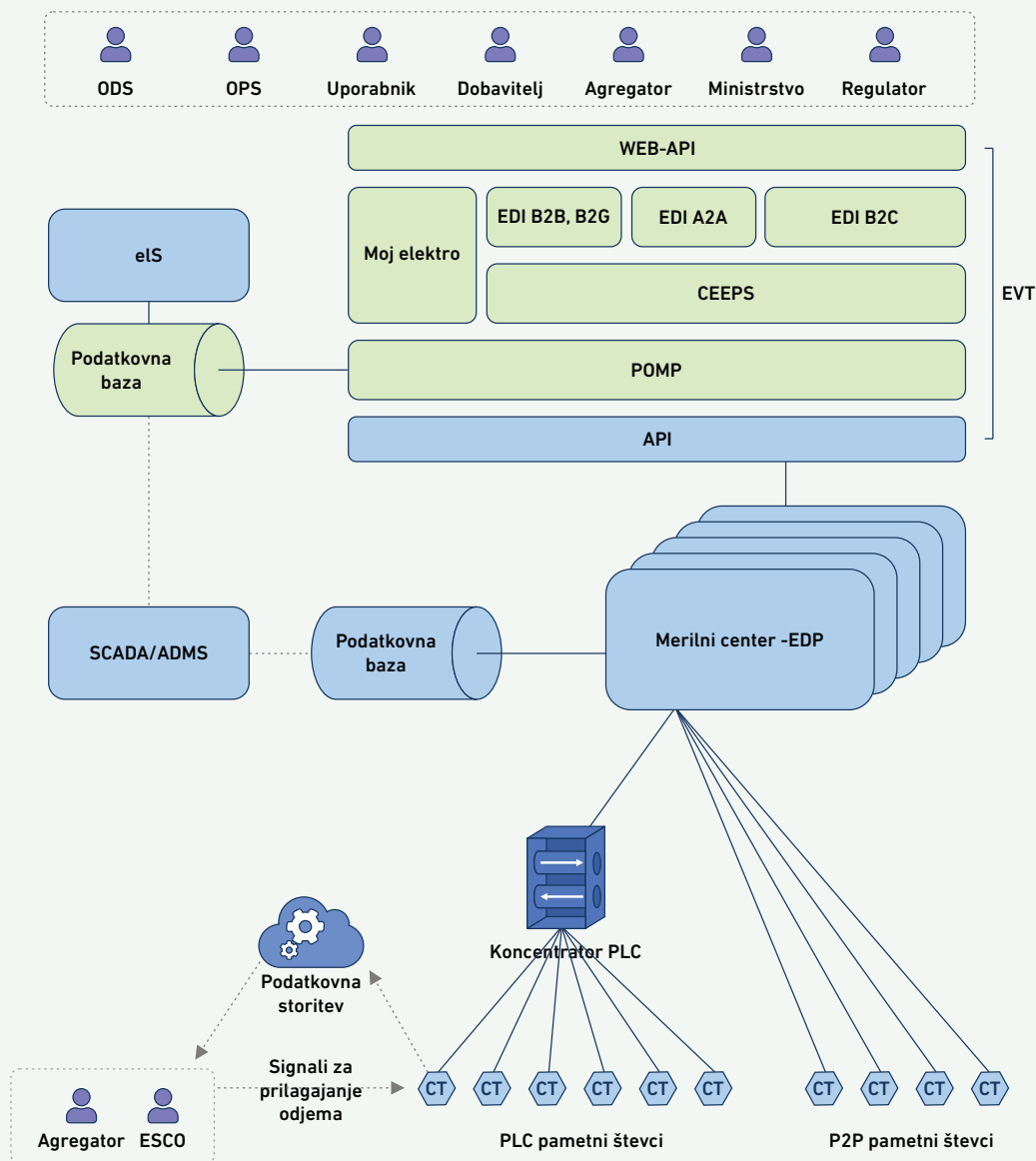
Operater distribucijskega sistema je na podlagi uredbe vzpostavil enotno točko za dostop do merilnih podatkov sistema naprednega merjenja, ki je implementiran kot centralni sistem za dostop do merilnih podatkov (enotna vstopna točka nacionalnega podatkovnega vozlišča (EVT)). Sistem zagotavlja podatkovne storitve za izmenjavo podatkov

z upravičenci v domenah B2B in B2C, v načrtu pa je širitev področja izmenjave podatkov še na segment B2G.

EVT je vozlišče, ki zagotavlja izmenjavo podatkov med distributerji in dobavitelji električne energije, končnimi uporabniki in njihovimi pooblaščenici (npr. agregatorji, ponudniki sistemskih storitev), hkrati pa je centralno podatkovno vozlišče za izmenjavo podatkov na trgu z električno energijo. EVT omogoča varen dostop do razpoložljivih merilnih podatkov neodvisno glede na elektrodistribucijsko območje ali dobavitelja. Prenos merilnih podatkov iz arhitekturno nižjega sloja, ki ga sestavljajo sistemi HES (angl. "Head End System") elektrodistribucijskih podjetij, v platformo POMP poteka s sprotnim polnjenjem podatkov (potisni mehanizem "push") in s pridobivanjem zgodovinskih podatkov.

8 Uradni list RS, št. 79/15 in 172/21 – ZOE; ta uredba, ki je z dnem uveljavitve ZOE prenehala veljati, se še uporablja do uveljavitve predpisa vlade iz četrtega odstavka 31. člena ZOE.

SLIKA 42: VISOKONIVOJSKA ARHITEKTURA OBSTOJEČEGA NMS



VIR: AGENCIJA

Na ravni EVT so v letu 2025 potekale razvojne aktivnosti za podporo prilagoditvam metodologije obračuna omrežnine in drugim ključnim procesnim novostim na področju obdelave merilnih in obračunskih podatkov.

Slovenija se po doseženi stopnji nameščenosti naprednih merilnih naprav, ki omogočajo zajem merilnih podatkov v 15-minutni ločljivosti, uvršča v sam vrh evropskih držav. Konec leta 2025 je bilo že 98,8 % uporabnikov na distribucijskem sistemu opremljenih z naprednimi merilnimi napravami, 99,3 % teh pa jih je bilo dejansko povezanih v daljinski zajem merilnih podatkov⁹. Od tega jih približno 98,1 % omogoča zajem podrobnih merilnih

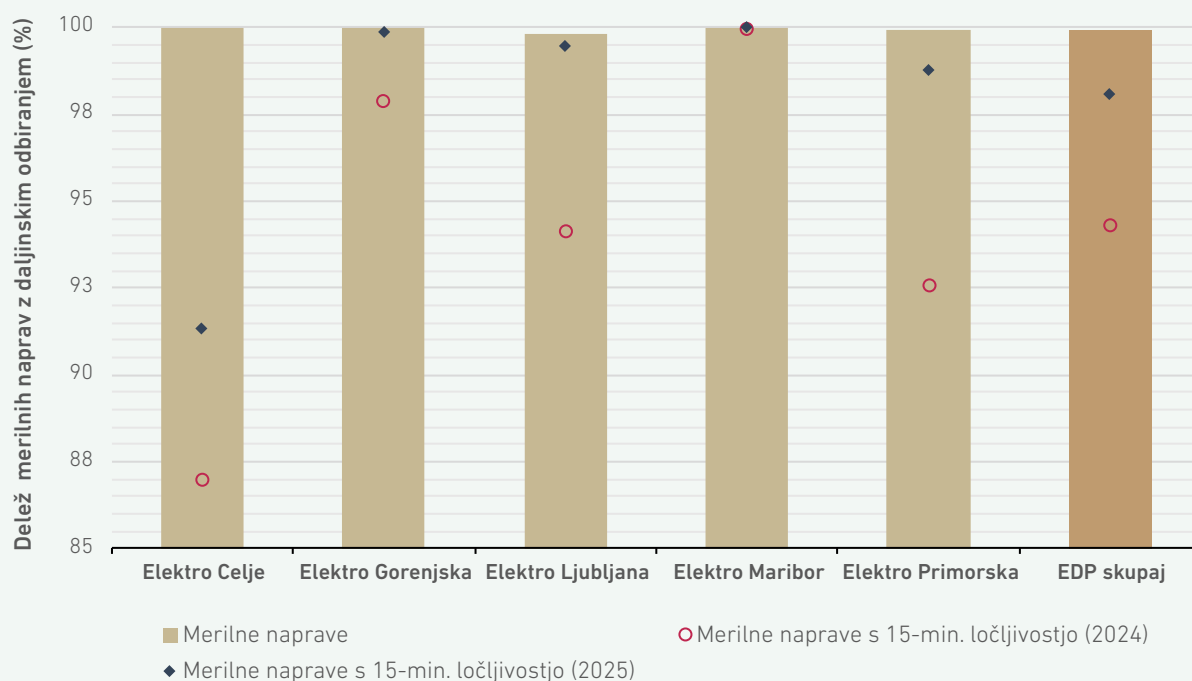
**98,8 % uporabnikov
na distribucijskem sistemu opremljenih
z naprednimi merilnimi napravami**

podatkov s 15-minutno ločljivostjo oz. je že skladnih s prenovljeno metodologijo obračunavanja omrežnine. Odstotek pametnih števecov, ki še ne omogočajo 15-minutnih meritev, je pri določenih elektrodistribucijskih podjetjih že zanemarljiv, največje odstopanje pa ne presega 9 % (slika 43).

⁹ Opomba: V sistemu je še določeno število števecov, ki sicer niso AMI, so pa AMR (omogočajo daljinski zajem podatkov), zato je navedeni odstotek, izračunan za števec AMI, nižji.



SLIKA 43 : DELEŽ MERILNIH NAPRAV Z DALJINSKIM ODBIRANJEM IN 15-MINUTNO LOČLJIVOSTJO (VKLJUČNO Z AMR)



VIRI: EDP

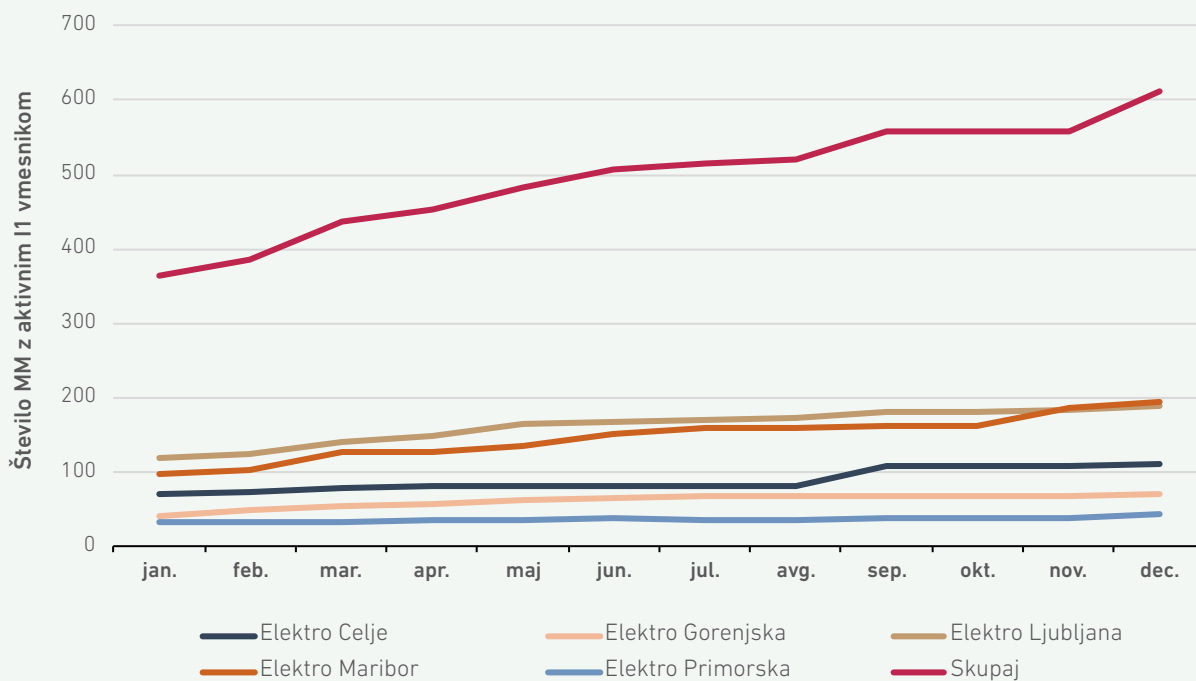
Skoraj 2/3 merilnih naprav s 15-minutno ločljivostjo odbiranja (62,5 %) je opremljenih z namenskim lokalnim vmesnikom I1, ki omogoča obdelavo podrobnih merilnih podatkov v skoraj realnem času¹⁰. Ta funkcionalnost je pomembna za napredne končne uporabnike, udeležene v sistemskih in drugih naprednih energetskih storitvah. Vsak aktivni odjemalec, ki mu I1 vmesnik ni zagotovljen ali ta ni skladen z zakonodajnim okvirom za interoperabilnost, pa je upravičen do brezplačne zamenjave merilne opreme z ustrežno.

62,5 % naprednih merilnih naprav pripravljenih na vzporedno odbiranje v skoraj realnem času

Možnost izkorišča za zdaj majhno število odjemalcev, a se njihovo število povečuje.

10 Opomba: Navedeni odstotek števecv omogoča različne intervale vzporednega odbiranja (zaradi generacijskih razlik v časovnih intervalih 1 s oz. 5 s).

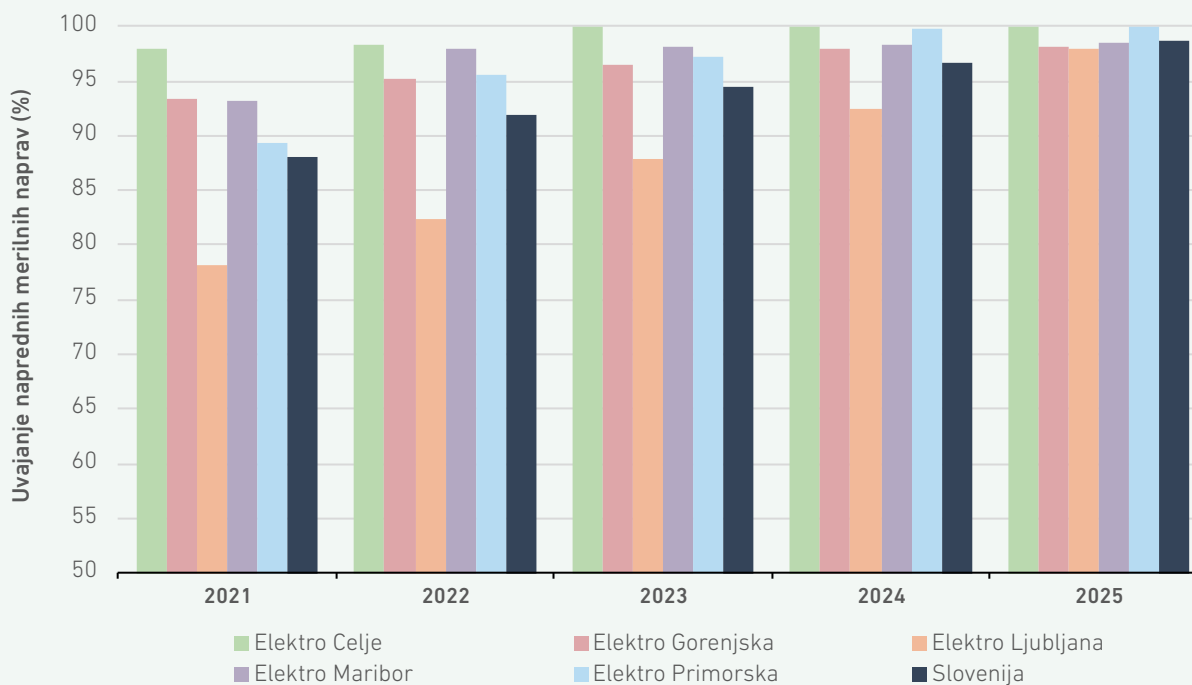
SLIKA 44: RAZVOJ UPORABE VZPOREDNEGA, LOKALNEGA DOSTOPA DO MERILNIH PODATKOV V SKORAJ REALNEM ČASU V LETU 2025



VIRI: EDP

Vgrajeni pametni števeci izpolnjujejo zahteve MID v kontekstu zahtev nove metodologije obračunavanja omrežnine.

SLIKA 45: TREND UVAJANJA NAPREDNIH MERILNIH NAPRAV V OBDOBJU 2021–2025



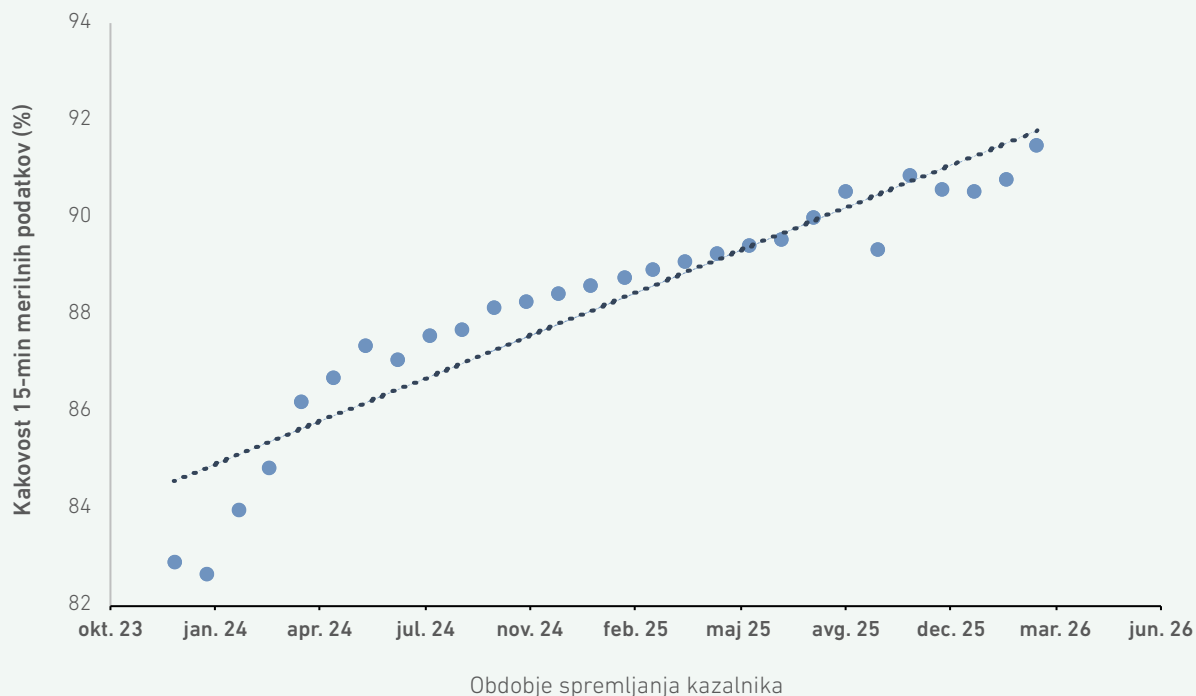
VIRI: EDP



Proaktivno izvajanje ukrepov za izboljšanje kakovosti merilnih podatkov z odpravljanjem oz. omejevanjem virov motenj pri končnih odjemalcih, ki vplivajo na komunikacijske poti oz. prenos merilnih podatkov do centrov merjenja, je prispevalo k pred-

vidljivosti obračuna omrežnine na podlagi 15-minutnih meritev (bistveno manj kot 1 % odjemalcev mesečno prehaja med različnimi načini obračuna, torej obračuni omrežnine na podlagi 15-minutnih merilnih podatkov ali brez).

SLIKA 46: TREND IZBOLJŠEVANJA KAZALNIKA DELEŽA PPM Z ZAGOTOVLJENO USTREZNO KAKOVOSTJO 15-MINUTNIH MERILNIH PODATKOV NA RAVNI M-1



VIR: ELES

Graf na sliki 46 prikazuje dolgoročni trend izboljševanja kazalnika, ki vrednoti delež PPM z zagotovljeno ustrežno kakovostjo 15-minutnih merilnih podatkov na ravni M-1 (pretekli mesec). Kazalnik posredno meri učinek reforme obračunavanja omrežnine, ki je vzpostavil sistemsko uporabo predmetnih merilnih podatkov. V celotnem obdobju spremljanja je opazno postopno in razmeroma stabilno izboljševanje kazalnika na več kot 91 % ob zadnjem vzorčenju.

Začetna faza spremljanja kaže hitrejšo rast kazalnika, kar je mogoče povezati predvsem s stabilizacijo NMS, izboljšavami komunikacijske infrastrukture ter optimizacijo procesov zajema, validacije in obdelave merilnih podatkov. V nadaljevanju se dinamika izboljševanja pričakovano umirja, vendar trendna črta še vedno izkazuje pozitiven naklon. Uporabljena logaritemska aproksimacija nakazuje, da sistem še ni dosegel svojega razvojnega

maksimuma ter da v okviru obstoječe arhitekture NMS še vedno obstaja določen potencial za nadaljnje izboljšave kakovosti in razpoložljivosti merilnih podatkov.

Ob tem je pomembno poudariti, da se z rastjo kazalnika postopoma spreminja tudi narava izzivov. Medtem ko so bile v začetnih fazah ključne predvsem sistemske in organizacijske izboljšave, nadaljnje izboljševanje kazalnika vse bolj zahteva ciljno optimizacijo posameznih komunikacijskih segmentov, odpravljanje lokalnih komunikacijskih omejitev ter nadgradnje procesov validacije in obdelave podatkov. Trend tako kaže, da je slovenski napredni merilni sistem dosegel razmeroma visoko stopnjo zrelosti, pri čemer se razvojni fokus postopoma premika iz faze množične uvedbe merilnih naprav v fazo optimizacije kakovosti podatkovne in komunikacijske infrastrukture.

Rezultati hkrati nakazujejo, da ključni razvojni izpisi nadaljnega razvoja NMS niso več povezani predvsem z nameščanjem merilnih naprav, temveč z zagotavljanjem zanesljive, kakovostne in pravočasne razpoložljivosti merilnih podatkov. Prav ti vidiki bodo v prihodnje ključni za podporo

naprednim funkcionalnostim elektroenergetskega sistema, kot so dinamične tarife, aktivno vključevanje uporabnikov, storitve prožnosti ter postopna uvedba procesov obratovanja omrežja, ki zahtevajo časovno bistveno učinkovitejšo obdelavo podatkov.

Stanje razvoja na področju pametnih omrežij in uvajanja novih tehnologij

Razvoj na področju pametnih omrežij v Sloveniji vsebinsko opredeljuje študija Posodobitev nacionalnega programa pametnih omrežij¹¹. Ta navaja ključne projekte, ki naj bi z uporabo v študiji identificiranih tehnologij pripomogli k doseganju postavljenih nacionalnih ciljev in na optimalen način podprli zeleni prehod. Pri distribucijskih podjetjih je poudarek na novih pristopih načrtovanja in obratovanja, podprti s pametnimi omrežji, medtem ko je na prenosnem omrežju poudarek na medsektorskem povezovanju. Z izvajanjem projekta GreenSwitch so zraven ELES začela s pospešenim uvajanjem rešitev pametnih omrežij tudi nekatera EDP. Nadaljevalne aktivnosti na področju spremljanja uspešnosti naložb v pametna omrežja na podlagi omejenega nabora kazalnikov uspešnosti (KPI) na sistemski ravni so vključevale posodobitev splošnega akta, ki ureja metodologijo za določitev regulativnega okvira za elektrooperaterje, kar vključuje tudi aktualizacijo definicij za določitev KPI. Slednje so harmonizirane na podlagi ugotovitev vzorčenja razpoložljivih podatkov za izračun omenjenih kazalnikov pri EDP in ELES za ločeni vlogi ODS in OPS. V letu 2025 je bilo opravljeno prvo poročanje podatkov o KPI za leto 2023 in 2024. Posledično so bili vzpostavljeni ustrezni pogoji za reguliranje uspešnosti naložb v pametna omrežja na podlagi KPI. Omenjena shema spodbud je komplementarna shemama spodbud za naložbene projekte v pametna omrežja in shemi spodbud za projekte raziskav in inovacij, ki sta bili podrobno predstavljena v Poročilu o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2020. Pri projektih pametnih omrežij so določene ustrezne omejitve, ki preprečujejo morebitne večkratne finančne spodbude za zagotavljanje istih koristi.

Pomemben napredek na področju uvajanja novih tehnologij v slovensko elektroenergetsko omrežje

Uvajanje finančne spodbude za najbolj učinkovite naložbe na podlagi "delitve koristi"

Vzpostavitev periodičnega poročanja podatkov o učinkovitosti naložb v pametna omrežja na podlagi KPI

je predstavlja v letu 2025 izvedeno javno posvetovanje za uvedbo finančne spodbude za najbolj učinkovite naložbe na podlagi t. i. "delitve koristi". V praksi to pomeni, da se obsežne neto koristi, ki lahko nastanejo z naložbami v napredne in učinkovite tehnologije (npr. pametna omrežja), v določenem deležu razdelijo med elektrooperaterjem in odjemalci (znižanje ali ohranjanje omrežninskih tarif na minimalnih možnih ravneh). Gre za nov, inovativen pristop, ki temelji na zagotavljanju neto koristi z najbolj inovativnimi projekti. Te koristi bistveno presegajo maksimalne koristi, dosegljive z obstoječimi spodbudami, kar pomeni, da je spodbuda na podlagi delitve koristi bistveno močnejša, a enkratna za posamezno uporabljeno tehnologijo. S pridobitvijo te spodbude se elektrooperater obveže, da bo tovrstne inovativne rešitve v prihodnje izvajal kot standardne naložbe. V letu 2026 je sledil sprejem novele splošnega akta, ki ureja metodologijo za določitev regulativnega okvira za elektrooperaterje in ki uvaja opisano finančno spodbudo za najbolj učinkovite naložbe na podlagi delitve koristi. V letu 2026 je mogoče pričakovati tudi prve vloge za odobritev te spodbude. Uporaba rešitev za dinamično določanje prenosnih zmogljivosti (DTR) se kaže kot ena najobetavnejših usmeritev. Med prvimi primeri uvajanja izstopata nacionalni projekt DTR na distribucijski ravni ter sodelovanje med operaterjema prenosnih sistemov TERN in ELES, katerega cilj je povečanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti na slovensko-italijanski meji.

Na spletni strani agencije so objavljene prijave projektov raziskav in inovacij, osnovne informacije o naložbenih projektih ter poročila o vseh projektih, ki jih je agencija kvalificirala v okviru svoje metodologije reguliranja. Agencija prav tako izvaja nadzor vseh kvalificiranih projektov.

11 Posodobitev nacionalnega programa pametnih omrežij, študija št.: 2444, EIMV, FE, FERL, Ljubljana, november, 2020

ŠTUDIJA PRIMERA

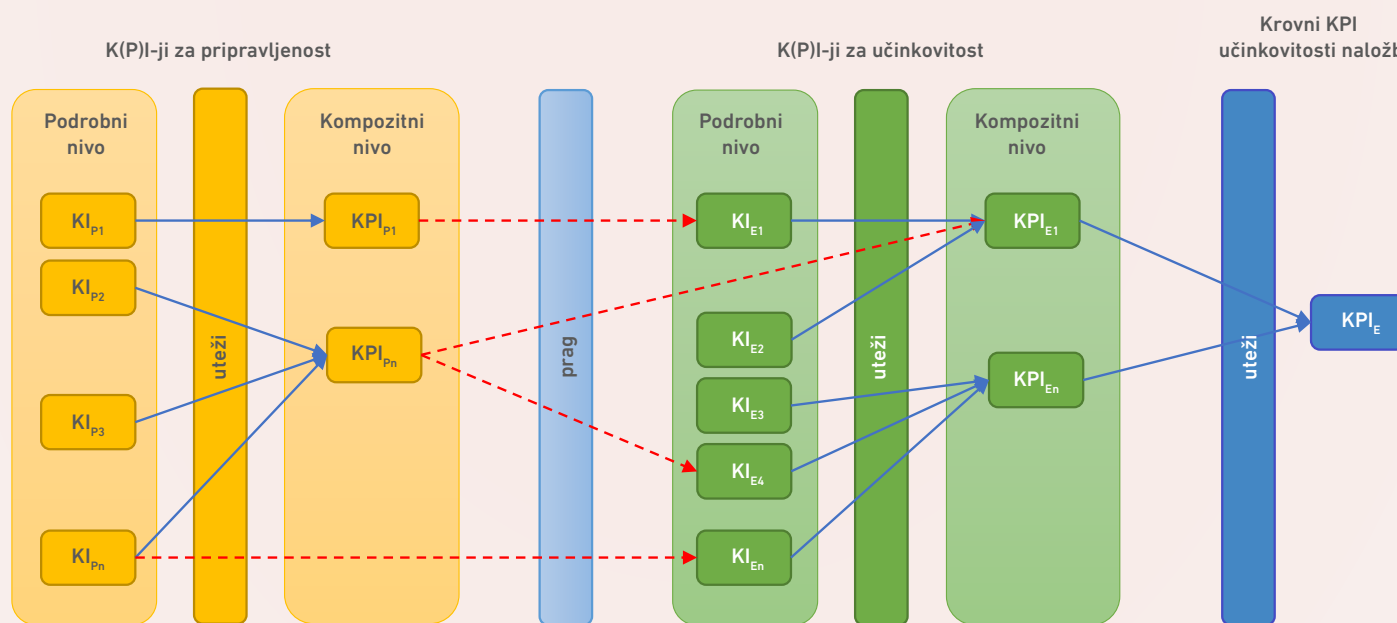
Učinkovitost naložb v pametna omrežja na podlagi KPI

Na podlagi 1. točke tretjega odstavka 55. člena EZ-2 ima agencija nalogo, da spremlja in ocenjuje uspešnost systemskega in distribucijskega operaterja v zvezi z razvojem naprednega omrežja, ki spodbuja energetska učinkovitost, vključno z uravnavanjem obremenitev in prilagajanja odjema, vključevanjem obnovljivih virov energije, ki temelji na omejenem naboru kazalnikov, ter vsaki dve leti objavi nacionalno poročilo, vključno s priporočili za izboljšave, ki so jih operaterji dolžni upoštevati v svojih razvojnih načrtih.

Metodologija agencije za spremljanje KPI je osnovana na medsebojni odvisnosti KPI za pripravljenost in KPI za učinkovitost po posameznih tematskih področjih, ki naslavlja npr. izkoriščenost elektroenergetske infrastrukture, učinkovitost integracije obnovljivih virov energije v omrežje ipd.. KPI za pripravljenost se uporabljajo za spremljanje zagotavljanja ustreznih pogojev, ko je smiselno

spremljati učinkovitost naložb v pametna omrežja. Dokler ni dosežena predpisana minimalna vrednost KPI za pripravljenost (prag) na določenem tematskem področju ali temu podrejenega kazalnika pripravljenosti, se tematsko povezan KPI za učinkovitost ali podrejen kazalnik učinkovitosti ne spremlja oziroma je njegova vrednost nič. Krovni ključni kazalnik pripravljenosti je sestavljen kot logični kompozit določenih KPI za pripravljenost relevantnih za OPS, ODS oziroma EDP. Vsi KPI za učinkovitost prispevajo h krovnemu ključnemu kazalniku učinkovitosti naložb v pametna omrežja kot tehtan kompozit po posameznih tematskih področjih relevantnih za OPS, ODS oziroma EDP. Ta pa povezuje učinkovitost naložb v pametna omrežja s pripadajočo finančno spodbudo za OPS, ODS oziroma EDP. Neposredni vpliv na velikost finančne spodbude pri ODS in EDP ima tudi kazalnik odstopanja pripravljenosti od minimalnih standardov zagotavljanja kakovosti podatkov in podatkovnih storitev.

SLIKA 47: KONCEPTUALNI PRIKAZ RELACIJ MED KAZALNIKI PRIPRAVLJENOSTI (KI_p) IN KLJUČNIMI KAZALNIKI PRIPRAVLJENOSTI (KPI_p) TER KAZALNIKI UČINKOVITOSTI (KI_e) IN KLJUČNIMI KAZALNIKI UČINKOVITOSTI (KPI_e)

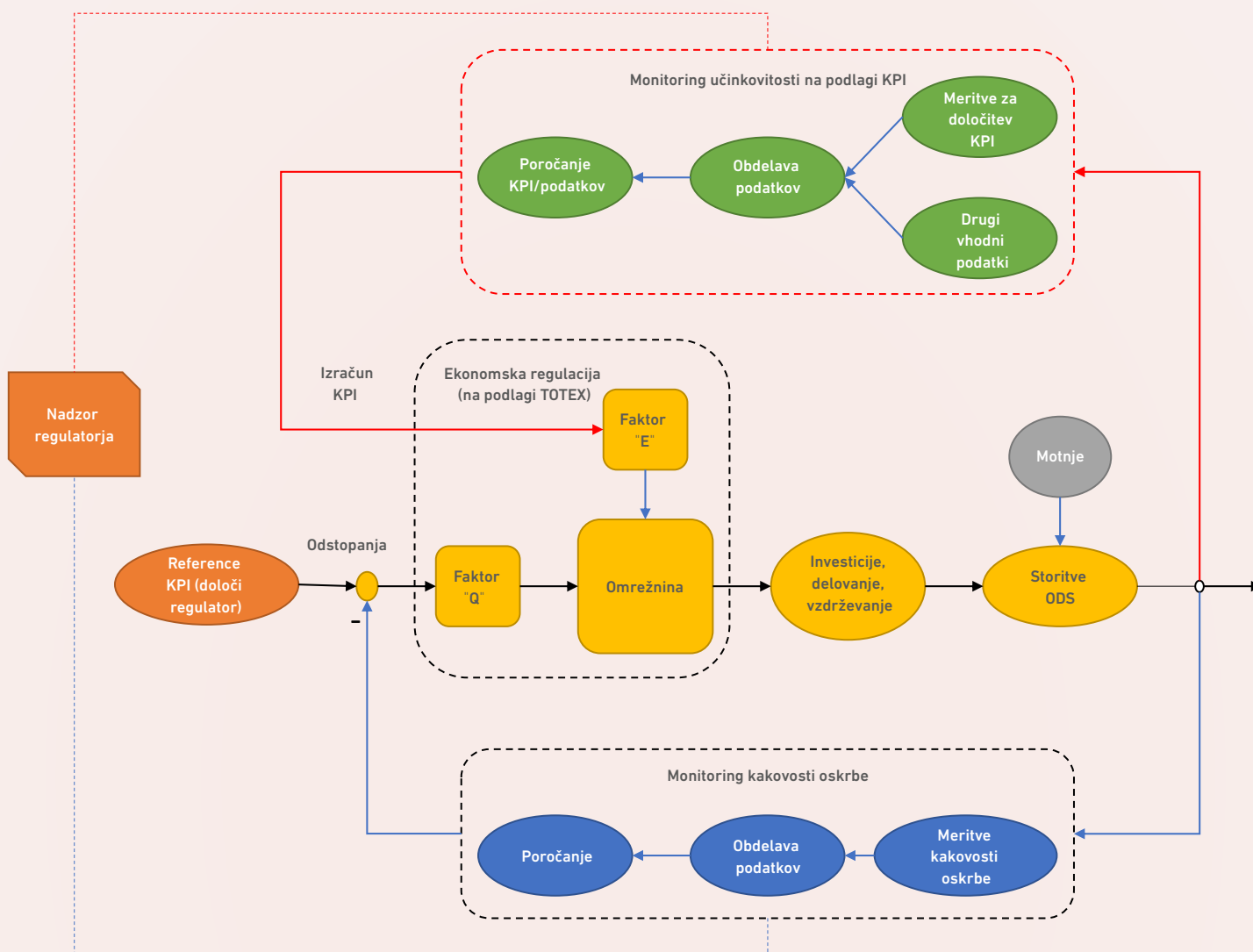


VIR: AGENCIJA

Z vključitvijo finančne spodbude v regulativni okvir je agencija vpliv KPI vključila v metodologijo za določitev regulativnega okvira za elektrooperaterje ter vzpostavila funkcijsko povezavo med učinkovitostjo naložb v pametna omrežja in upravičenimi

stroški elektrooperaterja. S tem je bil vzpostavljen povratnozančni proces reguliranja, v katerem se upravičeni stroški prilagajajo doseženi ravni učinkovitosti z namenom spodbujanja njenega nenehnega izboljševanja.

SLIKA 48: KONCEPTUALNI PRIKAZ POVRATNOZANČNEGA REGULIRANJA NA PODLAGI KPI



VIR: AGENCIJA

Po tematskih področjih je skupaj definiranih:

- deset KPI za pripravljenost, relevantnih za EDP in štirje od teh so tudi relevantni za ODS;
- deset KPI za učinkovitost, relevantnih za EDP in trije od teh so tudi relevantni za ODS;
- šest KPI za pripravljenost, relevantnih za OPS;
- šest KPI za učinkovitost¹², relevantnih za OPS.

Agencija spremlja kazalnik pripravljenosti na področju kibernetične varnosti, vendar podatkov ne objavlja.

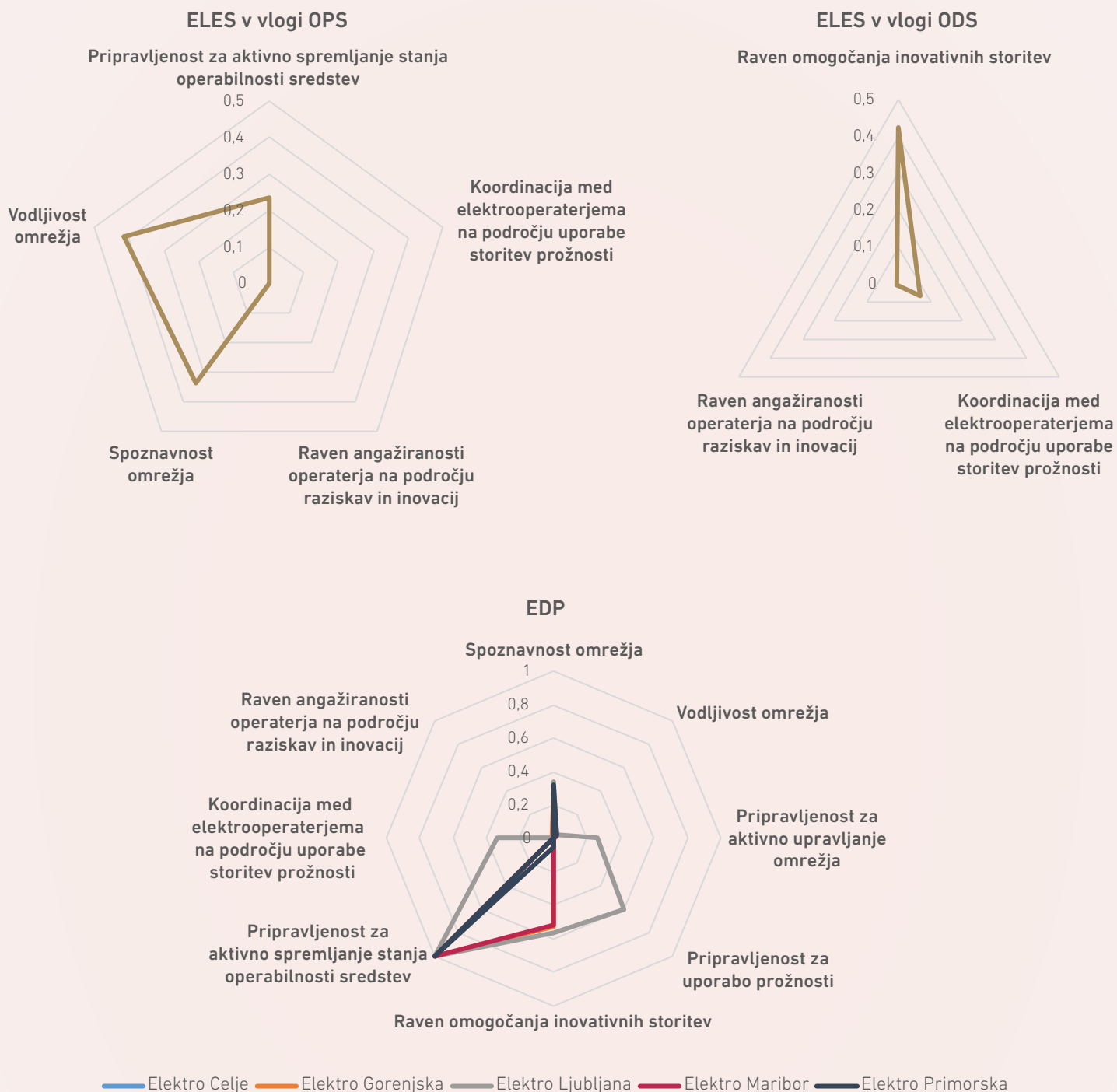
Preostala tematska področja za spremljanje KPI so razvidna s slik, ki sledijo. nadaljevanju so podani tudi rezultati prvega poročanja podatkov o doseženih vrednostih KPI za leto 2024. Podatki za leto 2025 še niso razpoložljivi zaradi vključenosti te sheme spodbud v mehanizem obračuna odstopanj od regulativnega okvira.

Učinkovanje KPI za učinkovitost na finančno spodbudo OPS, ODS oziroma EDP se začne, ko določeni KPI za pripravljenost¹³ dosežejo vrednost, ki je večja od nič.

12 V Prilogi 5 splošnega akta agencije, ki ureja metodologijo za določitev regulativnega okvira za elektrooperaterje, so navedeni še trije dodatni KPI, ki se uporabijo za določitev individualne učinkovitosti OPS in ne prispevajo h krovnemu ključnemu kazalniku učinkovitosti naložb v pametna omrežja, zato jih tudi na tem mestu ne obravnavamo.

13 Na področjih spoznavnosti omrežja, vodljivosti omrežja in kibernetične varnosti za OPS, ODS in EDP; za EDP še dodatno na področju pripravljenosti za aktivno upravljanje omrežja.

SLIKA 49: PRIKAZ DOSEŽENIH VREDNOSTI KPI ZA PRIPRAVLJENOST OPS, ODS IN EDP PO POSAMEZNIH TEMATSKIH PODROČJIH

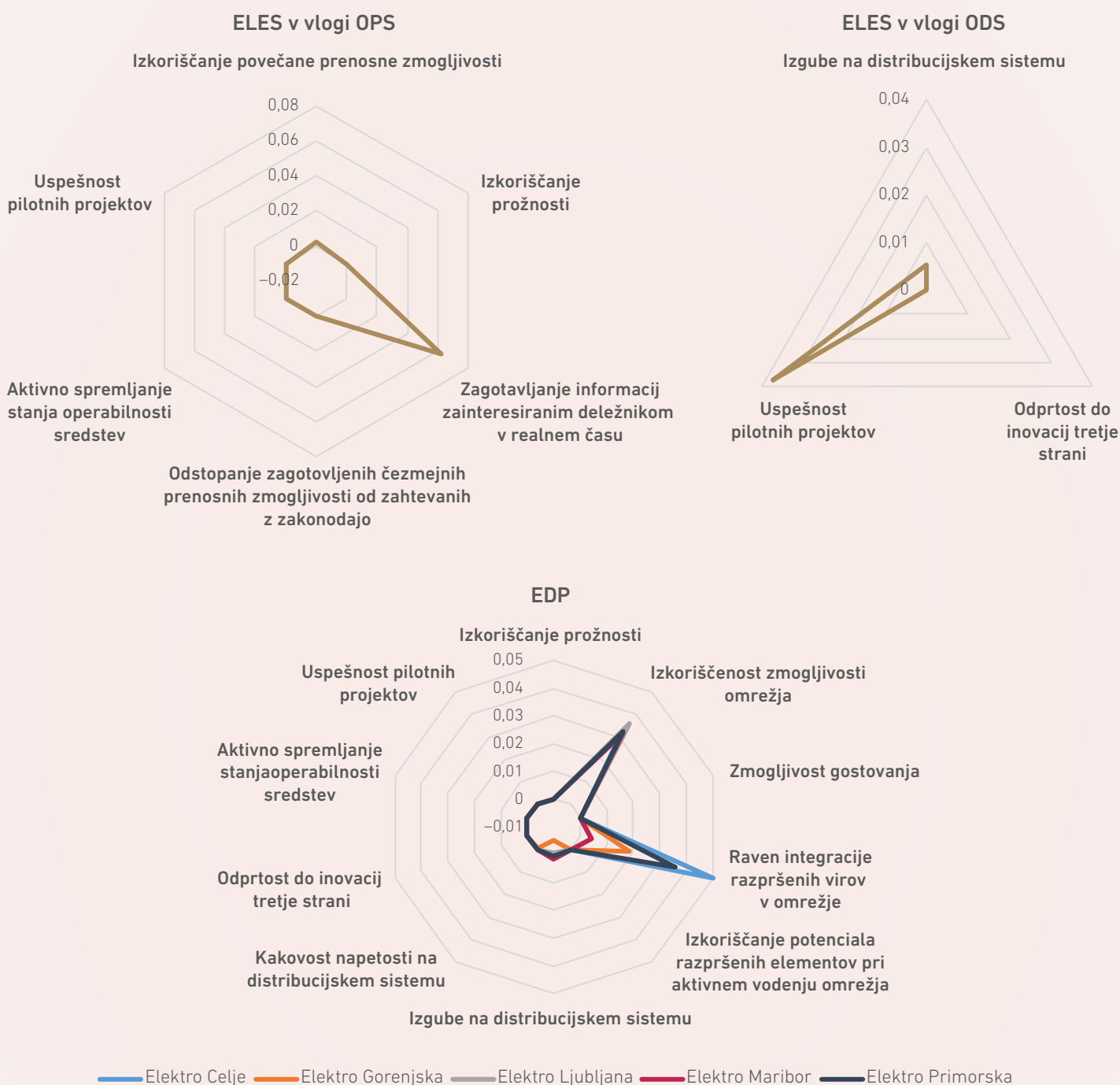


VIR: AGENCIJA

Krovni ključni kazalnik učinkovitosti za posamezno družbo se izračuna kot tehtan kompozit podrejenih KPI za učinkovitost po posameznih tematskih področjih. Pri tem agencija določa vrednosti uteži po področjih na podlagi analize razvojnih načrtov,

izvedenih nadzornih postopkov in nacionalnih razvojnih prioritet. V prikazanih vrednostih na naslednji sliki so uteži po posameznih tematskih področjih že upoštevane.

SLIKA 50: PRIKAZ DOSEŽENIH UTEŽENIH VREDNOSTI KPI ZA UČINKOVITOST OPS, ODS IN EDP PO POSAMEZNIH TEMATSKIH PODROČJIH

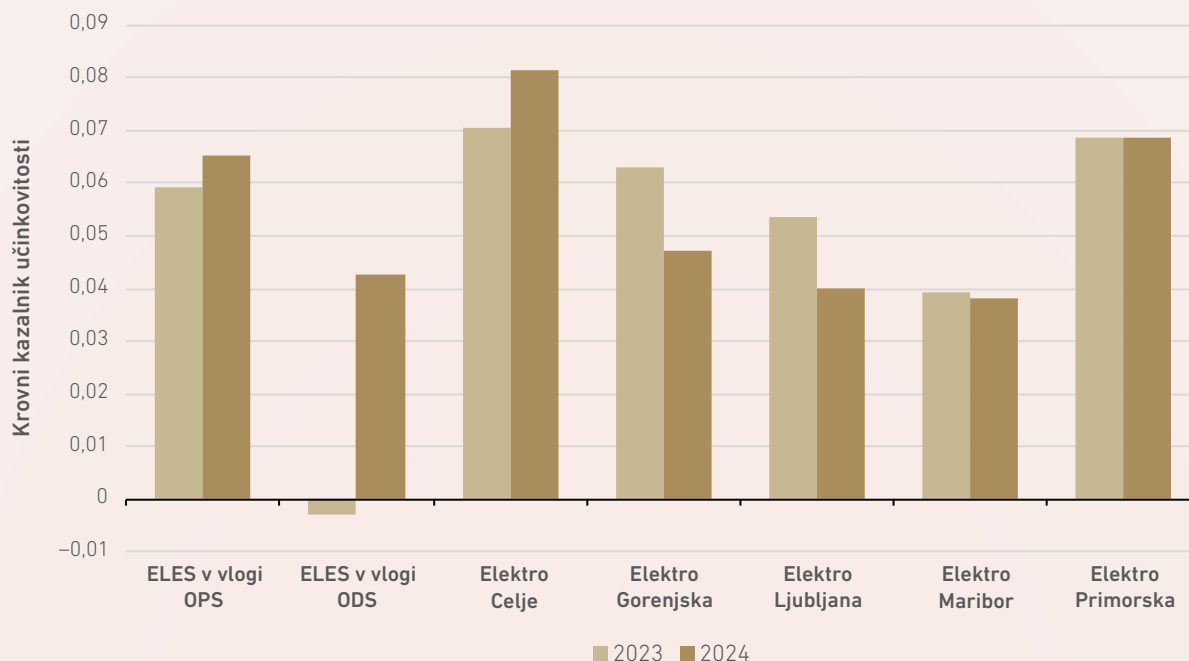


VIR: AGENCIJA

Naslednja slika prikazuje primerjavo doseženega krovnega ključnega kazalnika učinkovitosti po posameznih družbah za leti 2024 in 2023, ki služi kot

osnovnica pri določitvi odstopanja krovnega ključnega kazalnika učinkovitosti za leto 2024.

SLIKA 51: PRIKAZ VREDNOSTI KROVNEGA KLJUČNEGA KAZALNIKA UČINKOVITOSTI PO POSAMEZNIH DRUŽBAH

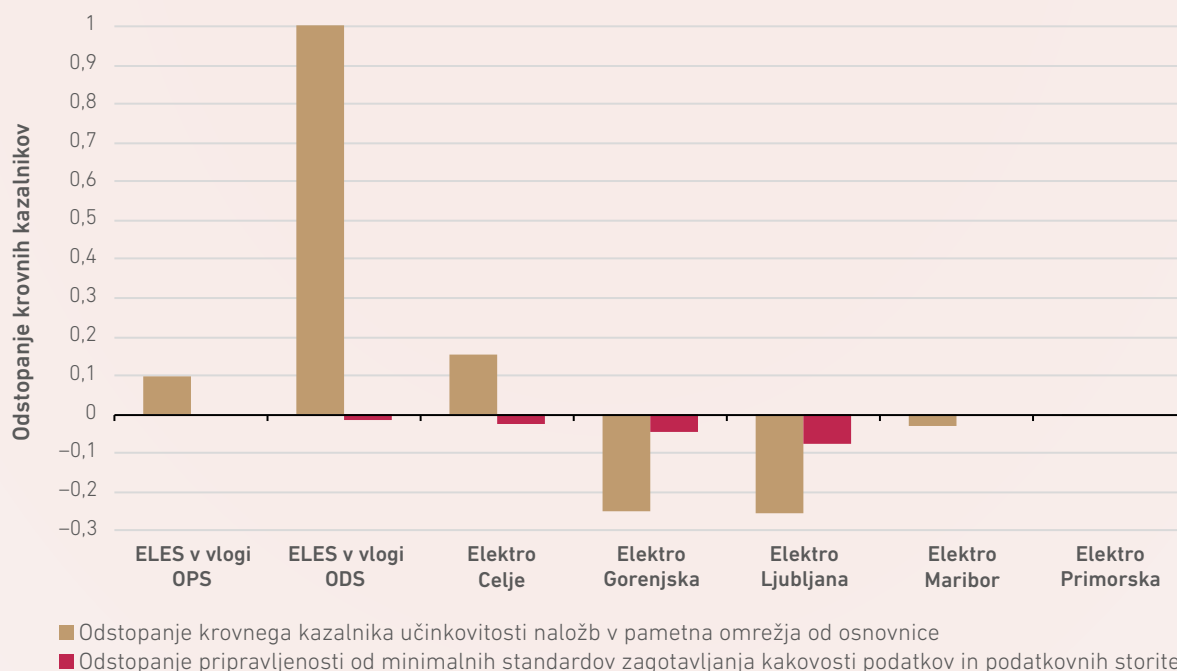


VIR: AGENCIJA

S slike 51 je razvidno, da je pozitiven prirast krovnega ključnega kazalnika učinkovitosti med letoma 2023 in 2024 mogoče zaslediti pri dveh družbah, ELES (za vlogi OPS in ODS) in Elektro Celje. To se odraža v pozitivni vrednosti odstopanja krovnega ključnega kazalnika učinkovitosti, ki je prikazan na

sliki 52. Slednji je, skupaj z odstopanjem pripravljenosti od minimalnih standardov zagotavljanja kakovosti podatkov in podatkovnih storitev¹⁴, neposredno povezan z velikostjo finančne spodbude iz naslova učinkovitosti naložb v pametna omrežja na podlagi KPI.

SLIKA 52: PRIKAZ VREDNOSTI ODSTOPANJA KROVNEGA KAZALNIKA UČINKOVITOSTI NALOŽB V PAMETNA OMREŽJA IN ODSTOPANJA PRIPRAVLJENOSTI OD MINIMALNIH STANDARDOV ZAGOTAVLJANJA KAKOVOSTI PODATKOV IN PODATKOVNIH STORITEV



VIR: AGENCIJA

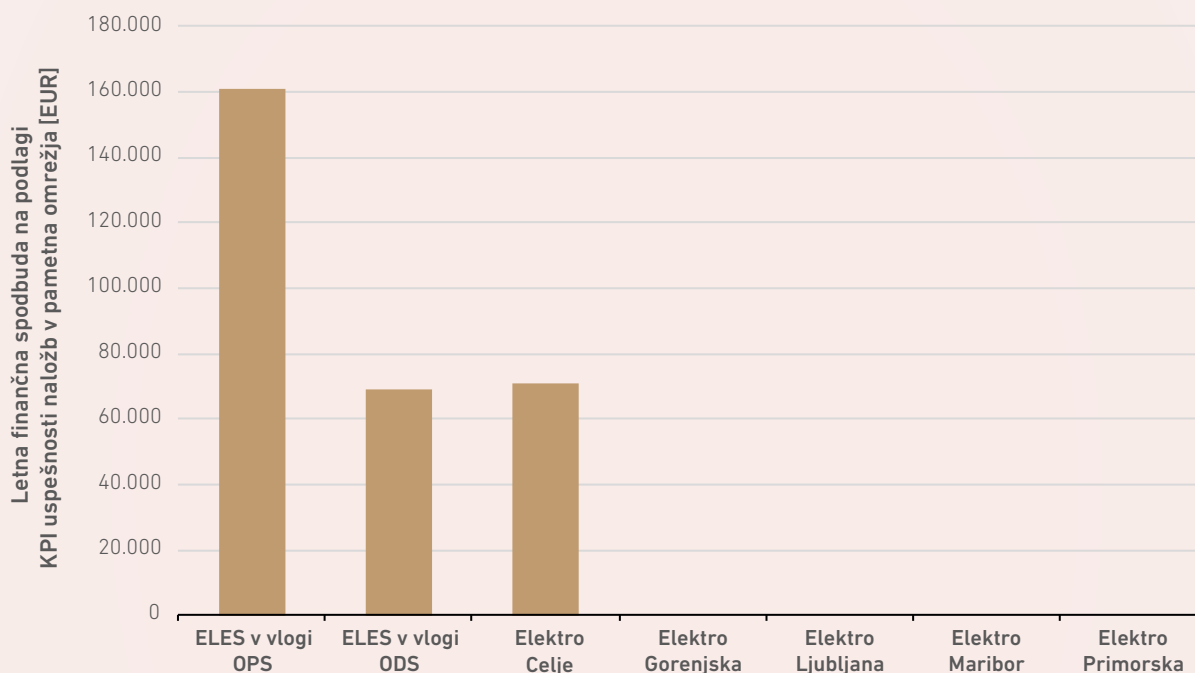
14 Ta ne vpliva na finančno spodbudo za OPS.

Preostale družbe, Elektro Gorenjska, Elektro Ljubljana, Elektro Maribor in Elektro Primorska, izkazujejo negativni prirast krovnega ključnega kazalnika učinkovitosti med letoma 2023 in 2024 ter posledično negativno vrednost odstopanja krovnega ključnega kazalnika učinkovitosti. Do konca regulativnega obdobja 2024–2028 je finančna spodbuda navzdol omejena na 0 EUR, kar pomeni,

da negativni prirast za zadevne družbe ne pomeni negativne finančne spodbude oziroma finančnega penala.

Naslednja slika prikazuje vrednost finančne spodbude iz naslova učinkovitosti naložb v pametna omrežja na podlagi doseženih vrednosti KPI za leto 2024 po posameznih družbah.

SLIKA 53: PRIKAZ FINANČNIH SPODBUD IZ NASLOVA UČINKOVITOSTI NALOŽB V PAMETNA OMREŽJA



VIR: AGENCIJA

Na podlagi predstavljene podrobne analize stanja vrednosti KPI bo agencija podala priporočila za

izboljšave posameznim družbam, ki so jih le-te dolžne upoštevati pri pripravi razvojnih načrtov.



Naložbe v pametna omrežja

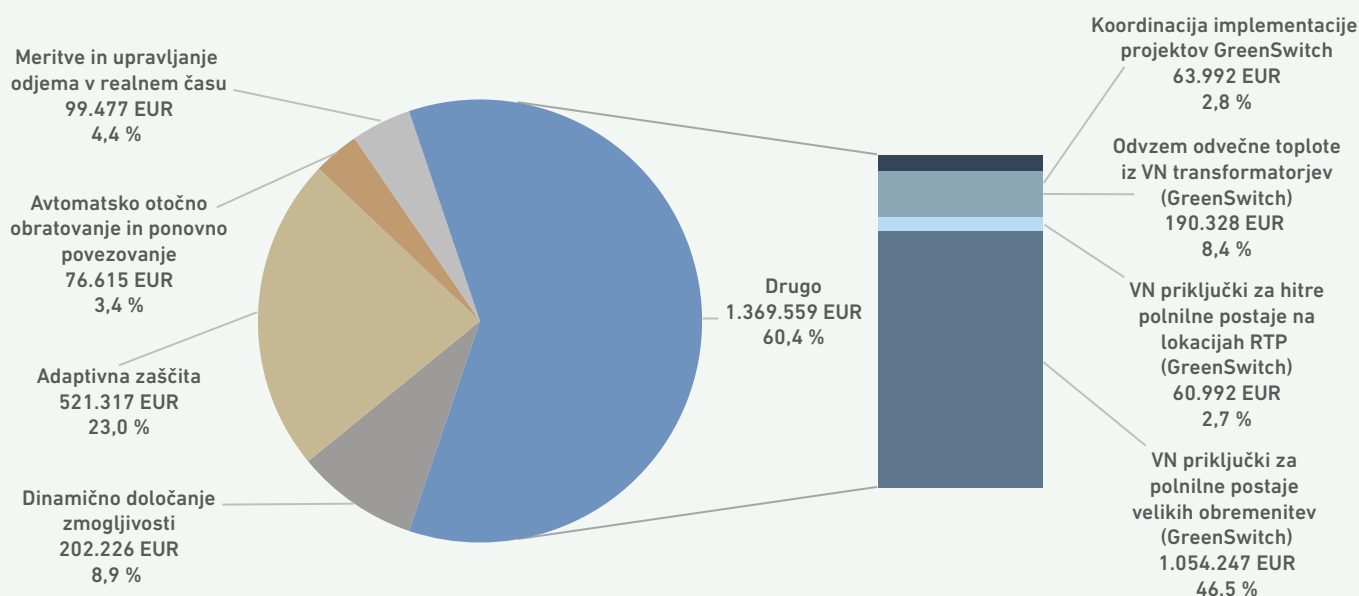
V letu 2025 se je izvajal projekt GreenSwitch, katerega skupna vrednost naložb znaša 146,2 milijona evrov. Projekt GreenSwitch je uvrščen med projekte skupnega interesa (PCI) s področja pametnih omrežij, koordinira ga ELES in je bil podrobneje predstavljen v Poročilu o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2023. Podatki o realizaciji naložb za 2025 niso razpoložljivi zaradi mehanizma obračuna odstopanj od regulativnega okvira, zato se vse vrednosti v nadaljevanju nanašajo na leto 2024.

Naslednja slika prikazuje strukturo realizacije naložb OPS po posameznih funkcijah pametnih

Večina naložb v pametna omrežja v okviru projekta GreenSwitch

omrežij. Skupna vrednost naložb OPS v pametna omrežja je znašala približno 2,27 milijona evrov, kar je 3,08 % celotnih realiziranih naložb. Od tega je 92,2 % naložb v okviru projekta GreenSwitch. V prihodnosti je moč pričakovati večje naložbe OPS v okviru aktivnosti projekta GreenSwitch.

SLIKA 54: STRUKTURA¹⁵ REALIZACIJE NALOŽB OPERATERJA PRENOSNEGA OMREŽJA V LETU 2024, RAZDELJENIH PO FUNKCIJAH PAMETNIH OMREŽIJ



VIR: AGENCIJA

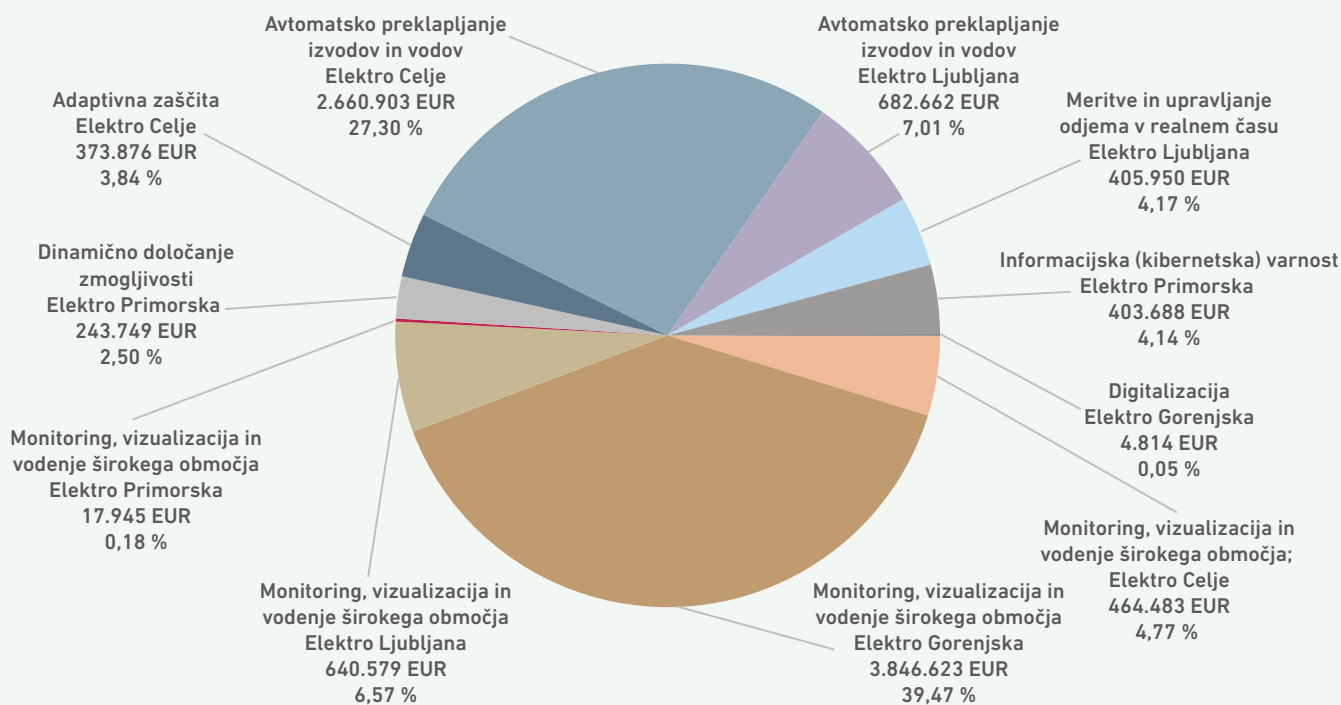
Naslednja slika prikazuje strukturo realizacije naložb distribucije po posameznih funkcijah pametnih omrežij. Skupna vrednost naložb v pametna omrežja je znašala približno 9,75 milijona evrov, kar pomeni 4,42 % celotne vrednosti naložb distribucije in zajema naložbe podjetij Elektro Celje, Elektro Gorenjska in Elektro Ljubljana, ki se izvajajo v okviru aktivnosti projekta GreenSwitch ter naložbe podjetja Elektro Primorska. Elektro Maribor ni poročalo o naložbah v pametna omrežja v letu 2024. Izvajanje projekta GreenSwitch je povzročilo

GreenSwitch povzročil pomembno povečanje aktivnosti distribucije pri naložbah v pametna omrežja

pomembno povečanje naložb distribucije v pametna omrežja.

15 Razlika med celoto in seštevki posameznih deležev je posledica zaokroževanja.

SLIKA 55: STRUKTURA REALIZACIJE NALOŽB DISTRIBUCIJE V LETU 2024, RAZDELJENIH PO FUNKCIJAH PAMETNIH OMREŽIJ



VIR: AGENCIJA

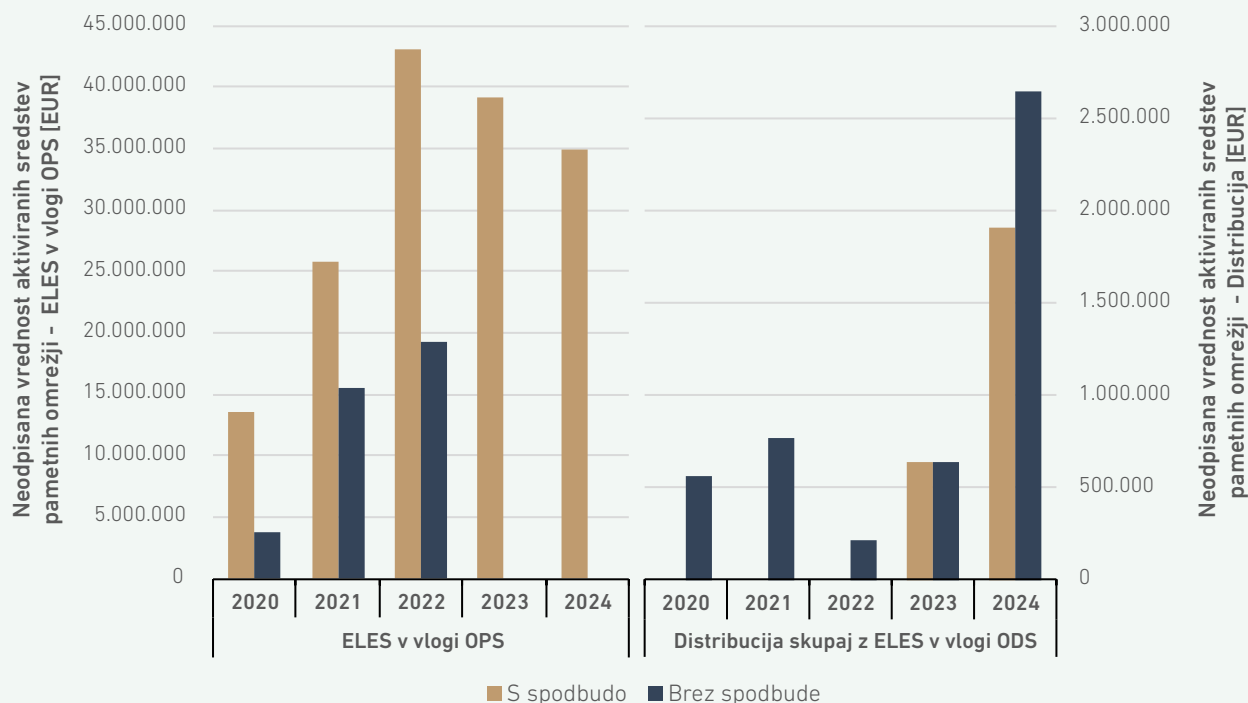
Projekti sheme spodbud za naložbe v pametna omrežja se za izvajanje kvalificirajo na podlagi prijave projekta agenciji. Spodbuda se dodeli na podlagi kvalifikacije projekta in presoje o povezanih aktiviranih sredstvih, ki morajo ustrezati definiciji pametnih omrežij in pametne energetske infrastrukture iz splošnega akta, ki ureja metodologijo za določitev regulativnega okvira. Agencija dodeli spodbudo na podlagi presoje dejansko aktiviranih sredstev kvalificiranega projekta pametnih omrežij, o katerih zavezanci poročajo v postopku vsakoletnega obračuna odstopanj od regulativnega okvira. Slika 56 prikazuje primerjavo neodpisanih vrednosti aktiviranih sredstev projektov pametnih

omrežij na dan 31. 12. posameznega leta, ki jim je dodeljena spodbuda, in neodpisanih vrednosti sredstev pametnih omrežij, za katera regulirana podjetja ne prejemajo spodbud¹⁶ oziroma za katera regulirana podjetja niso oddala vloge za kvalifikacijo projekta v shemo spodbud za naložbe v pametna omrežja. V letu 2024 je ELES v vlogi OPS prejel spodbudo za aktivirana sredstva, povezana s projekti NEDO, SUMO in SINCRO.GRID. Na strani distribucije pa so podjetja Elektro Celje, Elektro Gorenjska in Elektro Ljubljana aktivirala sredstva, povezana s projektom GreenSwitch in na tej podlagi prejmejo spodbudo za naložbe v pametna omrežja.

16 Podjetja te projekte interno klasificirajo kot projekte pametnih omrežij, a ne izpolnjujejo formalnih pogojev agencije.



SLIKA 56: PREGLED NEODPISANIH VREDNOSTI AKTIVIRANIH SREDSTEV PAMETNIH OMREŽIJ NA DAN 31. 12. POSAMEZNEGA LETA



VIR: AGENCIJA

Predstavljeni podatki kažejo na to, da so naložbe v pametna omrežja s projektom GreenSwitch dobile nov zagon. Zraven ELES so v projekt vključena tudi podjetja Elektro Celje, Elektro Gorenjska in Elektro Ljubljana. Z razvojem projektnih aktivnosti je v naslednjih letih moč pričakovati tudi intenziviranje naložb iz naslova omenjenega projekta tako na prenosnem kot na distribucijskem delu omrežja.

Po drugi strani pa navkljub prenovljeni strategiji razvoja pametnih omrežij naložbe ne dosegajo zastavljenih vlaganj iz strategije, kar posledično vpliva na dinamiko razvoja omrežja, potrebnega za doseganje ciljev zelenega prehoda. Podjetje Elektro Maribor tudi ne poroča o izvajanju naložb v pametna omrežja.

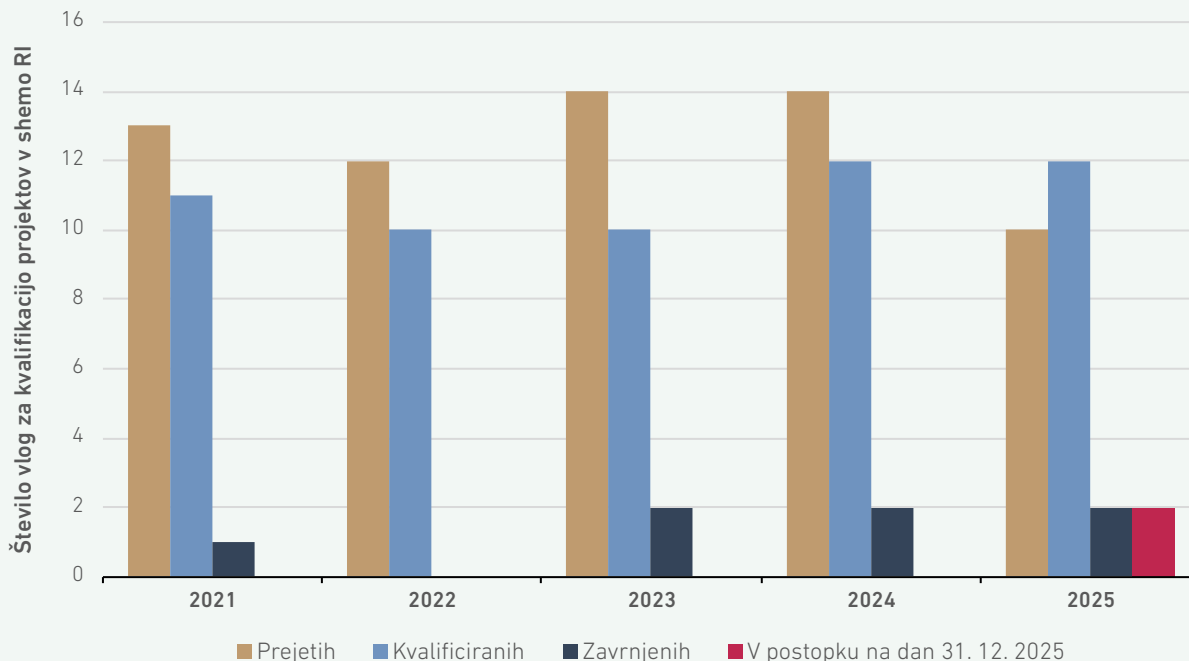
Projekti v okviru sheme raziskav in inovacij

V letu 2025 je agencija prejela 10 vlog za kvalifikacijo projektov v shemo raziskav in inovacij (RI), kvalificiranih je bilo 12 projektov¹⁷ in zaključenih 11 projektov. Ob koncu leta 2025 sta bila dva projekta še v postopku kvalifikacije. Naslednja slika prikazuje število vlog za kvalifikacijo projektov v shemo RI po posameznih letih.

**12 kvalificiranih projektov
v shemo RI**

17 Nekatere vloge so bile oddane leta 2024.

SLIKA 57: PREGLED ŠTEVILA VLOG ZA KVALIFIKACIJO PROJEKTOV V SHEMO SPODBUJANJA RAZISKAV IN INOVACIJ

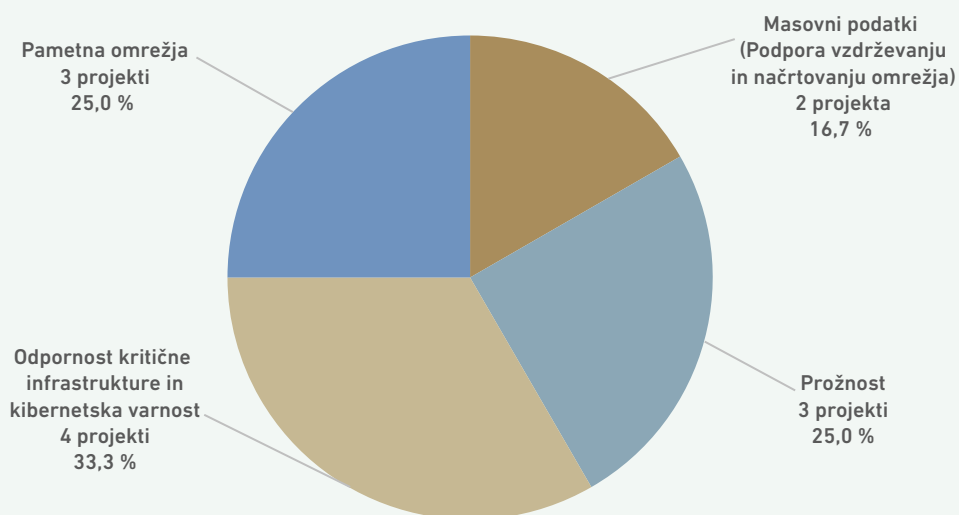


VIR: AGENCIJA

Naslednja slika prikazuje pregled osrednjih tematik v letu 2025 kvalificiranih projektov. V primerjavi s predhodnim letom je opazno povečanje deleža projektov, ki naslavljajo odpornost kritične infrastrukture in kibernetško varnost, medtem ko se

število projektov na področju pametnih omrežij, po lanskem izrazitem porastu, umirja. Deleži projektov, ki naslavljajo prožnost in uporabo masovnih podatkov v korist elektroenergetskega sistema, ostajajo na ravni, primerljivi z lanskim letom.

SLIKA 58: STRUKTURA OSREDNIH TEMATIK V LETU 2025 KVALIFICIRANIH PROJEKTOV V SHEMO SPODBUJANJA RAZISKAV IN INOVACIJ



VIR: AGENCIJA



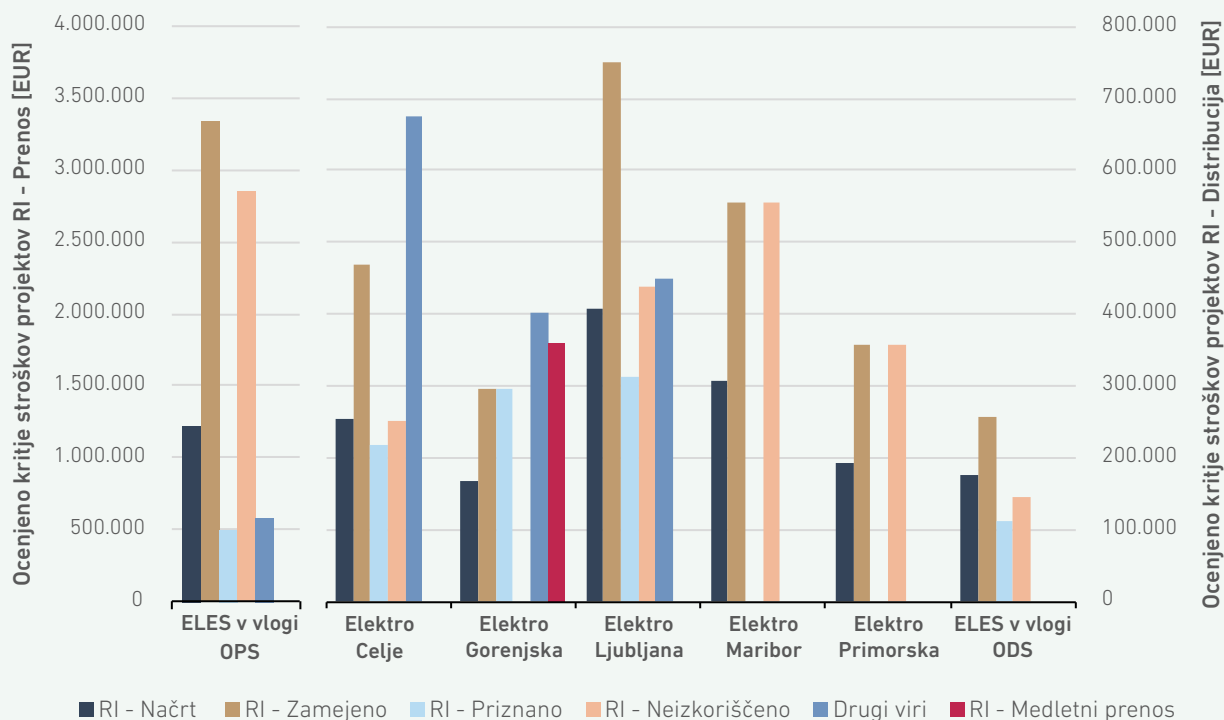
Podatki o realizaciji stroškov RI za 2025 niso razpoložljivi zaradi mehanizma obračuna odstopanj od regulativnega okvira, zato se predstavljeni podatki v nadaljevanju nanašajo na kumulativne vrednosti za obdobje 2023–2024, ki že vključujejo neizkoriščene stroške do zamejitve ali nepokrite stroške iz preteklih let.

Načrtovani stroški za izvajanje RI projektov so znašali 0,25 % načrtovanih virov za pokrivanje upravičenih stroškov (oznaka RI-Načrt na sliki 59). Zamejitev skupne vrednosti stroškov raziskav in inovacij, ki se pokrivajo z omrežnino (v nadaljevanju shema RI), je določena na 0,5 % priznanih virov za pokrivanje upravičenih stroškov podjetja (oznaka RI-Zamejeno na sliki 59). V obdobju 2023–2024 so ELES in EDP izvajali aktivnosti RI projektov, ki se v kumulativni¹⁸ vrednosti približno 1,43 milijona evrov krijejo iz sheme RI in približno 2,11 milijona evrov iz drugih virov (brezplačno prevzeta sredstva iz programov Obzorje Evropa, ARIS idr., oznaka Drugi viri na sliki 59).

V primerjavi s predhodnim letom je pri EDP moč zaznati povečanje kritja projektnih aktivnosti z drugimi viri v primerjavi s shemo RI. Pri ELES v vlogi OPS pa je moč zaznati povečanje kritja projektnih aktivnosti iz sheme RI v primerjavi z drugimi viri. ELES je v vlogi ODS za kritje stroškov svojih projektov uporabljal zgolj shemo RI brez drugih virov. Podjetje Elektro Gorenjska nadaljuje z realizacijo stroškov, ki presegajo zamejitev, kar kaže na neustrezno načrtovanje stroškov in pomeni, da se stroški nad zamejitev upoštevajo v naslednjem letu. Podjetji Elektro Maribor in Elektro Primorska projektnih aktivnosti v okviru sheme RI nista izvajali.

Slika 59 prikazuje primerjavo absolutne vrednosti načrtovanih, zamejenih, realiziranih in neizkoriščenih (oznaka RI-Neizkoriščeno na sliki 59) stroškov iz sheme RI, medtem ko slika 60 prikazuje delež izkoriščenosti sheme RI relativno do višine zgoraj omenjene zamejitve.

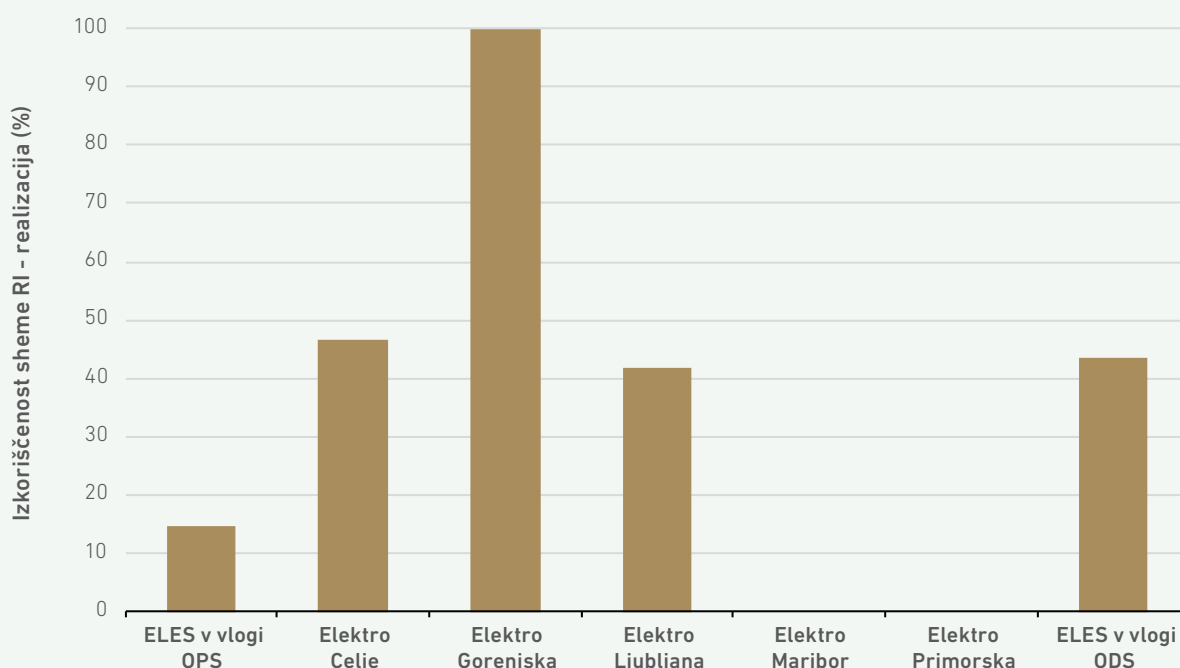
SLIKA 59: IZKORIŠČENOST SCHEME RI PO POSAMEZNIH PODJETJIH GLEDE NA NAČRTOVANE VREDNOSTI IZ REGULATIVNEGA OKVIRA TER PRIDOBLENA BREZPLAČNO PREVZETA SREDSTVA IZ DRUGIH VIROV



VIR: AGENCIJA

18 Kumulativne vrednosti so vezane na regulativno obdobje in se vsako leto znotraj regulativnega obdobja prištevajo k vrednostim iz predhodnega leta regulativnega okvira.

SLIKA 60: DELEŽ PRIZNANIH STROŠKOV RI PO POSAMEZNIH PODJETJIH V POSTOPKU ODSTOPANJ OD REGULATIVNEGA OKVIRA GLEDE NA ZAMEJENO VREDNOST



VIR: AGENCIJA

Informacijska varnost energetskega sistema

Elektroenergetski sistem predstavlja temelj sodobnega načina življenja, gospodarskega razvoja in doseganja podnebnih ciljev. Njegovo zanesljivo delovanje je vse bolj odvisno od digitalnih tehnologij, naprednih komunikacijskih omrežij in obdelave velikih količin podatkov. Digitalizacija, ki omogoča učinkovitejše upravljanje sistema, večjo integracijo obnovljivih virov energije ter razvoj novih energetskih storitev, hkrati povečuje izpostavljenost kibernetiskim tveganjem in sistemskim ranljivostim.

V obdobju 2024–2025 se je elektroenergetski sektor nahajal na presečišču treh ključnih dinamik: nadaljnje elektrifikacije, pospešene digitalizacije ter zaostrenih geopolitičnih in varnostnih razmer. Digitalna infrastruktura postaja neločljiv del kritične energetske infrastrukture, zato je njena varnost vse bolj neposredno povezana z zanesljivostjo fizične oskrbe z energijo¹⁹.

Kibernetika krajina v tem obdobju ostaja kompleksna in se dinamično razvija. Zaznati je nadaljnjo

profesionalizacijo akterjev, hitro izkoriščanje ranljivosti ter vse večjo povezanost med različnimi oblikami groženj. Napadi z izsiljevalsko programsko opremo ostajajo osrednji element kibernetiskega kriminala, medtem ko zabljanje²⁰ in sorodne tehnike še naprej predstavljajo prevladujoč začetni vektor napadov, vse pogosteje podprt z uporabo umetne inteligence. Krepi se tudi izkoriščanje odvisnosti od digitalnih dobavnih verig, oblčnih storitev in zastarele infrastrukture, kar povečuje sistemsko tveganja za ključne infrastrukture.

Dodatno razsežnost predstavlja geopolitični kontekst, v katerem državno podprte skupine izvajajo dolgotrajne in ciljno usmerjene operacije proti sektorjem kritične infrastrukture. Meje med kibernetiskim kriminalom, hektivizmom²¹ in državno podprtimi dejavnostmi se vse bolj zabrisujejo, kar otežuje učinkovito zaznavanje in odzivanje na incidente ter poudarja potrebo po celostnem pristopu k obvladovanju tveganj.

19 <https://www.enisa.europa.eu/publications/enisa-threat-landscape-2025>

20 angl. phishing

21 Hekerska dejanja za promocijo stališč ali doseganje političnih ciljev



Pomemben dejavnik teh sprememb je tudi pospešeno uvajanje naprednih digitalnih tehnologij, zlasti umetne inteligence. Ta omogoča učinkovitejše upravljanje kompleksnih elektroenergetskih sistemov, optimizacijo obratovanja in boljše zaznavanje anomalij, hkrati pa odpira nova vprašanja glede varnosti, zanesljivosti in upravljanja tveganj. Dvojna narava umetne inteligence – kot orodja za krepitev odpornosti sistema in hkrati potencialnega vektorja novih groženj – postaja ena ključnih značilnosti sodobne kibernetске krajine v energetiki.

Zato umetna inteligenca ni več zgolj tehnološka inovacija, temveč vse bolj pomemben sistemski element elektroenergetskega sektorja, ki vpliva na njegovo načrtovanje, obratovanje in regulacijo²².

Hkrati naraščajoča digitalizacija in kompleksnost sistema zahtevata tudi ustrezen regulativni odziv. Na ravni EU se to odraža v vzpostavljanju enotnega okvira za kibernetско varnost elektroenergetskega sistema, ki dopolnjuje širši okvir Direktive (EU) 2022/2555²³ (v nadaljevanju NIS 2) in naslavlja specifične potrebe sektorja. Sprejetje Omrežnega kodeksa za kibernetско varnost (v nadaljevanju uredba NCCS²⁴) predstavlja pomemben mejnik pri oblikovanju skupnih pravil, standardov in postopkov za obvladovanje kibernetских tveganj v elektroenergetskih omrežjih. Uredba NCCS pomeni prehod od splošnih zahtev k bolj strukturiranemu in usklajenemu izvajanju ukrepov na ravni sektorja, pri čemer ima pomembno vlogo sodelovanje med nacionalnimi regulatorji, operaterji sistemov in evropskimi institucijami. Njena vloga in implikacije so podrobneje naslovljene v podpoglavju Omrežni kodeks za kibernetско varnost (NCCS).

V takšnem okolju postaja zagotavljanje informacijske in kibernetске varnosti elektroenergetskega sistema ključni pogoj za zanesljivo oskrbo z energijo ter stabilno delovanje družbe. To zahteva celovit pristop, ki vključuje tehnološke, organizacijske in regulativne vidike ter stalno prilagajanje hitro spreminjajoči se krajini kibernetских groženj.

Regulativni vidiki

V letu 2025 je področje informacijske in kibernetске varnosti elektroenergetskega sistema prešlo v fazo operativnega izvajanja evropskega regulativnega okvira. Zlasti zahteve uredbe NCCS so začele dobivati konkretnejši izvedbeni okvir, kar se odraža v postopnem oblikovanju nacionalnih metodoloških, podatkovnih in nadzornih podlag za obvladovanje kibernetских tveganj pri čezmejnih

Agencija začasno izvaja vlogo nacionalnega pristojnega organa za kibernetско varnost v obsegu uredbe NCCS

pretokih električne energije. S tem se regulativni poudarek premika od spremljanja in priprave pravil k vzpostavljanju pogojev za njihovo primerljivo, preverljivo in podatkovno podprto izvajanje.

Na nacionalni ravni je bila v letu 2025 zagotovljena kontinuiteta izvajanja nalog pristojnega organa za kibernetско varnost v obsegu uredbe NCCS. To je omogočilo, da se je uredba začela operacionalizirati tudi v delu, ki zahteva usklajevanje metodologij, pripravo podatkovnih podlag ter oblikovanje izhodišč za prihodnje primerjalne analize stroškov, ukrepov in njihove učinkovitosti. Vzpostavljen je bil prehodni institucionalni okvir, ki zmanjšuje tveganje regulativnih vrzeli v obdobju prenosa evropskih zahtev v nacionalno prakso.

Pomemben premik predstavlja uvedba cikličnega spremljanja ključnega strateškega kazalnika varovanja, ki omogoča bolj strukturirano ocenjevanje pripravljenosti elektroenergetskega sektorja na kibernetска tveganja. Kazalnik povezuje taktične in operativne kazalnike ter vključuje tudi vrednotenje pomembnejših varnostnih dogodkov in incidentov. Na tej podlagi se oblikuje dolgoročni vpogled v trende kibernetске odpornosti, povezavo med izvedenimi ukrepi, naložbami in dejansko ravno tveganj ter v učinkovitost obstoječih varnostnih praks.

Sistematično spremljanje izvajalcev nalog gospodarskih javnih služb je v letu 2025 dodatno izboljšalo pregled nad zrelostjo praks informacijske in kibernetске varnosti v sektorju. Takšen pristop omogoča bolj celovito presojo, ali se organizacijski, tehnični in procesni ukrepi razvijajo v skladu z naraščajočo digitalno odvisnostjo elektroenergetskega sistema ter z zahtevami evropskega regulativnega okvira. Hkrati se krepi podlaga za bolj ciljno usmerjeno obravnavo tveganj, ki so pomembna za zanesljivo delovanje elektroenergetskega sistema.

Na ravni EU je bilo slovensko regulativno okolje v letu 2025 vpeto v usklajevanje pristopov za izvajanje uredbe NCCS. To je prispevalo k večji primerljivosti nacionalnih rešitev z evropskimi metodološkimi izhodišči, zlasti na področju ocenjevanja tveganj, razvrščanja kibernetских incidentov,

22 ETIP SNET. Unlocking the Potential of AI and Generative AI in European Smart Grids A Strategic Position Paper and Guide for Action. 2025.

23 Direktiva (EU) 2022/2555 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 14. decembra 2022 o ukrepih za visoko skupno raven kibernetске varnosti v Uniji, spremembi Uredbe (EU) št. 910/2014 in Direktive (EU) 2018/1972 ter razveljavitvi Direktive (EU) 2016/1148 (direktiva NIS 2)

24 Delegirana uredba Komisije (EU) 2024/1366 z dne 11. marca 2024 o dopolnitvi Uredbe (EU) 2019/943 Evropskega parlamenta in Sveta z oblikovanjem omrežnega kodeksa s sektorskimi pravili za vidike kibernetске varnosti čezmejnih pretokov električne energije

izmenjave podatkov in priprave primerjalnih analiz. V ospredju je bilo oblikovanje skupnega razumevanja, kako naj se stroški kibernetne varnosti, učinkovitost ukrepov in raven preostalih tveganj obravnavajo na način, ki omogoča primerljivost med državami članicami in hkrati upošteva posebnosti nacionalnih elektroenergetskih sistemov.

Regulativni okvir je bil v letu 2025 nadgrajen tudi z vidika prihodnjih primerjalnih analiz kibernetnih ukrepov in naložb. Vzpostavljene so bile podlage za poročanje o stroških, cenah, preostalih tveganjih ter vključevanju zahtev za kibernetno varnost v javna naročila. To pomeni pomemben korak k bolj preglednemu vrednotenju stroškovne učinkovitosti kibernetnih ukrepov, saj se obravnava ne omejuje zgolj na višino naložb, temveč vključuje tudi njihovo povezavo z obvladovanjem tveganj in zrelostjo varnostnih praks.

Vse večji pomen imajo tudi tehnološki dejavniki, zlasti umetna inteligenca, avtomatizacija in napredna podatkovna analitika. Ti dejavniki povečujejo možnosti za učinkovitejše zaznavanje tveganj, odzivanje na incidente in podporo regulativnemu odločanju, hkrati pa odpirajo nova vprašanja glede zaupanja, nadzora, preglednosti in odpornosti digitalnih rešitev. Zato se regulativni pristop na področju kibernetne varnosti vse bolj povezuje s širšimi vprašanji digitalizacije elektroenergetskega sistema.

Ob koncu leta 2025 je tako na področju kibernetne varnosti elektroenergetskega sistema vzpostavljen bolj povezan regulativni okvir, ki združuje spremljanje tveganj, metodološko usklajevanje, zbiranje primerljivih podatkov in vrednotenje učinkovitosti ukrepov. Takšen okvir predstavlja podlago za nadaljnje izvajanje uredbe NCCS, za razvoj naprednejših regulativnih orodij ter za bolj sistematično spremljanje kibernetne odpornosti elektroenergetskega sistema v prihodnjih letih.

Omrežni kodeks za kibernetno varnost (NCCS)

Uredba NCCS, ki je bila sprejeta v letu 2024, vzpostavlja prvi enotni regulativni okvir EU za obravnavo kibernetne varnosti v elektroenergetskem sektorju. Uredba operacionalizira zahteve NIS 2 za področje čezmejnih pretokov električne energije ter določa obveznosti za elektrooperaterje (OPS/ODS) in pristojne nacionalne organe.

V skladu z uredbo NCCS bi morale države članice do decembra 2024 določiti pristojni nacionalni organ za kibernetno varnost v obsegu NCCS (CS NCA)²⁵. Ker v Republiki Sloveniji do izteka roka ni bila sprejeta formalna odločitev o pristojnem

organu, se je v letu 2025 začel uporabljati prehodni mehanizem uredbe, po katerem naloge CS NCA začasno izvaja nacionalni regulativni organ. S tem je bila zagotovljena kontinuiteta izvajanja prvih obveznosti iz NCCS ter preprečen zamik pri vključevanju Slovenije v evropski izvedbeni cikel kibernetne varnosti elektroenergetskega sistema.

V letu 2025 je bil zato dosežen prehod iz pripravljalne v začetno izvedbeno fazo NCCS. V slovenskem elektroenergetskem sektorju je bil vzpostavljen osnovni okvir za obravnavo subjektov, procesov in sredstev, ki so relevantni za zagotavljanje čezmejnih pretokov električne energije na ravni Unije. Obseg izvajanja se je osredotočil na zavezance oziroma procese z velikim ali kritičnim učinkom po začasnem indeksu učinka na kibernetno varnost elektroenergetskega sistema (ECII), kar omogoča bolj ciljno usmerjeno obravnavo tistih delov sistema, pri katerih bi lahko kibernetni incident pomembno vplival na zanesljivost obratovanja in čezmejne pretoke električne energije.

Pomemben napredek je bil dosežen tudi pri metodološki ureditvi področja. Začelo se je usklajevanje metodologije za ocenjevanje kibernetnih tveganj na ravni Unije, regionalni ravni in ravni države članice, pri čemer metodologija vključuje oceno groženj, verjetnosti in posledic ter posebej obravnava tveganja, povezana z dobavitelji oziroma dobavno verigo. Vzporedno je bil vzpostavljen tudi okvir za razvrščanje kibernetnih napadov oziroma incidentov, ki temelji na petstopenjski lestvici resnosti, pri čemer sta najvišji stopnji opredeljeni kot velika in kritična. S tem je bil v letu 2025 vzpostavljen temelj za bolj enotno vrednotenje kibernetnih tveganj in incidentov v povezavi s čezmejnimi pretoki električne energije.

Poseben pomen ima priprava na izvajanje 13. člena uredbe NCCS, ki uvaja primerjalno analizo²⁶ kibernetnih ukrepov, povezanih stroškov in učinkovitosti naložb v kibernetno varnost. Ta mehanizem presega klasično ugotavljanje skladnosti, saj je namenjen oceni, ali uporabljeni procesi, storitve, sistemi in rešitve prispevajo k učinkovitemu zmanjševanju tveganj ter ali so stroški njihove uvedbe razumni, sorazmerni in primerljivi. ACER v smernicah za primerjalno analizo poudarja, da je namen primerjanja učenje, določanje ciljev ter podpora presoji stroškovne učinkovitosti in upravičenosti stroškov, ki se lahko upoštevajo pri regulaciji omrežnih dejavnosti.

Do konca leta 2025 je bil zato oblikovan izvedbeni okvir za zbiranje podatkov, potrebnih za primerjalno analizo. Ta vključuje podatke o stroških CAPEX/OPEX za storitve, sisteme in proizvode, ki

25 Cybersecurity National Competent Authority
26 angl. benchmarking



pomembno prispevajo k obvladovanju kibernetских tveganj v procesih čezmejnih pretokov električne energije. Za poročanje je predvidena uporaba enotne predloge, ki omogoča primerljivo obravnavo sredstev in stroškov v skladu z razvidom ENTSO-E in EU DSO. Poleg stroškovnega vidika je bil pripravljen tudi okvir za samooceno preostalih tveganj, ki se nanaša na sredstva, povezana s kritičnimi oziroma bistvenimi procesi za zagotavljanje čezmejnih pretokov električne energije.

S tem je bil vzpostavljen pomemben podatkovni temelj za morebitno poznejše vrednotenje razmerja med naložbami v kibernetško varnost, stopnjo obvladovanja tveganj in učinkovitostjo uporabljenih varnostnih rešitev. Primerjalna analiza bo omogočila tudi oceno, v kolikšni meri so zahteve kibernetške varnosti vključene v nabavne in investicijske procese. V letu 2025 je bil v ta namen vzpostavljen okvir za samooceno zrelosti vključevanja zahtev kibernetške varnosti v javna naročila za sredstva, povezana s procesi zagotavljanja čezmejnih pretokov električne energije.

Doseženo stanje v letu 2025 je zato mogoče povzeti kot vzpostavitev začetne izvedbene arhitekture NCCS v Sloveniji. Ta obsega določitev relevantnega obsega zavezancev in procesov, pripravo metodoloških podlag za oceno tveganj in razvrščanje incidentov, vzpostavitev podatkovnega okvira za primerjalno analizo stroškov in učinkovitosti ukrepov ter začetek sistematičnega povezovanja kibernetške varnosti z investicijskimi in nabavnimi odločitvami v elektroenergetskem sektorju.

Kljub doseženemu napredku ostaja pomembno odprto vprašanje trajne institucionalne ureditve izvajanja NCCS v Sloveniji. Jasna razmejitev pristojnosti med nacionalnim regulativnim organom in nacionalnim organom za kibernetško varnost bo ključna za dolgoročno učinkovito izvajanje uredbe, zlasti pri potrjevanju metodologij, obdelavi varnostno občutljivih podatkov, sodelovanju z evropskimi institucijami ter nadgradnji nacionalne kibernetške odpornosti elektroenergetskega sistema. V letu 2025 je bil tako dosežen predvsem temeljni izvedbeni premik: od normativne uveljavitve NCCS k vzpostavitvi pogojev za njegovo operativno izvajanje v slovenskem elektroenergetskem sektorju.

Operativni vidiki aktivnosti

V letu 2025 je agencija v vlogi NRA in začasno tudi CS NCA prešla v fazo izvajanja nalog, določenih z uredbo NCCS, pri čemer je sledila smernicam ACER za izvajanje primerjalne analize kibernetške varnosti. Ključni poudarek je bil na pravočasni in usklajeni implementaciji obveznosti iz uredbe, ob hkratnem zagotavljanju primerljivosti pristopov na ravni Evropske unije.

Pregled uvedbe NCCS

Stanje v vlogi NRA

V vlogi nacionalnega regulativnega organa je bilo v letu 2025 vzpostavljeno začetno stanje za izvajanje primerjalne analize kibernetške varnosti po 13. členu NCCS. Ta analiza ne predstavlja klasičnega nadzora skladnosti, temveč analitični instrument za presojo stroškov, učinkovitosti in sorazmernosti ukrepov kibernetške varnosti. Njeno izhodišče je vprašanje, ali vlaganja v kibernetško varnost dejansko prispevajo k zmanjševanju tveganj za čezmejne pretoke električne energije in ali so ta vlaganja primerljiva ter stroškovno učinkovita glede na dosežene učinke.

V letu 2025 je bil zato vzpostavljen okvir za zbiranje in primerjavo podatkov o stroških kibernetške varnosti, vključno s podatki CAPEX/OPEX, podatki o relevantnih storitvah, sistemih in proizvodih ter samooceno preostalih tveganj. Pomemben element tega stanja je uporaba enotnih predlog in metodoloških izhodišč, saj primerjalna analiza zahteva, da so podatki zbrani na način, ki omogoča primerljivost znotraj države in pozneje tudi na ravni Evropske unije.

S tem se je v letu 2025 vzpostavila podlaga za bolj podatkovno utemeljeno presojo kibernetских vlaganj v energetske sektorju. Operativni pomen tega premika je v tem, da kibernetška varnost ni več obravnavana zgolj kot tehnična ali organizacijska zahteva, temveč tudi kot področje reguliranih stroškov in naložb, pri katerih je treba postopno dokazovati povezavo med stroškom, ukrepom, preostalim tveganjem in učinkom na zanesljivost čezmejnih pretokov električne energije.

Posebej pomembno je, da je bil okvir primerjalne analize zasnovan kot podporni analitični mehanizem in ne kot neposredno ugotavljanje skladnosti ali neskladnosti z zavezujočimi zahtevami. Takšna zasnova omogoča postopno zrelostno primerjavo ukrepov, ne da bi se poročanje zreduciralo na formalno preverjanje izpolnjevanja posameznih zahtev. V operativnem smislu to pomeni premik k ocenjevanju učinkovitosti, sorazmernosti in ponovljivosti vlaganj v kibernetško odpornost.

Stanje v začasni vlogi CS NCA

V začasni vlogi pristojnega nacionalnega organa za kibernetško varnost v obsegu NCCS je bilo v letu 2025 vzpostavljeno začetno nacionalno izvajanje sektorskih pravil za kibernetško varnost čezmejnih pretokov električne energije. Ključni operativni rezultat te vloge je bila opredelitev zavezanca z velikim oziroma kritičnim učinkom na kibernetško varnost elektroenergetskega sistema na podlagi

začasnega indeksa ECII. S tem je bil določen subjekt, za katerega se uporabljajo nadaljnje obveznosti glede metodologij, poročanja in obvladovanja tveganj v obsegu NCCS.

Na tej podlagi se je v letu 2025 vzpostavila metodološka podlaga za dve ključni področji: razvrščanje kibernetičnih napadov oziroma incidentov ter ocenjevanje kibernetičnih tveganj na ravni Unije, regije in države članice. S tem se je okrepila sposobnost nacionalnega okolja, da kibernetične dogodke in tveganja obravnava na način, ki je primerljiv z evropskimi metodološkimi pristopi in uporaben za skupno odločanje pristojnih organov držav članic.

Operativni pomen te vloge je predvsem v tem, da so bili v letu 2025 vzpostavljeni pogoji za enotnejše razvrščanje resnosti incidentov, za doslednejše vrednotenje tveganj ter za povezovanje nacionalnih ugotovitev z metodologijami, ki se usklajujejo na ravni Evropske unije. To je posebej pomembno, ker NCCS ne obravnava kibernetične varnosti zgolj kot notranje varnostno vprašanje posameznega operaterja, temveč kot vprašanje sistemskega učinka na čezmejne pretoke električne energije.

Sodelovanje v postopkih usklajevanja pristojnih organov držav članic je v letu 2025 prispevalo k temu, da se nacionalno izvajanje NCCS ni oblikovalo izolirano, temveč kot del harmoniziranega evropskega okvira. Za operativno stanje v Sloveniji to pomeni, da so metodološke zahteve, terminologija, roki in vsebinski poudarki postopno usklajevani z rešitvami drugih držav članic, kar zmanjšuje tveganje razdrobljene uporabe sektorskih pravil kibernetične varnosti.

Skupni učinek obeh vlog

Skupni učinek obeh vlog agencije v letu 2025 je vzpostavitev začetnega operativno-regulativnega okvira za spremljanje kibernetične varnosti v delu elektroenergetskega sistema, ki je relevanten za čezmejne pretoke električne energije. Vloga NRA prispeva predvsem k razumevanju stroškovne učinkovitosti in sorazmernosti ukrepov, vloga CS NCA pa k metodološki in postopkovni pripravljenosti za obravnavo incidentov, tveganj in zavezanecv po NCCS.

S tem se je oblikovala podlaga za naslednjo razvojno fazo, v kateri bo ključno vprašanje, kako zbrane podatke in metodološke podlage uporabiti za vrednotenje dejanske ravni kibernetične odpornosti. Nadaljnji razvoj bo moral zato povezati tri ravni presoje: stroške in naložbe v kibernetično varnost, oceno preostalih tveganj ter operativni učinek ukrepov na zmanjševanje tveganj za čezmejne pretoke električne energije.

Tako oblikovan pristop dopolnjuje vsebino predhodnega razdelka o uredbi NCCS. Medtem ko je tam v ospredju normativni in metodološki okvir omrežnega kodeksa, je v operativnih vidikih poudarek na tem, kakšno stanje je bilo v letu 2025 vzpostavljeno pri regulatorju in kakšne pogoje to ustvarja za nadaljnje spremljanje kibernetične odpornosti elektroenergetskega sistema.

Izvajalci nalog GJS

V letu 2025 se je pri izvajalcih nalog GJS dodatno utrdil prehod od posamičnih varnostnih aktivnosti k bolj sistematičnemu upravljanju kibernetične odpornosti. SEVF je pri tem ohranil vlogo sektorske platforme za izmenjavo informacij, dobrih praks in opozoril o aktualnih kibernetičnih grožnjah, hkrati pa je bil na podlagi predhodnega preskusnega vzorčenja kazalnikov pripravljenosti vzpostavljen rednejši okvir spremljanja zrelosti varnostnih praks v sektorju.

Skupna slika izvajalcev GJS kaže, da je bilo leto 2025 zaznamovano z nadaljnjo krepitvijo varnostnih nadzorstev, predvsem v poslovni informatiki, ki ostaja osrednje področje ukrepanja. Na IT je bilo usmerjenih 55 % dodatnih aktivnosti, na OT 24 %, na področje meritev 8 %, 13 % aktivnosti pa je bilo razvrščenih med druga oziroma nerazvrščena področja. V primerjavi z letom 2024 se je skupni obseg dodatnih aktivnosti povečal za približno 10 %, kar kaže na nadaljevanje rasti varnostnega angažmaja in na preseganje ravni iz leta 2023.

Struktura aktivnosti kaže, da sektor največ zrelosti gradi na področjih, ki so neposredno povezana z obvladovanjem operativnih tveganj. Najizrazitejša težišča so upravljanje dostopa, varnost operacij, upravljanje incidentov, skladnost in varnost komunikacij. To pomeni, da se varnostni poudarki pomikajo od splošnega vzpostavljanja pravil in organizacijskih podlag k bolj izvedbenim nadzorom: omejevanju dostopov, nadzoru obratovalnih procesov, zaznavanju in obravnavi incidentov ter zagotavljanju skladnosti. Takšno porazdelitev je z vidika kibernetične odpornosti prepoznati kot načrtovano, saj naslavlja področja, ki neposredno zmanjšujejo verjetnost nepooblaščenih dostopov, širjenja incidentov in motenj v obratovanju.

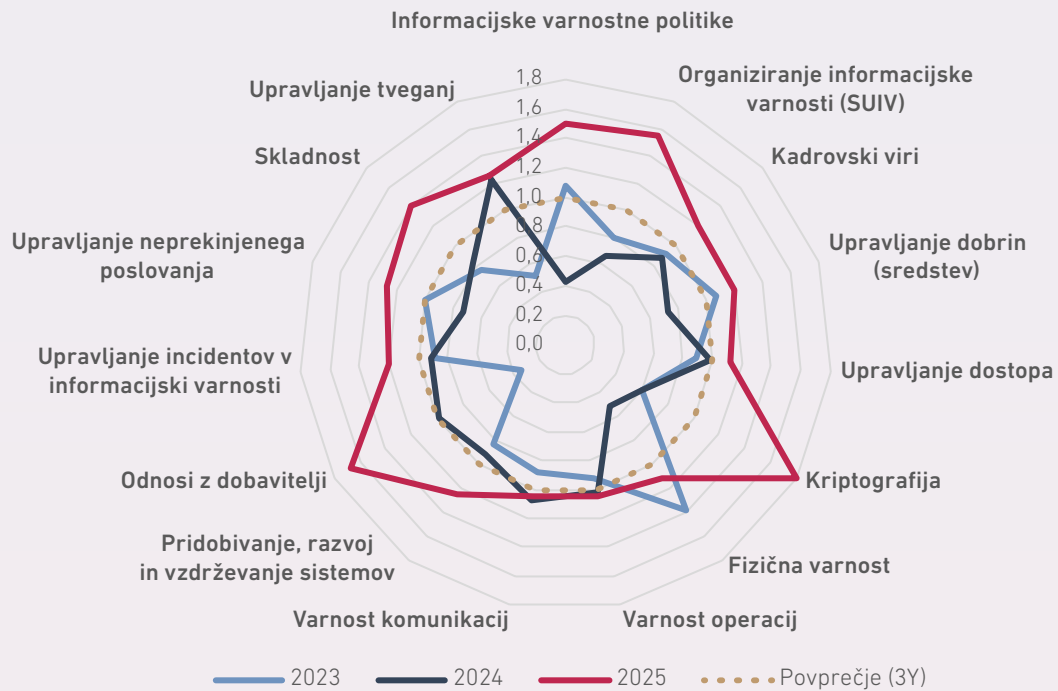
Hkrati porazdelitev pokaže, da sektor ni enakomerno aktiven po vseh domenah ISO 27002|27019. Delež OT je pomemben, vendar še vedno bistveno nižji od deleža IT, kar kaže, da se krepitev procesne informatike nadaljuje, a ostaja razvojno področje z večjim potencialom za nadaljnje izboljšave. Podobno področje meritev pridobiva pomen, vendar je glede na vlogo naprednih merilnih sistemov, podatkovnih vozlišč in digitalizacije omrežij še vedno razmeroma omejeno naslovljeno. Dodaten uvid v



normirano triletno povprečje aktivnosti je podan na grafikonu na sliki 61, najpogosteje obravnavana

podpodročja ISO 27002 pa so podana v večstopenjskem tortnem grafikonu (slika 62).

SLIKA 61: NORMIRANA²⁷ PORAZDELITEV IN ODSTOPANJA OBSEGA AKTIVNOSTI IZVAJALCEV GJS PO PODROČJIH



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATER, EDP, PLINOVODI

27 Agregirane aktivnosti so normirane na triletno povprečje.

SLIKA 62: NAJPOMEMBNEJŠA PODPODROČJA DODATNIH AKTIVNOSTI IZVAJALCEV GJS, RAZČLENJENA PO PODROČJIH ISO 27002



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATER, PLINOVODI, EDP

ELES

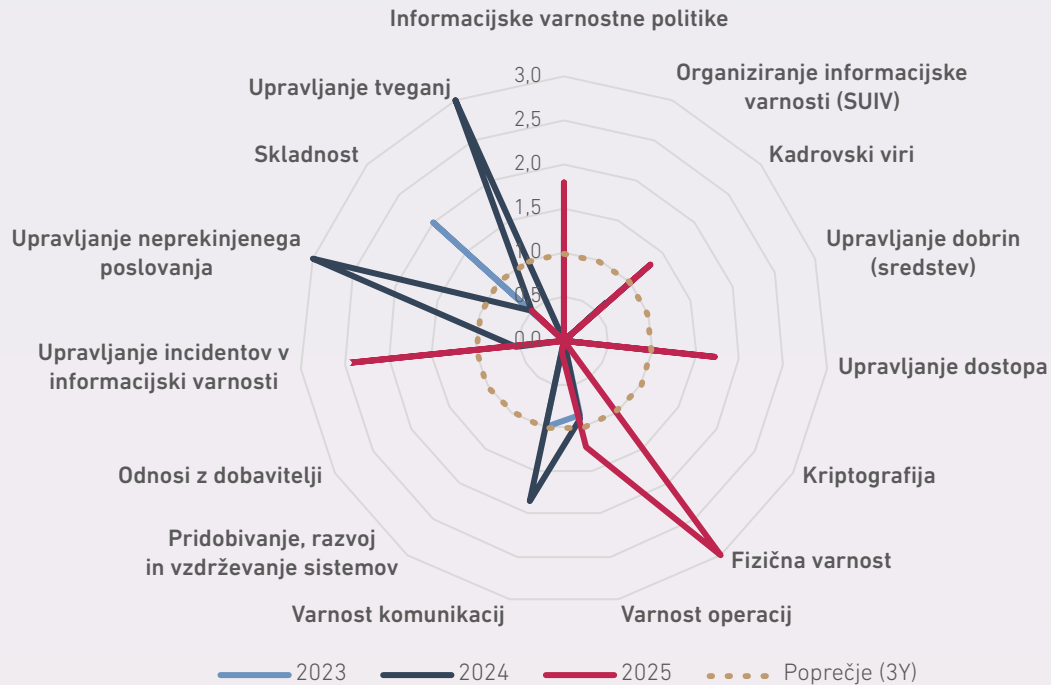
Pri ELES je leto 2025 zaznamovalo opazno povečanje varnostnega angažmaja in izrazitejša usmeritev v operativno zrelost. Obseg dodatnih aktivnosti je bil za 37 % večji kot v predhodnem letu, pri čemer je bila večina aktivnosti usmerjena v poslovno informatiko, ki predstavlja 65 % vseh dodatnih aktivnosti. Procesna informatika je predstavljala 21 %, meritve 2 %, nerazvrščene aktivnosti pa 12 %.

Doseženo stanje kaže, da ELES svojo kibernetiko odpornost krepi predvsem na področjih, ki so ključna za stabilnost in nadzor nad kritičnimi sistemi. Nadaljnja rast aktivnosti na področju varnosti operacij pomeni utrjevanje nadzorov, ki podpirajo varno delovanje informacijskih in podpornih sistemov. Krepitev kadrovskega vira kaže na prepoznavanje človeškega dejavnika kot pomembnega elementa odpornosti, medtem ko povečanje aktivnosti

pri upravljanju incidentov kaže na zrelostni premik od preventivnih ukrepov k bolj strukturirani sposobnosti zaznavanja, obravnave in učenja iz varnostnih dogodkov.

V primerjavi s predhodnim obdobjem se pri ELES zato kaže bolj uravnotežen profil varnostne zrelosti: poleg tehničnih ukrepov se krepijo tudi procesi odzivanja in organizacijska pripravljenost. To je posebej pomembno zaradi vloge ELES kot kombiniranega operaterja prenosnega in distribucijskega sistema ter njegove izpostavljenosti zahtevam NCCS za čezmejne pretoke električne energije. Povečan poudarek na upravljanju incidentov, operacijah in kadrih kaže, da se varnostna funkcija postopno umešča bližje jedru neprekinjenega obratovanja in ne ostaja zgolj podporna informacijska funkcija. Na grafikonu na sliki 63 je podan še dodaten normiran uvid v aktivnosti na triletnem povprečju.

SLIKA 63: NORMIRANA²⁷ PORAZDELITEV IN ODSTOPANJA OBSEGA AKTIVNOSTI ELES PO PODROČJIH ISO 27002



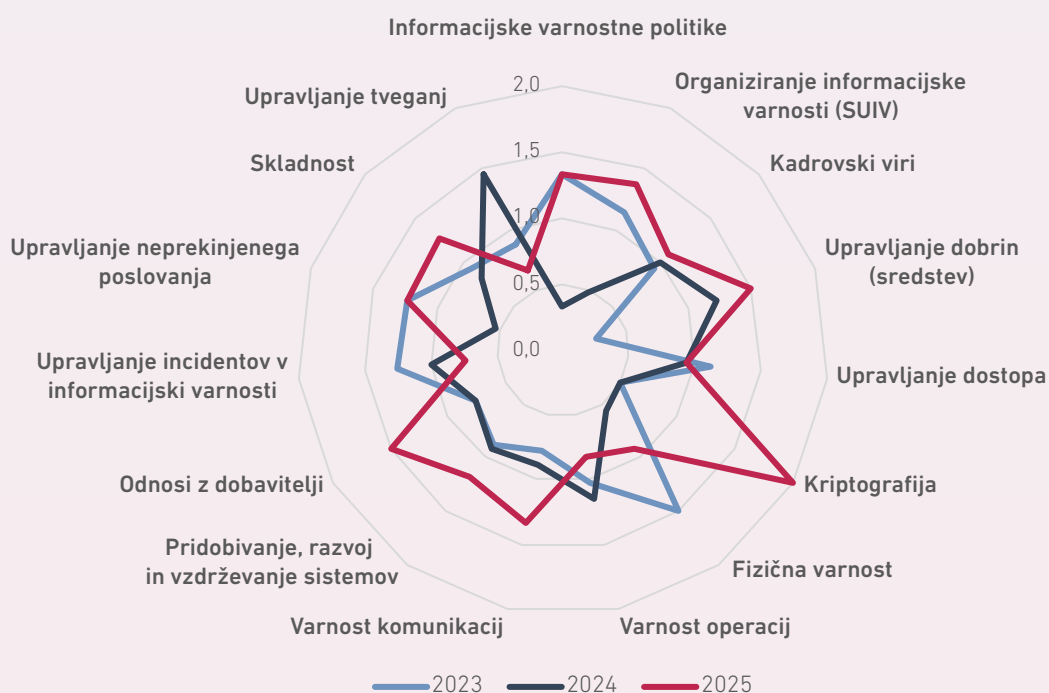
VIRA: AGENCIJA, ELEKTROOPERATER

Distribucijska podjetja

Distribucijska podjetja so v letu 2025 dodatno okrepila obseg in širino varnostnih nadzorstev. Skupno so izvedla 285 dodatnih aktivnosti s področja informacijske varnosti.

Njihova porazdelitev je podobna sektorskemu povprečju: 55 % aktivnosti je bilo izvedenih na področju IT, 24 % na področju OT, 8 % na področju meritev in 13 % na drugih oziroma nerazvrščenih področjih. Primerjava normirane porazdelitve aktivnosti je podana v polarnem grafikonu na sliki 64.

SLIKA 64: NORMIRANA²⁷ PORAZDELITEV AGREGIRANIH AKTIVNOSTI EDP PO PODROČJIH ISO 27002



VIRI: AGENCIJA, EDP

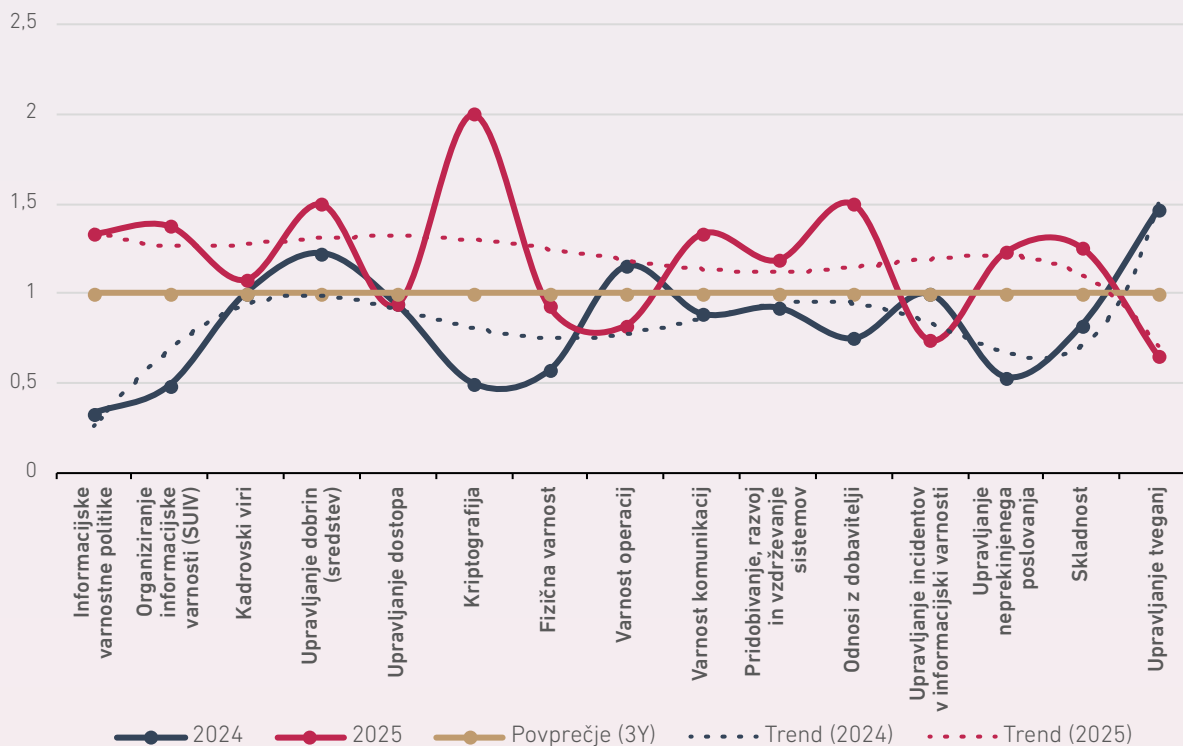
Doseženo stanje kaže, da distribucijska podjetja varnostno zrelost krepijo predvsem tam, kjer je to najbolj povezano z obratovno zanesljivostjo in digitalizacijo distribucijskega omrežja. Največ aktivnosti je bilo usmerjenih v varnost operacij, upravljanje incidentov, upravljanje dostopa, pridobivanje, razvoj in vzdrževanje sistemov ter upravljanje neprekinjenega poslovanja. Takšna porazdelitev kaže na premik k bolj operativno uporabnim varnostnim zmogljivostim: varnejšemu izvajanju dnevnih procesov, boljšemu nadzoru dostopov, večji pripravljenosti na incidente ter večji odpornosti poslovnih in tehničnih procesov ob motnjah.

Posebej pomembno je, da se aktivnosti ne osredotočajo več le na klasično IT-varnost, temveč vse bolj vključujejo tudi procesno informatiko in merilno-podatkovne funkcije. To je v skladu z razvojem distribucijskih omrežij, kjer napredni merilni sistemi, podatkovna vozlišča, avtomatizacija in aktivni

odjem povečujejo odvisnost obratovanja od razpoložljivih, celovitih in pravočasnih podatkov. Delež aktivnosti na področju meritev sicer še ni visok, vendar kaže, da se varnost merilne infrastrukture postopno umešča v širši okvir kibernetске odpornosti distribucijskega sistema.

Primerjava med posameznimi distribucijskimi podjetji nakazuje različne stopnje poudarka po domenah, vendar združeni trend kaže na rast skupne zrelosti. V letu 2025 je zato mogoče ugotoviti, da distribucijska podjetja postopoma oblikujejo bolj celovit varnostni profil, ki poleg zaščite informacijskih sistemov vključuje tudi odpornost operativnih procesov, obvladovanje incidentov in neprekinjenost izvajanja nalog GJS. Primerjava združenega obsega aktivnosti distribucijskih podjetij z letnimi trendi v normirani obliki je upodobljena v grafikonu na sliki 65.

SLIKA 65: NORMIRANA²⁷ PRIMERJAVA ZDRUŽENEGA OBSEGA IN TRENDI AKTIVNOSTI EDP



VIRI: AGENCIJA, EDP

Plinovodi

Pri operaterju prenosnega sistema plina je v letu 2025 opazen najizrazitejši obseg dodatnih aktivnosti med obravnavanimi deležniki. Izvedenih je bilo 449 dodatnih aktivnosti, pri čemer jih je bilo 45 % usmerjenih v poslovno informatiko, 28 % v

procesno informatiko in 27 % v druga oziroma nerazvrščena področja.

Takšna porazdelitev kaže na razmeroma široko zastavljeno krepitev kibernetске odpornosti. V primerjavi z elektroenergetskimi deležniki je delež IT nižji, delež OT in drugih področij pa relativno višji,

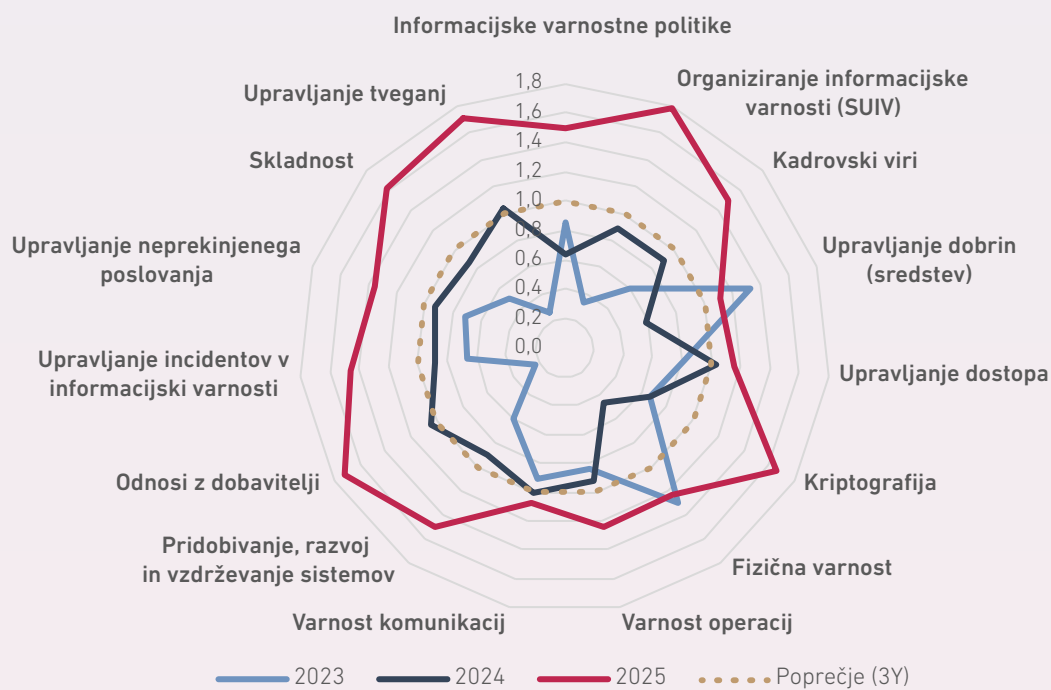
kar kaže na bolj izrazito usmerjenost v podporo obratovalnim, organizacijskim in sistemskim vidikom varnosti. Pomembno je tudi, da so bile v primerjavi s triletnim povprečjem dodatne aktivnosti zaznane na vseh obravnavanih področjih ISO 27002, kar kaže na razpršen in celovit pristop k izboljševanju zrelosti nadzorstev.

Doseženo stanje pri Plinovodih zato ne kaže zgolj na povečan obseg aktivnosti, temveč predvsem na širitev varnostnega profila prek celotnega nabora obravnavanih domen. To pomeni, da se odpornost ne krepi le z dodatnimi tehničnimi ukrepi, temveč tudi z nadgradnjo procesov, organizacijskih praks in nadzorstev, ki podpirajo zanesljivo delovanje

prenosnega sistema plina. Zaradi vloge plinskega prenosnega sistema v zanesljivosti oskrbe je takšen celovit pristop pomemben tudi z vidika med-sektorske odpornosti energetskega sistema.

Pri nadaljnem razvoju bo smiselno ohraniti poudarek na OT in obratovalnih vidikih, hkrati pa dodatno razločiti nerazvrščene aktivnosti po vsebinskih domenah. To bi omogočilo boljšo primerljivost s preostalimi izvajalci GJS ter natančnejšo presojo, ali se krepitev nadzorstev usmerja predvsem v organizacijsko, tehnično, odzivno ali neprekinjenostno dimenzijo kibernetске odpornosti. Na grafikonu na sliki 66 je podan še normiran uvid v aktivnosti na triletnem povprečju.

SLIKA 66: NORMIRANA²⁷ PRIMERJAVA SKUPNEGA OBSEGA AKTIVNOSTI IN TRENDI AKTIVNOSTI DRUŽBE PLINOVODI



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Kibernetски incidenti v energetske sektorju

Analize globalnih in evropskih groženj potrjujejo nadaljnje intenziviranje kibernetских napadov na energetske sektor ter njegovo vse večjo izpostavljenost različnim tipom akterjev. Poročilo ENISA²⁸ izpostavlja naraščajočo zahtevnost kibernetiskega okolja, ki jo poganjajo profesionalizacija napadalcev, uporaba naprednih orodij (vključno z umetno inteligenco), hitro izkoriščanje ranljivosti ter

prepletanje kriminalnih in državnih akterjev. Izsiljevalska programje²⁹ ostaja osrednja grožnja, pri čemer se napadi vse pogosteje izvajajo v okviru razpršenih in storitveno usmerjenih modelov (npr. izsiljevalsko programje kot storitev³⁰), ki dodatno znižujejo vstopne ovire za napadalce, medtem ko hektivistične aktivnosti predstavljajo velik delež zaznanih incidentov, zlasti v obliki porazdeljenih

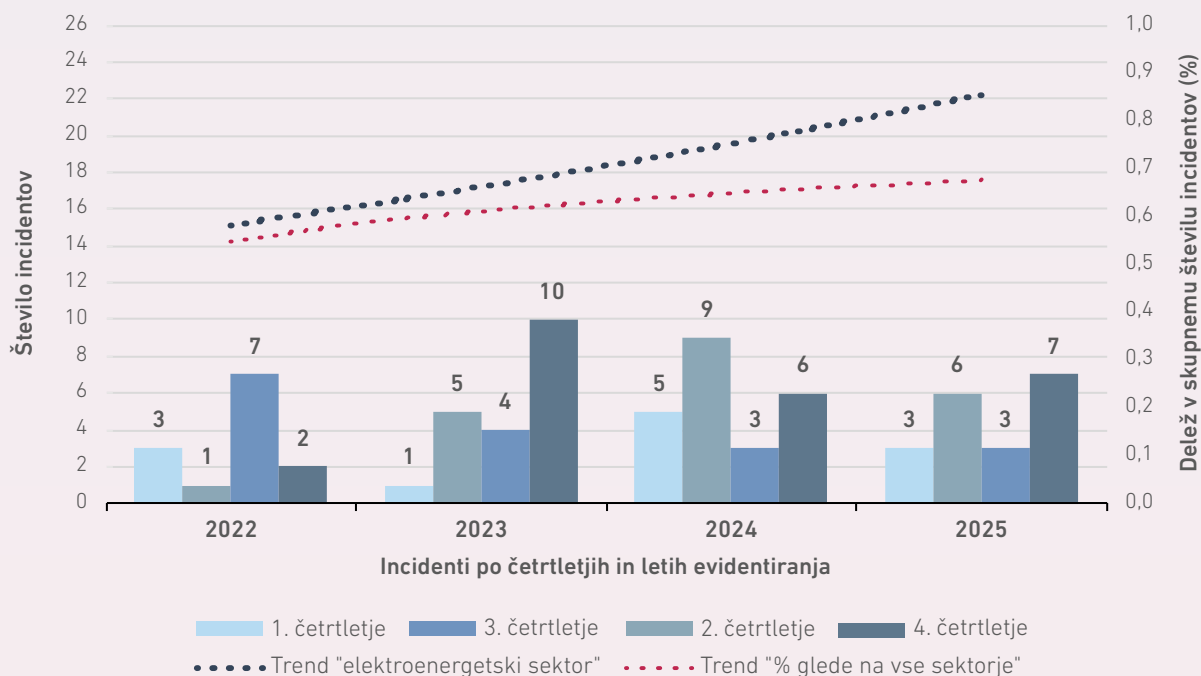
28 ENISA Threat Landscape 2025
 29 angl. ransomware
 30 angl. ransomware-as-a-service

napadov na zavrnitev storitve (DDoS). Ugotovitve dopolnjuje tudi poročilo družbe CYBLE³¹, ki na ravni energetskega sektorja izpostavlja izrazito povečanje aktivnosti napadalcev na vseh ravneh kibernetске krajine – od trgovanja s poverilnicami za nepoblaščne dostope do omrežij energetskih družb do izsiljevalskih napadov, kraje podatkov in napadanja industrijskih krmilnih sistemov. Zaznanih je bilo veliko število incidentov z izsiljevalsko kodo ter primerov vdorov in uhajanj podatkov, pri čemer napadi vse pogosteje vključujejo tudi dostop do okolij procesne informatike (OT) in kritične infrastrukture. Posebej zaskrbljujoč je razvoj kriminalnega ekosistema, v katerem specializirani posredniki tržijo dostop do energetskih sistemov, kar dodatno znižuje prag za izvedbo kompleksnih napadov.

V slovenskem energetskega prostora so v letu 2025, tako prvo kot drugo polletje, zaznamovale kibernetске aktivnosti, k čemur so z veliko verjetnostjo dodatno prispevale še bolj zaostrene geopolitične razmere. Glede na primerljiva pretekla obdobja je bilo število incidentov³² manjše v prvem in podobno v drugem polletju opazovanega

lanskega obdobja. Trend rasti incidentov v energetskega sektorju v primerjavi z rastjo vseh priglašeni incidentov (agregat zahtevnejših tehničnih incidentov in lažjih incidentov) v poročilu nacionalnega odzivnega centra za kibernetско varnost (SI-CERT) je še vedno zaznaven. Pri agregatu incidentov rahlega kratkoročnega padca ni več prepoznati, navkljub temu se zdi, da se je z enoletno zakasnitvijo pojavil v energetskega sektorju. Kljub temu navedeni spremembi ni mogoče pripisati pomembnejšega pomena, saj odraža zgolj statistično odstopanje. Poročani incidentov SI-CERT (brez upoštevanja incidentov z zabljanjem/lažnim predstavljanjem³³), vrednotenih po NOKI³⁴, je bilo 4.199, kar je približno za četrtno več kot v preteklem opazovanem obdobju. Kljub občutnemu kumulativnemu povečanju števila prijavljenih incidentov (slika 68) delež incidentov v energetskega sektorju, kamor sodijo tudi izvajalci GJS, izkazuje zgolj blag naraščajoč trend (slika 67). V primerjavi z drugimi sektorji je mogoče trend oceniti celo kot padajoč, delež incidentov v celotnem opazovanem obdobju pa ostaja pretežno stabilen.

SLIKA 67: INCIDENTI V ENERGETSKEM SEKTORJU IN KRATKOROČNI TREND



VIRI: AGENCIJA, URSIV, SI-CERT

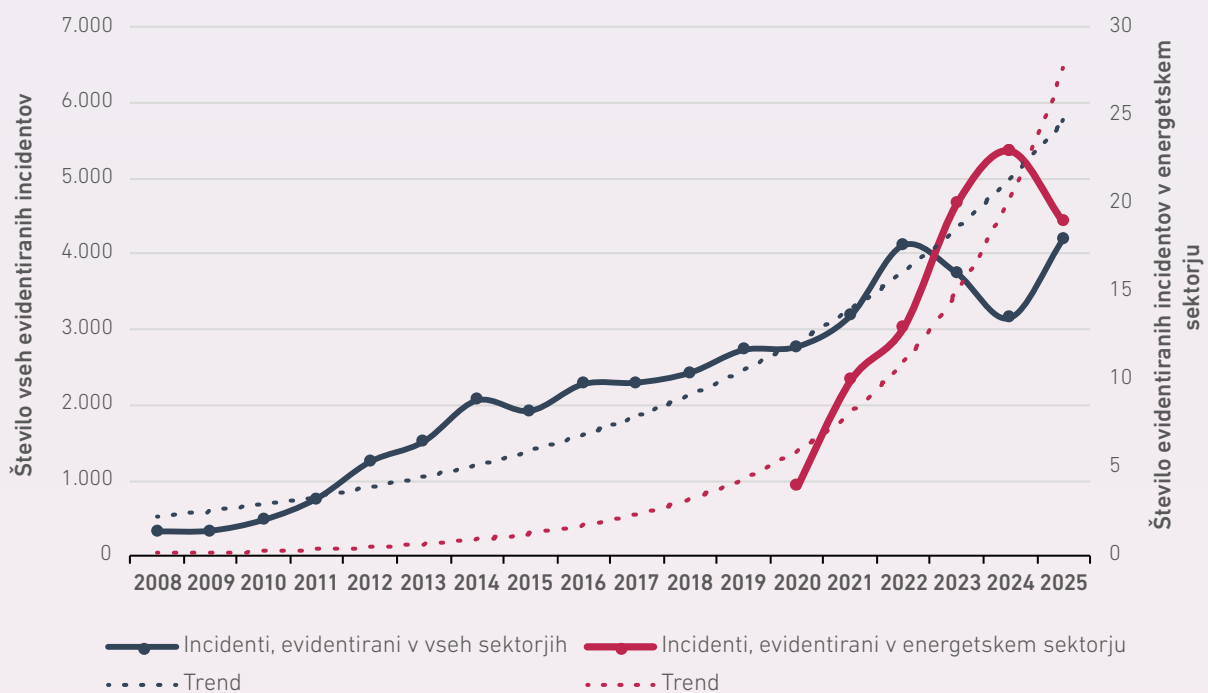
31 CYBLE Energy & Utilities Threat Landscape Report 2025
 32 Tehnično zahtevnejši incidenti, kot jih opredeljuje SI-CERT v letnem poročilu 2025.
 33 angl. phishing
 34 Nacionalni načrt odzivanja na kibernetске incidente



Iz primerjave deleža incidentov v energetske sektorju k skupnemu številu poročenih incidentov SI-CERT, ki v poročilu o kibernetiki varnosti za leto 2025³⁵ ne presega 1 %, ni več opaziti kratkoročne korelacije s trendom skupne rasti v ostalih sektorjih, saj se je število kumulativnih priglašeni incidentov v zadnjih letih stabiliziralo (slika 68). Navkljub razmeroma majhnemu, a ne zanemarljivemu deležu incidentov v primerjavi z vsemi sektorji, se kaže rahel trend njihovega porasta. Čeprav

izrazitega povečanja, kot je bil zaznan med letoma 2022–2023, ni več opaziti, pa je pri najbolj pesimistični (eksponentni) interpolaciji vseeno zaznati zaskrbljujoč trend rasti. V primerjavi s številom vseh pri ENISA³⁶ priglašeni incidentov za energetske sektor v evropskem prostoru (obseg NIS 2) se je v primerjavi s preteklim letom nacionalni delež povečal za približno dve odstotni točki na 13,5 %, kar pa nikakor ne pritrjuje predhodno opaženemu pesimističnemu trendu.

SLIKA 68: DOLGOROČNA PROJEKCIJA (EKSPONENTNA OZ. NAJBOLJ PESIMISTIČNA APROKSIMACIJA) RASTI INCIDENTOV V SEKTORJU



VIRI: AGENCIJA, URSIV, SI-CERT

35 <https://www.cert.si/kibernetika-varnost-2024-v-stevilkah/>
 36 <https://ciras.enisa.europa.eu/>

ŠTUDIJA PRIMERA

Prvič zaznani zaskrbljujoči kibernetski incidenti na področju OVE



Kontekst in pomen incidenta

Konec decembra 2025 je bil v evropskem prostoru zaznan eden najkompleksnejših kibernetskih incidentov v energetskega sektorja v zadnjih letih, o katerem je poročal CERT-PL³⁷. Napad je bil usmerjen v več segmentov energetike, pri čemer so bili posebej izpostavljeni objekti obnovljivih virov energije (OVE). Incident zato predstavlja pomemben primer prehoda od pretežno oportunističnih k bolj ciljno usmerjenim, dolgotrajno pripravljenim in destruktivnim kibernetskim operacijam.



Obseg in tarče napada

Napad je zajel najmanj 30 vetrnih in sončnih elektrarn, poleg njih pa tudi objekt za sproizvodnjo toplote in električne energije ter podjetje iz industrijskega sektorja. Tarče so bile tako razpršene proizvodne enote kot tudi bolj centralizirani sistemi, kar kaže na širok operativni doseg napadalca in na sposobnost usklajenega delovanja v različnih tehničnih okoljih.

Posebej pomembno je, da napad ni bil omejen zgolj na posamezno informacijsko okolje ali izolirano ranljivost. Usmerjen je bil v sisteme, ki so povezani z obratovanjem energetskega objekta, komunikacijo z operaterji in podporno infrastrukturo za nadzor ter upravljanje.



Način izvedbe napada

Analiza incidenta kaže, da napad ni temeljil na eni sami ranljivosti, temveč na kombinaciji več sistemskih šibkosti. Med najpomembnejšimi so bile izpostavljenost robnih omrežnih naprav, kot so VPN-prehodi, neposredno proti internetu, uporaba privzetih ali ponovno uporabljenih poverilnic, odsotnost večfaktorskega overjanja (MFA) ter pomanjkljivo upravljanje ranljivosti in konfiguracij.

Takšna kombinacija pomanjkljivosti je napadalcu omogočila pridobitev administrativnega dostopa do sistemov. S tem je pridobil izhodišče za nadaljnje lateralno gibanje po omrežjih in dostop do industrijskih komponent, vključno z oddaljenimi terminalskimi enotami, uporabniškimi vmesniki za nadzor procesov in komunikacijsko opremo. Incident zato ponazarja, da lahko tudi navidezno osnovne varnostne pomanjkljivosti, kadar se pojavijo v kombinaciji in v okolju z nezadostno segmentacijo, povzročijo bistveno širšo kompromitacijo IT- in OT-okolja.



Potek napada

Napad je potekal postopno in v več fazah. Najprej je napadalec izvedel dolgotrajno infiltracijo, med katero je bil v sistemih prisoten več mesecev. V tem času je izvajal izvidovanje, zbiral dostopne podatke in preverjal možnosti za nadaljnje širjenje znotraj prizadetih okolij. Dolgotrajna prisotnost v sistemih kaže na visoko stopnjo potrpežljivosti in priprave ter na pristop, ki je značilen za naprednejše, ciljno usmerjene kibernetične operacije.

V naslednji fazi je napadalec stopnjeval privilegije in se lateralno premikal proti ključnim sistemom, vključno z domenskimi okolji ter sistemi SCADA oziroma OT. Na ta način je postopoma pridobil nadzor nad deli infrastrukture, ki so pomembni za spremljanje, upravljanje in komunikacijo z energetskimi objekti.

Pred izvedbo končnega napada so bili vzpostavljeni mehanizmi za oddaljen dostop in nadzor nad kompromitirano infrastrukturo. S tem je napadalec pripravil pogoje za usklajeno izvedbo destruktivne faze na več lokacijah. Ta je vključevala uporabo t. i. zlonamerne programske opreme vrste "wiper"³⁸, namenjene nepovratnemu uničenju podatkov in onesposobitvi naprav. Napad je vključeval tudi manipulacijo industrijskih krmilj in komunikacijske infrastrukture, kar je povzročilo izgubo nadzora ter komunikacije z operaterji.



Vpliv na delovanje sistema

Neposredna posledica napada je bila izguba komunikacije med prizadetimi objekti razpršenih virov energije in distribucijskimi operaterji. Kljub temu napad ni neposredno vplival na samo proizvodnjo električne energije, prav tako stabilnost elektroenergetskega sistema kot celote ni bila ogrožena.

Vendar to ne zmanjšuje resnosti incidenta. Analiza kaže, da so imeli napadalci potencial za povzročitev bistveno večjih motenj, saj so pridobili dostop do okolij, ki so pomembna za nadzor in obratovanje energetskih objektov. Incident zato opozarja, da je treba vpliv kibernetičnih napadov presojeti ne le po dejansko nastali škodi, temveč tudi po doseženi stopnji kompromitacije, obsegu dostopa in potencialu za nadaljnje vplivanje na delovanje sistema.



Ključne ugotovitve

Incident potrjuje, da je energetski sektor vse bolj izpostavljen napadom, ki povezujejo informacijske in operativne tehnologije. Meja med IT in OT okoljem postaja vse manj izrazita, zato lahko šibkosti v informacijskem delu infrastrukture omogočijo dostop do sistemov, ki so pomembni za obratovanje energetskih naprav.

Obnovljivi viri energije predstavljajo posebno ranljiv segment. Njihova razpršena arhitektura, uporaba standardizirane opreme, odvisnost od komunikacijskih povezav in potreba po oddaljenem nadzoru povečujejo število potencialnih vstopnih točk. V takšnem okolju lahko osnovne varnostne pomanjkljivosti, kot so neustrezno upravljanje dostopov, odsotnost večfaktorskega overjanja, izpostavljene robne naprave in pomanjkljivo upravljanje konfiguracij, prerastejo v sistemsko tveganje.

Primer hkrati kaže, da se napadi na energetski sektor vse pogosteje izvajajo kot dolgotrajne operacije z visoko stopnjo priprave. Ne gre več zgolj za hitro izkoriščanje posamezne ranljivosti, temveč za postopno pridobivanje dostopa, vzpostavljanje trajne prisotnosti, analizo okolja in pripravo na usklajeno izvedbo napada. Takšen pristop zahteva drugačen način obrambe, ki poleg preventivnih ukrepov vključuje tudi napredno zaznavanje anomalij, spremljanje lateralnega gibanja (omrežnega prometa), redno preverjanje izpostavljenosti in pripravljenost na odziv.



Regulativne implikacije

Incident potrjuje pomen sistematičnega upravljanja kibernetičnih tveganj na ravni celotnega energetskega sektorja. Posebna pozornost mora biti namenjena preverjanju izvajanja osnovnih varnostnih ukrepov, kot so upravljanje identitet in dostopov, večfaktorsko overjanje, segmentacija omrežij, zaščita robnih naprav, upravljanje ranljivosti in nadzor nad konfiguracijami.

Za regulativni nadzor je pomembno tudi, da razpršeni energetski viri niso obravnavani zgolj kot proizvodne enote, temveč kot del digitalno povezane kritične infrastrukture. Njihova množičnost, geografska razpršenost in tehnična standardiziranost pomenijo, da lahko posamezne šibkosti prerastejo v širše sektorsko tveganje. Zato je smiselno razvijati primerljiva analitična orodja za spremljanje pripravljenosti zavezancev, vključno s kazalniki kibernetične odpornosti, zrelosti upravljanja tveganj in učinkovitosti temeljnih varnostnih nadzorstev.

V tem kontekstu predstavljajo regulativni mehanizmi, vključno z izvajanjem uredbe NCCS ter razvojem lastnih analitičnih pristopov za spremljanje pripravljenosti sektorja, pomembno podlago za krepitev odpornosti elektroenergetskega sistema. Njihova vrednost ni le v formalnem ugotavljanju skladnosti, temveč predvsem v oblikovanju primerljive slike tveganj, prepoznavanju šibkih točk in usmerjanju naložb v ukrepe, ki najbolj prispevajo k zmanjšanju verjetnosti in posledic podobnih incidentov.

Omrežnina za prenosni in distribucijski sistem električne energije

Določitev omrežnine

Agencija izvaja ekonomsko regulacijo dejavnosti elektrooperaterjev na podlagi metode regulirane omrežnine. Z njo se elektrooperaterju z določitvijo omrežnine in drugih prihodkov ter ob upoštevanju presežka omrežnine iz prejšnjih let zagotovi pokritje vseh upravičenih stroškov regulativnega obdobja in primanjkljaja omrežnine iz prejšnjih let.

Z regulacijo agencija spodbuja učinkovitost elektrooperaterjev in uporabe sistema, raziskave in inovacije ter naložbe v nove oziroma inovativne tehnologije, zagotavlja trajno in stabilno poslovanje elektrooperaterjev, stabilno okolje za vlagatelje oziroma lastnike ter stabilne in predvidljive razmere za uporabnike sistema.

Pred začetkom regulativnega obdobja agencija na podlagi kriterijev določi načrtovane upravičene stroške in načrtovane vire za njihovo pokrivanje, v okviru katerih se z upoštevanjem metode regulirane omrežnine določi omrežnina in posledično tarifne postavke za omrežnino.

Upravičeni stroški so stroški, ki so potrebni za izvajanje te dejavnosti in so določeni na podlagi kriterijev, ki so predpisani v splošnem aktu, ki določa metodologijo za določitev regulativnega okvira. Med upravičene stroške se vključujejo stroški delovanja in vzdrževanja (SDV), električne energije za izgube v omrežju (SEEI), sistemskih storitev (SS), storitev prožnosti (SSP), amortizacije (AM), raziskav in inovacij (RI), reguliran donos na sredstva (RDS), kakovost oskrbe (Q), spodbude (S) in spodbude za uspešnost naložb v pametna omrežja (E).

Po preteku posameznega leta regulativnega obdobja se ugotavljajo odstopanja od regulativnega okvira kot razlika med priznanimi upravičenimi stroški elektrooperaterja in priznanimi viri za pokrivanje upravičenih stroškov. Odstopanja od regulativnega okvira se kažejo v primanjkljaju ali presežku omrežnine, ki se upošteva pri določitvi naslednjega regulativnega okvira.

Regulativno obdobje od 1. januarja 2024 do 31. decembra 2028

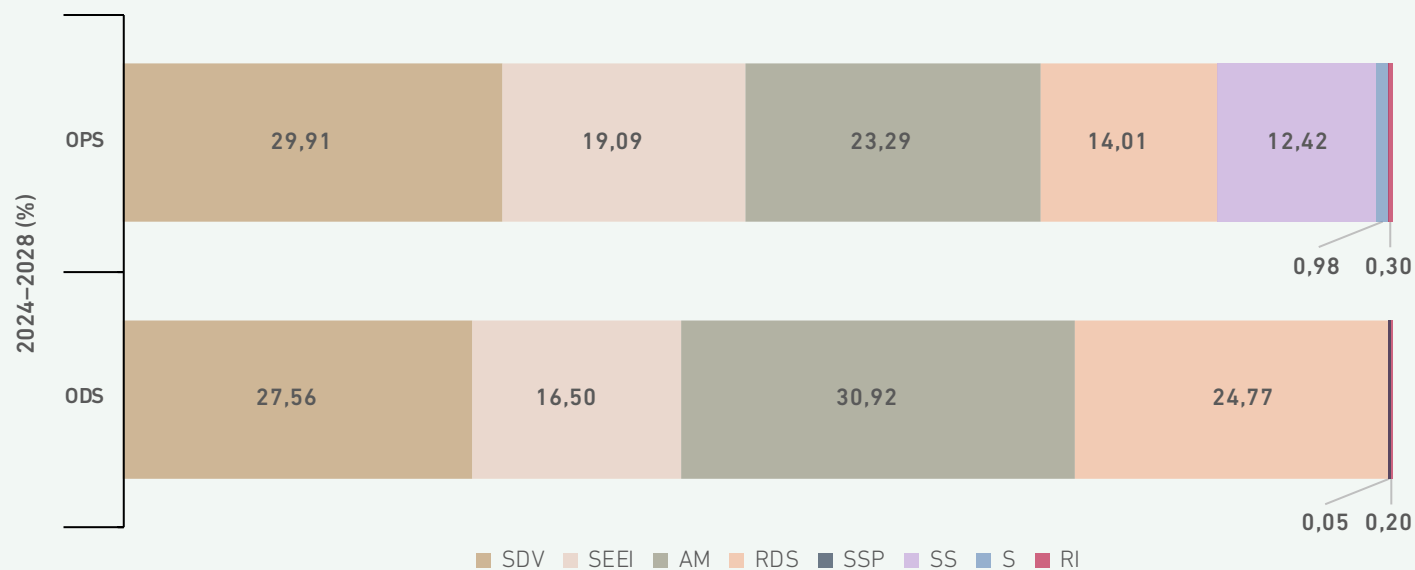
S 1. januarjem 2024 se je začelo petletno regulativno obdobje, ki bo trajalo do 31. decembra 2028. Agencija je v letu 2023 operaterjema prenosnega in distribucijskega sistema določila regulativni okvir za regulativno obdobje od 1. januarja 2024 do 31. decembra 2028 (v nadaljevanju regulativno obdobje 2024–2028) z odločbama. Regulativni okvir za prej navedeno regulativno obdobje je agencija določila na podlagi Akta o metodologiji za določitev

regulativnega okvira za elektrooperaterje, ki ga je izdala v letu 2022.

Za regulativno obdobje 2024–2028 je agencija za operaterja prenosnega sistema določila upravičene stroške v višini 1.214 milijonov evrov in za operaterja distribucijskega sistema v višini 1.929 milijonov evrov.

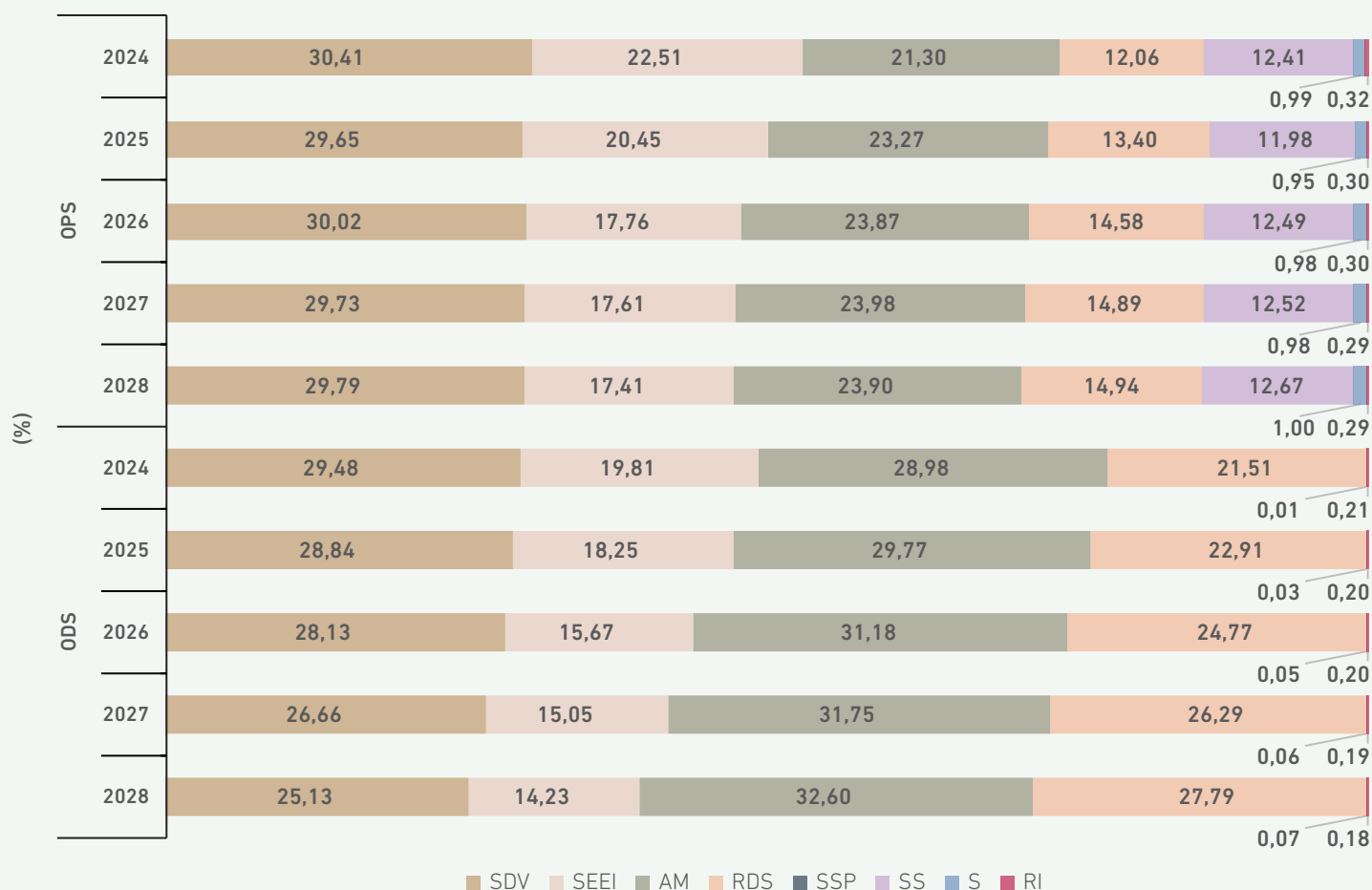


SLIKA 69: STRUKTURA NAČRTOVANIH UPRAVIČENIH STROŠKOV DEJAVNOSTI OPERATERJA PRENOSNEGA IN DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA ZA REGULATIVNO OBDOBJE 2024–2028



VIR: AGENCIJA

SLIKA 70: STRUKTURA NAČRTOVANIH UPRAVIČENIH STROŠKOV DEJAVNOSTI OPERATERJA PRENOSNEGA IN DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA PO POSAMEZNEM LETU REGULATIVNEGA OBDOBJA 2024–2028



VIR: AGENCIJA

Iz strukture načrtovanih upravičenih stroškov operaterja prenosnega in distribucijskega sistema (slika 70) po posameznem letu regulativnega obdobja 2024–2028 je razvidno, da se struktura spreminja, in sicer se povečuje delež načrtovane

amortizacije in načrtovanega reguliranega donosa na sredstva. Navedeno je posledica načrtovanih naložb v sredstva tako prenosnega kot distribucijskega sistema v regulativnem obdobju 2024–2028 za doseganje ciljev zelenega prehoda.

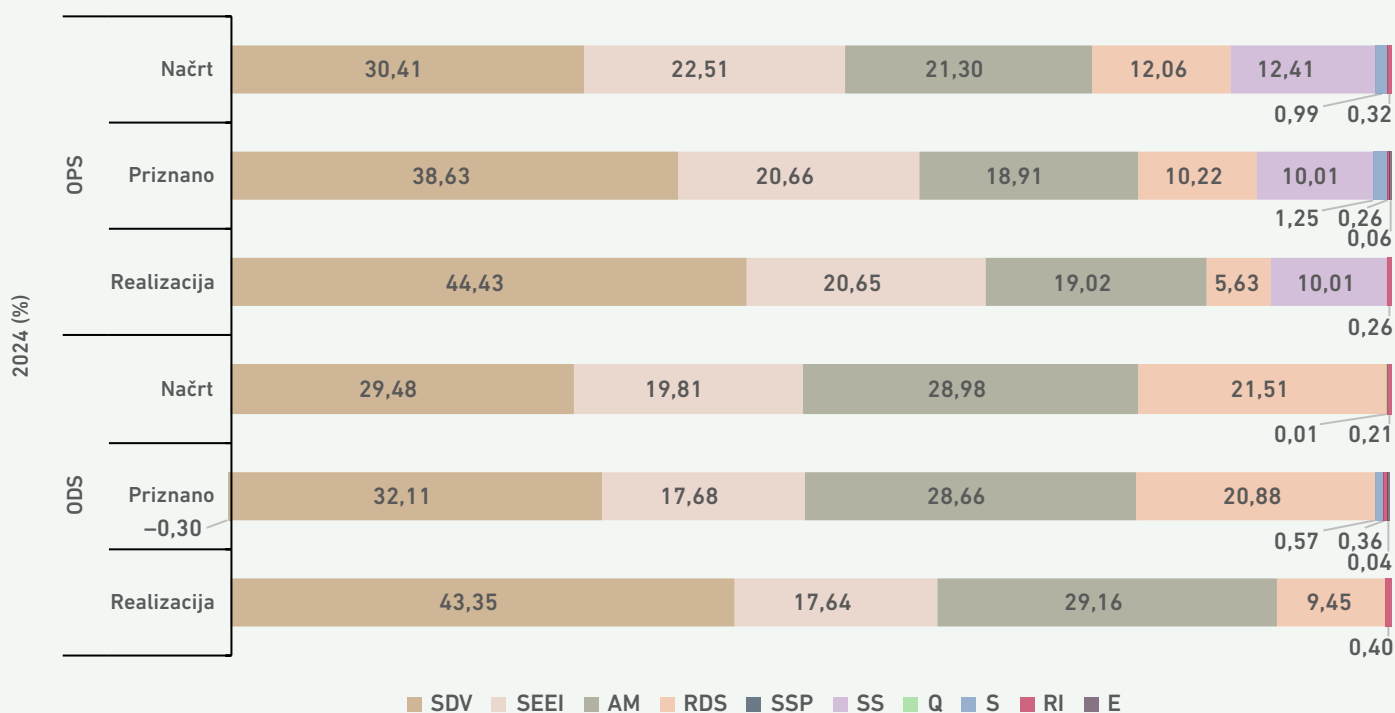
Regulativno leto od 1. januarja 2024 do 31. decembra 2024

V letu 2024 je ELES na podlagi meril iz veljavnega Akta o metodologiji za določitev regulativnega okvira za elektrooperaterje preračunal načrtovane upravičene stroške regulativnega obdobja od 1. januarja do 31. decembra 2024 (v nadaljevanju regulativno leto 2024) v priznane z regulacijo posebej za dejavnost operaterja prenosnega (261,5 milijona EUR) in posebej za dejavnost operaterja distribucijskega sistema (359,8 milijona EUR). Preračun je agencija preverila in izdala odločbi ter na pod-

lagi podatkov iz poslovnih knjig elektrooperaterjev in distribucijskih podjetij izračunala tudi realizirane upravičene stroške.

Slika 71 prikazuje strukturo upravičenih stroškov za dejavnost operaterja prenosnega in distribucijskega sistema, pri čemer so stroški operaterja distribucijskega sistema izračunani kot vsota upravičenih stroškov EDP in operaterja distribucijskega sistema.

SLIKA 71: STRUKTURA UPRAVIČENIH STROŠKOV DEJAVNOSTI OPERATERJA PRENOSNEGA IN DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA ZA REGULATIVNO LETO 2024



VIR: AGENCIJA

Iz primerjave strukture načrtovanih in priznanih upravičenih stroškov (slika 71) operaterja prenosnega in distribucijskega sistema regulativnega leta 2024 izhaja, da so priznani SDV višji, kot so bili načrtovani, kar je posledica uskladitve SDV z inflacijo let 2022 in 2023. Priznani SDV operaterja prenosnega sistema pa so višji tudi zaradi višjih stroškov električne energije za izravnavo sistema, kot so bili načrtovani.

Tako kot v preteklih regulativnih obdobjih je delež realiziranih stroškov delovanja in vzdrževanja v celotnih realiziranih upravičenih stroških višji kot pri priznanih upravičenih stroških. To pomeni, da dejavnosti operaterja prenosnega in distribucijskega sistema na postavki stroškov delovanja in vzdrževanja poslužeta stroškovno neučinkovito in je posledično realiziran nižji reguliran donos kot priznan z regulacijo.



Na višino realiziranega reguliranega donosa operaterja prenosnega in distribucijskega sistema

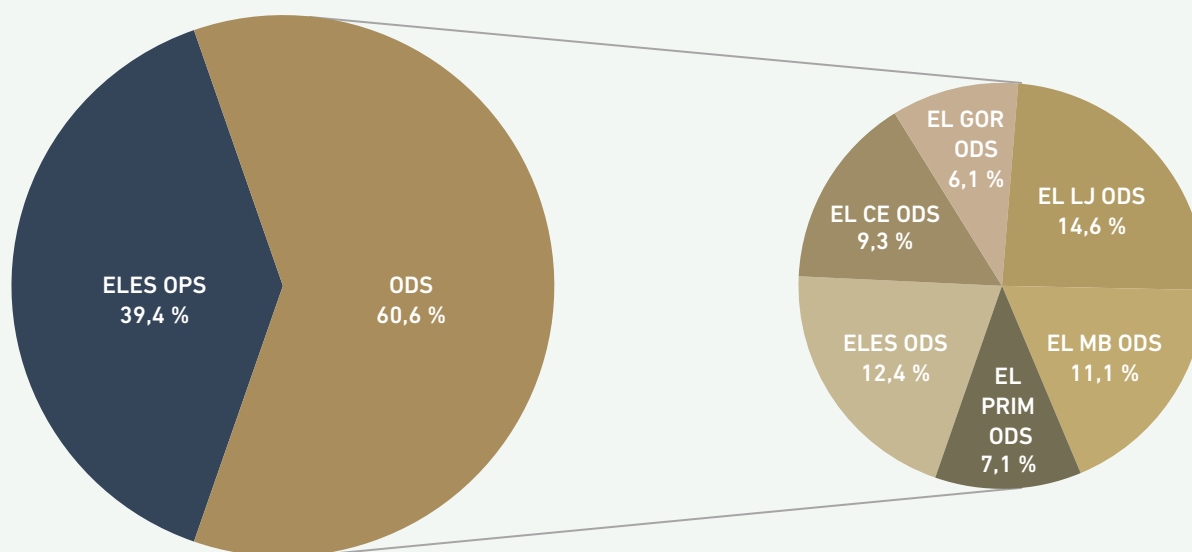
zraven učinkovitosti poslovanja vplivajo tudi spodbude in višina drugih prihodkov.

Regulativno leto od 1. januarja do 31. decembra 2025

Za leto 2025, ki je drugo leto regulativnega obdobja 2024–2028, je agencija za operaterja prenosnega sistema določila načrtovane upravičene stroške v višini 239,9 milijona evrov. Za operaterja distribucijskega sistema pa so bili za leto 2025 načrtova-

ni upravičeni stroški v višini 369,4 milijona evrov. Strukturo načrtovanih upravičenih stroškov glede na celotne upravičene stroške dejavnosti operaterja prenosnega in distribucijskega sistema za posamezno družbo prikazuje slika 72.

SLIKA 72: STRUKTURA NAČRTOVANIH UPRAVIČENIH STROŠKOV DEJAVNOSTI OPERATERJA PRENOSNEGA IN DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA ZA REGULATIVNO OBDOBJE 2025 PO POSAMEZNEM PODJETJU



VIR: AGENCIJA

Za pokrivanje načrtovanih upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema (239,9 milijona evrov) so bili načrtovani viri za pokrivanje upravičenih stroškov v višini 213,5 milijona evrov, in sicer načrtovana omrežnina v višini 96,4 milijona evrov in načrtovani drugi prihodki v višini 117,1 milijona evrov. Za dejavnost operaterja prenosnega sistema se je tako načrtoval primanjkljaj omrežnine v višini 26,4 milijona evrov.

V letu 2025 je bilo zaračunanih 87,0 milijona evrov omrežnin (vir: nerevidirani podatki ELES) za pokrivanje priznanih upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema, kar je 9,7 % manj, kot je bilo načrtovano. ELES je v letu 2025 realiziral tudi 221,8 milijona evrov prihodkov od prezasedenosti, kar je 150,8 milijona evrov več kot je bilo načrtovano. Zaradi višjih realiziranih prihodkov od prezasedenosti je dejavnost operaterja prenosnega sistema

leto 2025 zaključila s presežkom omrežnine, ki pa ni enak razliki med realiziranimi in načrtovanimi prihodki od prezasedenosti. Presežek omrežnine dejavnosti operaterja prenosnega sistema bo namenjen pokrivanju primanjkljaja omrežnine dejavnosti operaterja distribucijskega sistema.

V letu 2025 je bila v regulativnem okviru za operaterja distribucijskega sistema načrtovana omrežnina v višini 295,4 milijona evrov in načrtovani drugi prihodki v višini 18,3 milijona evrov. Navedeni načrtovani viri za pokrivanje upravičenih stroškov ne pokrijejo celotnih načrtovanih upravičenih stroškov leta 2025 (369,4 milijona evrov) in primanjkljaja omrežnine preteklih let (5,3 milijona evrov), zato je bil za dejavnost operaterja distribucijskega sistema načrtovan primanjkljaj omrežnine v višini 61,0 milijona evrov.

V letu 2025 je bilo zaračunanih 242,7 milijona evrov omrežnin (vir: nerevidirani podatki ELES) za pokrivanje priznanih upravičenih stroškov operaterja distribucijskega sistema, kar je 17,8 % manj, kot je bilo načrtovano.

Omrežnina za prenosni in distribucijski sistem je bila v letu 2025 nižja od načrtovane zaradi nižje dejanske porabe električne energije glede na načrtovano in znižanja tarifnih postavk omrežnine za moč za prenosni in distribucijski sistem, in sicer:

- interventni zakon - znižanje tarifnih postavk omrežnine za moč v časovnem bloku 1 na raven tarifnih postavk časovnega bloka 2 v januarju in februarju 2025 za gospodinjske odjemalce,
- uvedba postopnosti cenovnega signala višje sezone:
 - znižanje tarifnih postavk omrežnine za moč v časovnem bloku 1 za 50 % v novembru in decembru 2025 za vse uporabnike sistema z zagotovljenimi 15-minutnimi meritvami in
 - znižanje tarifnih postavk omrežnine za moč za 30 % v novembru in decembru 2025 za vse uporabnike sistema brez zagotovljenih 15-minutnih meritev.

Obračunavanje omrežnine

Za obračunavanje omrežnine se uporablja netransakcijska metoda poštne znamke, kar pomeni uporabo sistema enotnih tarifnih postavk za obračunavanje omrežnine na celotnem območju Slovenije v okviru posamezne odjemne skupine.

Za pokrivanje upravičenih stroškov elektrooperaterja, ki se financirajo iz omrežnine, agencija določi tarifne postavke omrežnine za posamezne odjemne skupine, ki jih ločimo na:

- omrežnino za prenosni sistem,
- omrežnino za distribucijski sistem,
- omrežnino za čezmerno prevzeto jalovo energijo in
- omrežnino za priključno moč.

V letu 2025 je bila omrežnina nižja od načrtovane zaradi manjše porabe in začasnih znižanj tarifnih postavk omrežnine za moč

Zaradi zgoraj navedenih ukrepov in manjše dejanske porabe električne energije, kot je bila načrtovana, sta dejavnosti operaterja prenosnega in distribucijskega sistema poslovali z mankom omrežnine. Manko omrežnine za dejavnost operaterja prenosnega in distribucijskega sistema iz obdobja od 1. januarja do 28. februarja 2025 se bo v skladu z Zakonom o nujnih ukrepih za omilitev posledic obračuna visoke omrežnine za gospodinjske odjemalce pokrilo v breme ELES. Preostali manko omrežnine za dejavnost operaterja prenosnega sistema se bo pokrilo s prihodki od prezasedenosti, medtem ko bo vir za pokrivanje preostalega manka omrežnine za distribucijski sistem presežek omrežnine dejavnosti operaterja prenosnega sistema leta 2025.

V letu 2025 je veljal način obračunavanja omrežnine, kjer so se tarifne postavke omrežnine za prenosni in distribucijski sistem delile na podlagi časovnih blokov. Časovni bloki predstavljajo zaključena časovna obdobja dneva, ki trajajo vsaj 1 uro in se določijo na podlagi sistemske konične obremenitve. Koledarsko leto je razdeljeno na dve sezoni:

- Višja (oz. zimska) sezona obsega januar, februar, november in december.
- Nižja (oz. poletna) sezona obsega februar, marec, april, maj, junij, julij, avgust, september in oktober.

V letu 2025 so v nižji sezoni nastopali časovni bloki 2, 3, 4 in 5, v višji sezoni pa časovni bloki 1, 2, 3 in 4. Razporeditev po posameznih dnevih v tednu je prikazana na naslednji sliki.



SLIKA 73: RAZPOREDITEV ČASOVNIH BLOKOV V LETU 2025

ČASOVNI BLOK B

SEZONA		OBDOBJE		ČASOVNI BLOK B				
				1	2	3	4	5
VIŠJA	Delovni dan			7.00 do 14.00 16.00 do 20.00	6.00 do 7.00 14.00 do 16.00 20.00 do 22.00	0.00 do 6.00 22.00 do 24.00		
		Dela prost dan			7.00 do 14.00 16.00 do 20.00	6.00 do 7.00 14.00 do 16.00 20.00 do 22.00	0.00 do 6.00 22.00 do 24.00	
	Delovni dan			7.00 do 14.00 16.00 do 20.00	6.00 do 7.00 14.00 do 16.00 20.00 do 22.00	0.00 do 6.00 22.00 do 24.00		
		Dela prost dan				7.00 do 14.00 16.00 do 20.00	6.00 do 7.00 14.00 do 16.00 20.00 do 22.00	0.00 do 6.00 22.00 do 24.00

■ Ure največje obremenitve v dnevu
 ■ Ure srednje obremenitve v dnevu
 ■ Ure najnižje obremenitve v dnevu

VIR: AGENCIJA

Odjemalci, ki nimajo na voljo 15-minutnih meritev, in odjemalci, ki na mesečni ravni ne dosegajo meje 90-odstotne kakovosti 15-minutnih podatkov, se jim prevzete količine energije obračunajo po časovnih obdobjih višje, nižje ali enotne dnevne tarife. Tarifne postavke omrežnine se znotraj dneva delijo na:

- višje dnevne tarifne postavke v času višje tarife (VT), ki se obračunajo od ponedeljka do petka med 6.00 in 22.00, in
- nižje dnevne tarifne postavke v času manjše tarife (MT), ki so se obračunajo v preostalem času ter ob sobotah, nedeljah in dela prostih dnevih od 00.00 do 24.00, ali
- enotne tarifne postavke (ET), ki se obračunajo vse dni od 00.00 do 24.00.

Končnim odjemalcem na vseh napetostnih nivojih se je za leto 2025 obračunska moč določila na podlagi 15-minutnih podatkov merilnega mesta zadnje zimske sezone (za leto 2025 so bili uporabljeni podatki iz zimske sezone od 1. 11. 2023 do 28. 2. 2024) in morebitne presežne moči. Morebitna presežna moč nad dogovorjeno močjo se je zaračunala le tistim odjemalcem, ki se s strani elektrooperaterja predlagano dogovorjeno močjo niso strinjali in so jo spremenili.

Za uporabnike, ki nimajo na voljo 15-minutnih meritev, se je obračunska moč določila na podlagi nazivne jakosti naprave za preprečevanje prekoračitev dogovorjene obremenitve (obračunske varovalke) in vrste priključka (enofazni oziroma trifazni priključek).

Novi uporabniki sistema³⁹ imajo zaradi odsotnosti predhodnih merilnih podatkov obračunsko moč določeno na podlagi največje 15-minutne konične moči znotraj obračunskega meseca in ohranijo status novega odjemalca, dokler izpolnjujejo pogoje za določitev dogovorjene moči po štirinajstem odstavku 12. člena Akta o metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje.

Nova metodologija obračunavanja omrežnine je konec leta 2025 prešla v drugi sezonski cikel in je bila v uporabi več kot eno leto. Opravljene so bile manjše prilagoditve na podlagi spremljanja učinkov in odzivov zainteresirane javnosti. Agencija ciklično analizira stanje v omrežju, na podlagi katerega je predvidela posodobitev časovnih blokov v letu 2027. Ob tem pa ciklično spremlja tudi stanje obrnjenih pretokov energije, ki vplivajo na to, da tarife odražajo stroške.

39 Za nove uporabnike se štejejo merilna mesta, kjer je na voljo manj kot 70 % podatkov zadnje zimske sezone, se prvič priključujejo, so nov plačnik ali uporabnik, ki je ponovno priključen, če je bilo merilno mesto odklopljeno več kot 30 dni ali so na merilno mesto priključili samooskrbo.

Agencija spremlja tudi učinke novega načina obračunavanja omrežnine na podlagi izbranih kazalnikov uspešnosti, ki temeljijo na podatkih elektrooperaterja na mesečni ravni. Nabor kazalnikov je izbran z upoštevanjem načela sorazmernosti (z vidika potrebnega obsega dejavnosti obdelave podatkov) in večinoma temelji na agregiranih podatkih na ravni uporabniških skupin. Dodatno agencija izvaja namenske analize uporabe omrežja odjemnih skupin ter analize stanja omrežja, ki so potrebne za morebitno odločanje o prilagoditvi metodologije. Za določene analize še niso vzpostavljeni minimalni pogoji, tj. razpoložljivost vseh potrebnih podatkov, zato bo možno bolj kakovostno ovrednotiti učinke šele po nekajletni uporabi.

Krovni kazalniki uspešnosti, ki jih agencija sicer spremlja na mesečni oziroma na letni ravni, so:

- **kakovost obdelave merilnih podatkov:**

- delež prevzemno-predajnih mest (PPM) z obračunom na podlagi 15-minutnih meritev: > 90 %,
- delež PPM z mesečnim preходом med M1 (obračun na podlagi 15-minutnih meritev) in M0 (obračun brez 15-minutnih meritev): < 1 %;

- **razvoj aktivnega odjema:**

- ≈ 9-kratna rast aktivnega odjema v domeni učinkovite rabe omrežja (odjemalci, ki prilagajajo dogovorjeno moč),
- ≈ 50-odstotna popolna povprečna uspešnost prilagajanja odjema (brez presežne moči) na podlagi omrežninskih tarif,
- ≈ 45.000 novo registriranih uporabnikov v Moj elektro,
- ≈ 120 % več uporabnikov aktivno obdeluje podatke v realnem času iz vmesnika I1 na pametnem števcu;

- **znižanje sistemske konice:**

- ugotovljeno indikativno medletno znižanje sistemske konice (24/25): ≈ 2,2 % (indikativni prihranek ≈ 250 mio EUR inkrementalnih stroškov razvoja omrežij). Primerjava surovih sistemskih konic 22. 1. 2024 in 20. 2. 2025 sama po sebi še ne zadošča za atribucijo učinka tarifnih signalov. Ker analiza izkaže odklone vplivnih dejavnikov v nasprotni smeri, ki se v pomembni meri kompenzirajo (vreme/zunanje temperature, intenzivnost industrijske dejavnosti, končna raba električne energije, znižanja/povišanja dogovorjenih obračunskih moči itd.), z omejitvami predpostavimo, da so bile razmere za indikativno primerjalno analizo sistemske konične obremenitve dovolj primerljive;

- **razvoj energetskih storitev in rešitev:**

- sistemsko zagotovljena obdelava podrobnih merilnih podatkov za obračunavanje storitev na 15-minutnem intervalu,
- razvoj energetskih storitev in rešitev za spremljanje porabe, upravljanja z energijo in optimizacije stroškov oskrbe,
- javna objava agregiranih podatkov na ravni omrežnih vozlišč (OPSI); informiranost, ozaveščenost odjemalcev:
- postopno izboljšanje informiranosti odjemalcev (analiza uporabe portala URO.si in klepetalnega AI robota URO).

**Ugotovljeni pozitivni učinki
reform obračunavanja omrežnine**



ŠTUDIJA PRIMERA

Vpliv energije, oddane v omrežje, na metodologijo obračunavanja omrežnine

Agencija je v fazi razvoja metodologij za obračunavanje omrežnine predvidela postopen prehod med različnimi zasnovami obračuna. V ta namen sta bili opredeljeni dve metodologiji: trenutno veljavna metodologija (M1) kot prehodna rešitev ter ciljna metodologija (M2), katere uvedba je predvidena po izpolnitvi določenih pogojev, predvidoma okoli leta 2035. Trenutno veljavna metodologija (M1) uvaja časovno razlikovane tarife za moč in energijo v skladu s priporočili ACER in Evropske komisije. Empirične študije jo danes potrjujejo kot eno izmed najbolj učinkovitih zasnov, ki je v uporabi v EU, z vidika odražanja stroškov ter učinka na prilagajanje odjema^{40, 41}. Za zagotavljanje stroškovno učinkovitega omrežninskega sistema tudi v prihodnje pa je treba s periodičnimi analizami poleg ustreznosti časovnega razlikovanja tarif preverjati tudi vplive integracije proizvodnje iz OVE in baterijskih hranilnikov. Ti vplivi so ključni za presojo ustreznosti pristopa k alokaciji stroškov med uporabniške skupine ter za oceno vzdržnosti asimetrične zasnove M1, ki temelji na obračunavanju zgolj prevzete, ne pa tudi energije, oddane v omrežje. Medtem ko je določene prilagoditve v pristopu k alokaciji stroškov možno izvesti v okviru obstoječe metodologije, bi potreba po obračunavanju oddane energije zahtevala prehod na uporabo metodologije M2, ki bo vpeljala konične koincidenčne dinamične tarife, ob tem pa še odpravo zakonskih omejitev v ZSROVE-1.

Ključni element zasnove metodologij za obračunavanje omrežnine predstavlja način alokacije stroškov med posamezne napetostne ravni oz. uporabniške skupine. Kaskadno prenašanje stroškov predstavlja pristop, pri katerem uporabniki omrežja krijejo stroške napetostne ravni svojega priključka, ter stroške, povezane z višjimi napetostnimi ravnmi, ki so vključeni v prenos energije do njihovih prevzemno-predajnih mest. Po podatkih ACER-ja⁴⁰ so se v letu 2025 stroški omrežja v metodologijah za obračunavanje omrežnine v vseh državah članicah prenašale izključno po načelu "od zgoraj navzdol", torej od višjih k nižjim napetostnim ravnam.

Obrnjeni pretoki, ki pa se s pospešenim priključevanjem razpršenih proizvodnih virov pojavljajo v vedno večjem obsegu, izkrivljajo uveljavljeno alokacijo stroškov ter zmanjšujejo stroškovno odražanje dejanske uporabe omrežja. V sistemih, kjer so obrnjeni pretoki pogosti in količinsko pomembni, se lahko izkaže potreba po uvedbi parcialnega ali obratno kaskadnega prenašanja stroškov. Zato ACER priporoča izvajanje rednih presoj pristopa h kaskadnem prenašanju stroškov, zlasti kadar letni (bruto) prevzem energije v višje ležeči nivo preseže 10 % letnega (bruto) odjema med napetostnima nivojema⁴⁰.

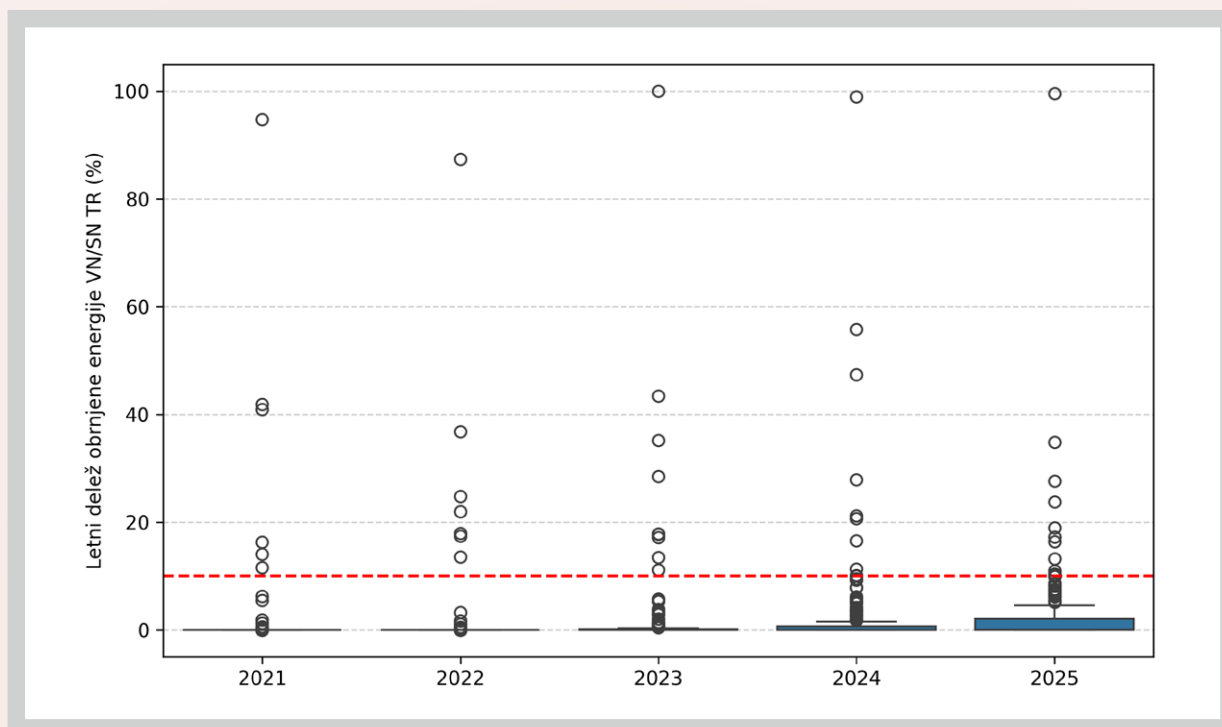
V skladu s temi smernicami je agencija v letu 2025 začela z razvojem metodologije in kazalnikov za spremljanje obrnjenih pretokov energij iz nizkonapetostnega v sredjenapetostno omrežje (NN→SN) ter iz sredjenapetostnega v visokonapetostno omrežje (SN→VN) na podlagi podatkov, ki jih zagotovi operater prenosnega in distribucijskega omrežja, vključno z meritvami na primarni strani VN/SN transformatorjev ter meritvami sumarnih števecov SN/NN transformatorskih postaj (SN/NN TP). Kot osrednji kazalnik pri ovrednotenju obrnjenih pretokov energije je opredeljen "delež obrnjene energije", ki izraža razmerje med energijo, preneseno v smeri od nižjega proti višjemu napetostnemu nivoju, in celotno energijo, ki teče skozi obravnavano vozlišče (npr. transformator ali transformatorsko postajo). Izbrani kazalnik omogoča spremljanje razvoja letnih deležev obrnjene energije za namen sprotnega ocenjevanja ustreznosti metodologije alokacije stroškov omrežnine.

Na primeru obrnjenih pretokov SN→VN prikažemo, da se delež obrnjene energije lahko spremlja na različnih nivojih prostorske granulacije, in sicer na ravni posameznega VN/SN transformatorja (slika 74), izbranega območja (npr. na ravni elektrodistripcijskih podjetij – slika 75) ali kot enoštevilčni sistemski kazalnik za obrnjen pretok iz celotnega distribucijskega v prenosni sistem (slika 76).

40
41

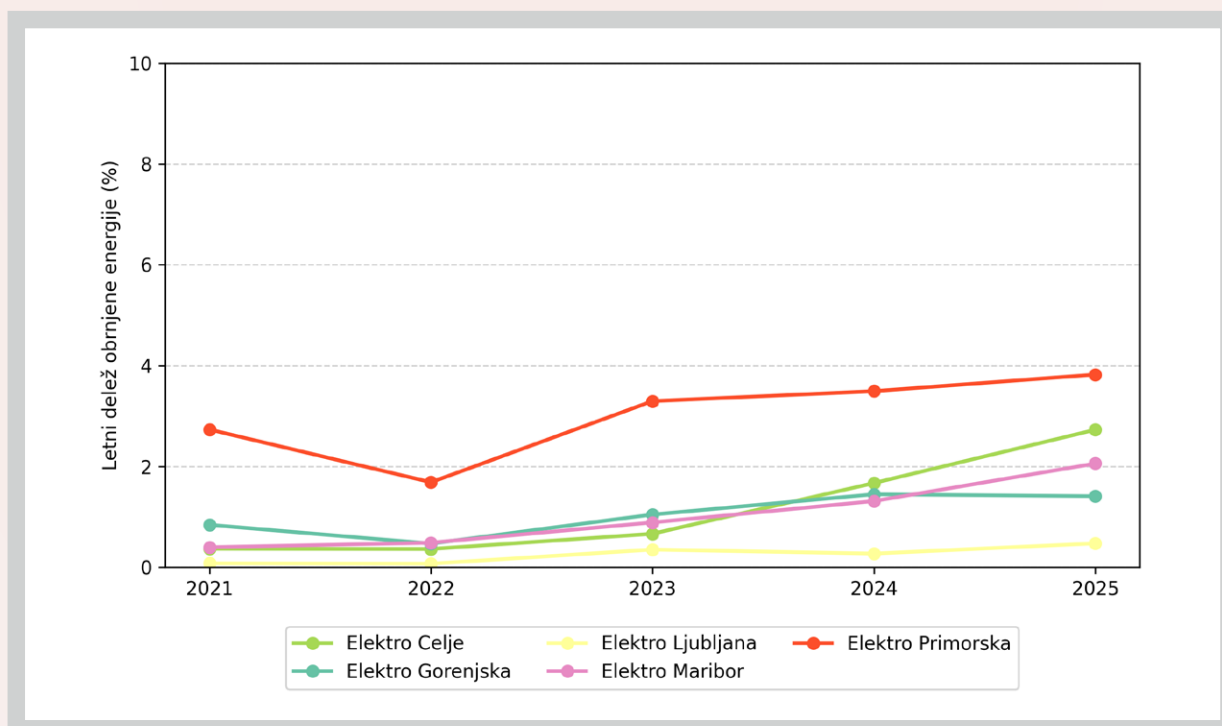
ACER, "Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe. ACER report on network tariff practices", 2025
An FTI Consulting report for smartEn, "A roadmap for cost-reflective electricity network tariffs in the EU", FTI Consulting LLP, 2025

SLIKA 74: PORAZDELITVE LETNIH DELEŽEV OBRNJENE ENERGIJE POSAMEZNIH VN/SN TRANSFORMATORJEV ZA OBDOBJE 2021–2025



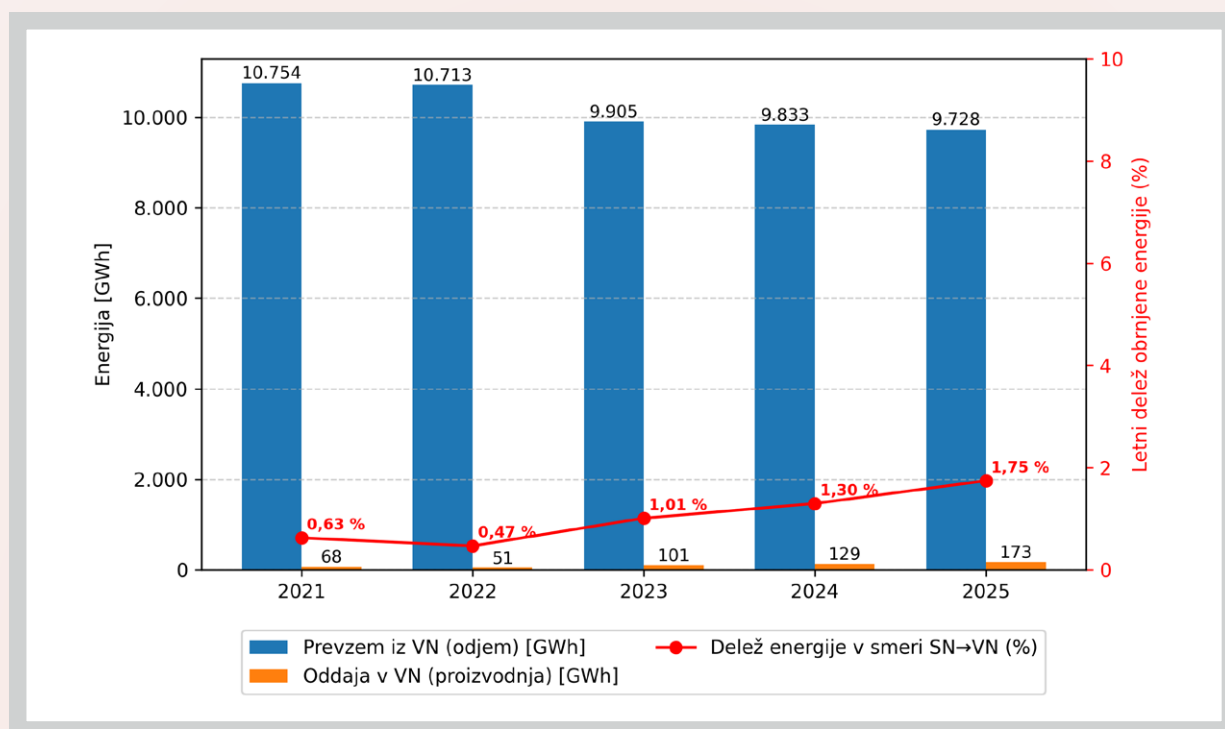
VIRI: AGENCIJA, EDP

SLIKA 75: RAZVOJ LETNIH DELEŽEV OBRNJENEGA PRETOKA ENERGIJE PO POSAMEZNIH ELEKTRODISTRIBUCIJSKIH PODJETJIH ZA OBDOBJE 2021–2025



VIRI: AGENCIJA, EDP

SLIKA 76: RAZVOJ OBRNJNIH PRETOKOV ENERGIJE IZ DISTRIBUCIJSKEGA V PRENOSNO OMREŽJE ZA OBDOBJE 2021–2025

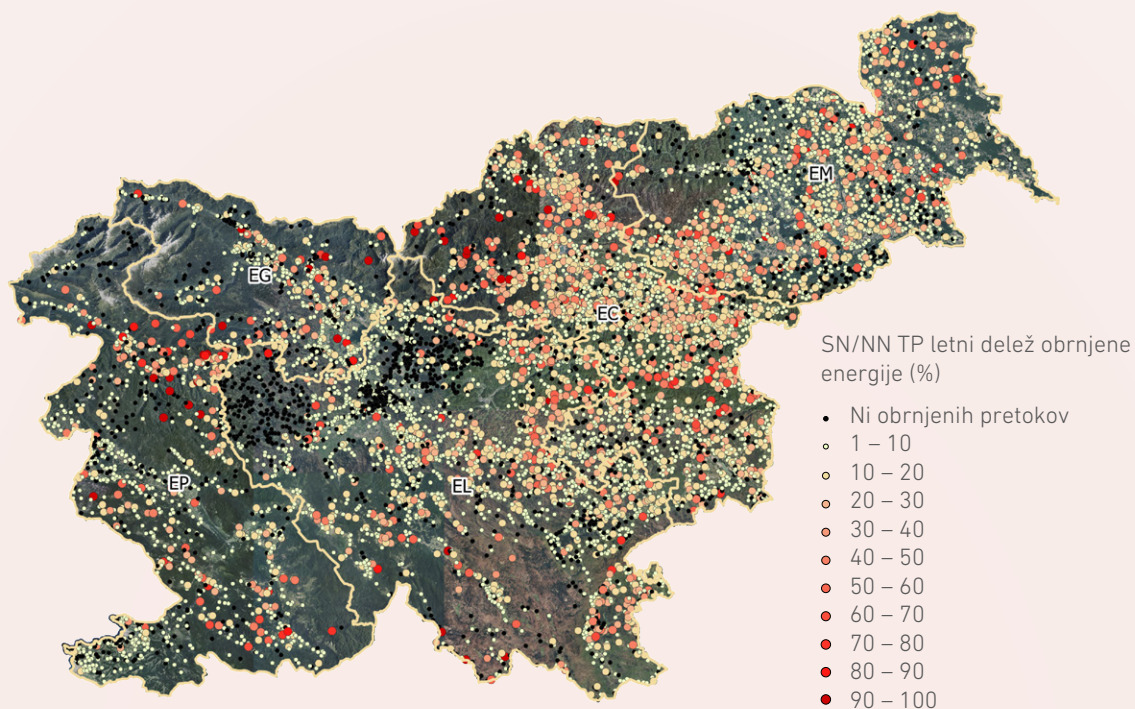


Kazalnik se lahko uporabi tudi pri prostorski vizualizaciji obrnjenih pretokov energije. Slika 77 ilustrira letne deleže obrnjenih pretokov v smeri NN→SN na posameznih SN/NN transformatorskih postajah na območju celotne Slovenije (v obsegu razpoložljivi-

vih podatkov in kakovosti meritev sumarnih števcov za leto 2024⁴²). Prostorski prikazi omogočajo identifikacijo potencialnih ozkih grl v omrežju ter lahko predstavljajo tudi podlago za podatkovno podprto načrtovanje omrežja in usmerjanje naložb.

42 V času priprave poročila so podatki za leto 2025 bili v pripravi

SLIKA 77: GEOGRAFSKI PRIKAZ PORAZDELITVE LETNIH DELEŽEV OBRNJENE ENERGIJE PO SN/NN TP (MERITVE 2024)



VIRI: AGENCIJA, EDP

Čeprav do zdaj opravljene analize stanja v omrežju izkazujejo prisotnost obrnjenih pretokov v omrežju, ti sistemsko še ne izpolnijo merila ACER za spremembo pristopa alokacije stroškov med uporabniškimi skupinami. Analize obenem jasno pokažejo, da je v določenih lokalnih omrežjih na ravni SN/NN kriterij že izpolnjen. Glede na omejen obseg takih stanj sistemski ukrep še ni ustrezen, predmetno lokalno problematiko pa je treba nasloviti z lokalnimi ukrepi, kot so uvedba dinamičnih lokalnih omrežninskih tarif, uporabe eksplicitne prožnosti oziroma ustreznih ukrepov pametnih omrežij. Zanimivo pa bo analizirati tudi vpliv baterijskih hranilnikov, ki bi lahko trende povečevanja obrnjenih pretokov zajezili in posledično tudi popolnoma odpravili potrebo po spremembi alokacije stroškov v M1.

Rezultati izvedenih analiz torej potrjujejo ustreznost uporabe M1 brez metodoloških sprememb tudi v naslednjih letih, kar je agencija tudi pričakovala – namreč uvedbo M2 je načrtovala za obdobje

je po letu 2030, parcialno kaskadiranje stroškov pa je uvedla že v okviru M1 za člane energetske skupnosti (prilagojena tarifna postavka za prenos energije iz proizvodne enote skupnosti k članu skupnosti z izvetjem alokacije stroškov najvišjega napetostnega nivoja in prilagojeno tarifno postavko glede na obseg uporabe omrežja).

Ob tem pa je treba izpostaviti tudi omejitve, ki v danem trenutku onemogoča prehod na M2. Četrty odstavek 60. člena ZSROVE-1 določa, da za električno energijo, oddano v omrežje, končni odjemalec s samooskrbo ne plača omrežnine in drugih javnih dajatev. Določba nedopustno posega v metodologijo in neodvisno presojo oziroma odločanje agencije v zvezi z omrežninskimi tarifami in je v nasprotju s predmetno evropsko direktivo in uredbo. Odjemalci s samooskrbo namreč štejejo v skupino aktivnih odjemalcev, ki bi bili predmet simetričnega obračuna po uveljavitvi M2.



Na naslednjih slikah je prikazano gibanje skupne omrežnine za prenosni in distribucijski sistem po letih regulativnih obdobj za nekatere značilne gospodinjke in poslovne odjemalce, definirane s standardnimi porabniškimi skupinami.

Nihanje omrežnine za gospodinjki odjem je bilo opazno v obdobju od 1. marca do 31. maja 2020, ko se gospodinjkim in malim poslovnim odjemalcem ni obračunavala tarifna postavka za obračunsko moč zaradi sprejetega izrednega ukrepa agencije za blaženje socialnih in gospodarskih posledic epidemije covid-19. Drug opazen padec v količinah skupne omrežnine je viden v letu 2022, ko je Vlada Republike Slovenije sprejela podoben ukrep. Za oba elektrooperaterja so bile od 1. februarja do 30. aprila 2022 vse tarifne postavke za obračunsko moč in prevzeto delovno energijo za vse odjemne skupine znižane na nič.

V letu 2025 so bile zaradi interventnega ukrepa v obliki sprejetega Zakona o nujnih ukrepih za omilitev posledic obračuna visoke omrežnine za gospodinjke odjemalce (ZNUOPOVO) tarifne postavke omrežnine za moč za prenosni in distribucijski sistem za gospodinjke odjemalce v obdobju

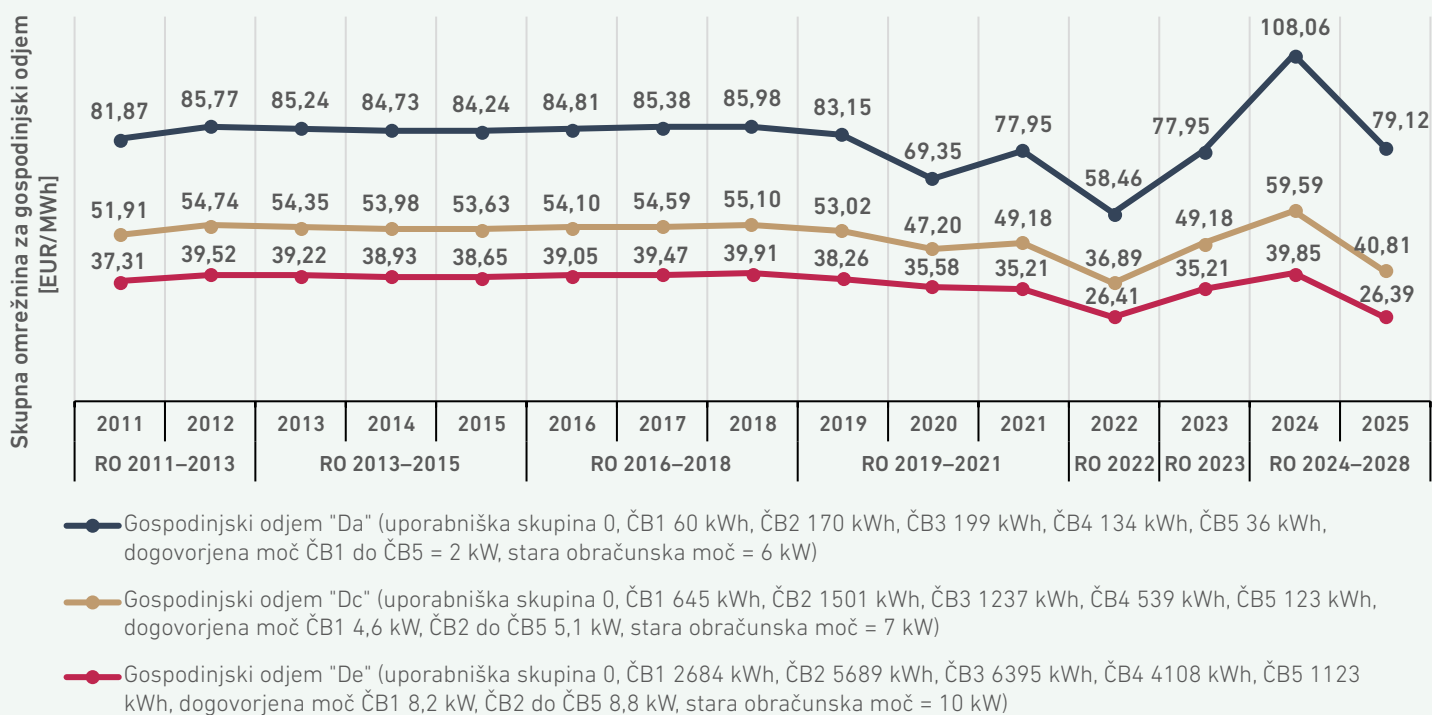
januarja in februarja znižane. Tarifna postavka časovnega bloka 1 za moč je bila znižana na vrednost tarifne postavke časovnega bloka 2, in sicer s 3,42250 EUR/kW na 0,91224 EUR/kW. Ta ukrep je povzročil izpad omrežnine v višini 18,5 milijona evrov.

V oktobru 2025 je bil sprejet podoben ukrep z Aktom o spremembah in dopolnitvah Akta o metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje, kjer je bilo določeno prehodno obdobje določitve tarifnih postavk za moč. Za obdobje od novembra 2025 do februarja 2026 je bila določena znižana vrednost tarifnih postavk za moč za časovni blok 1 v višini 50 % polne vrednosti za vse uporabniške skupine.

Oba ukrepa sta povzročila občutno znižanje stroška omrežnine, predvsem za gospodinjke odjemalce.

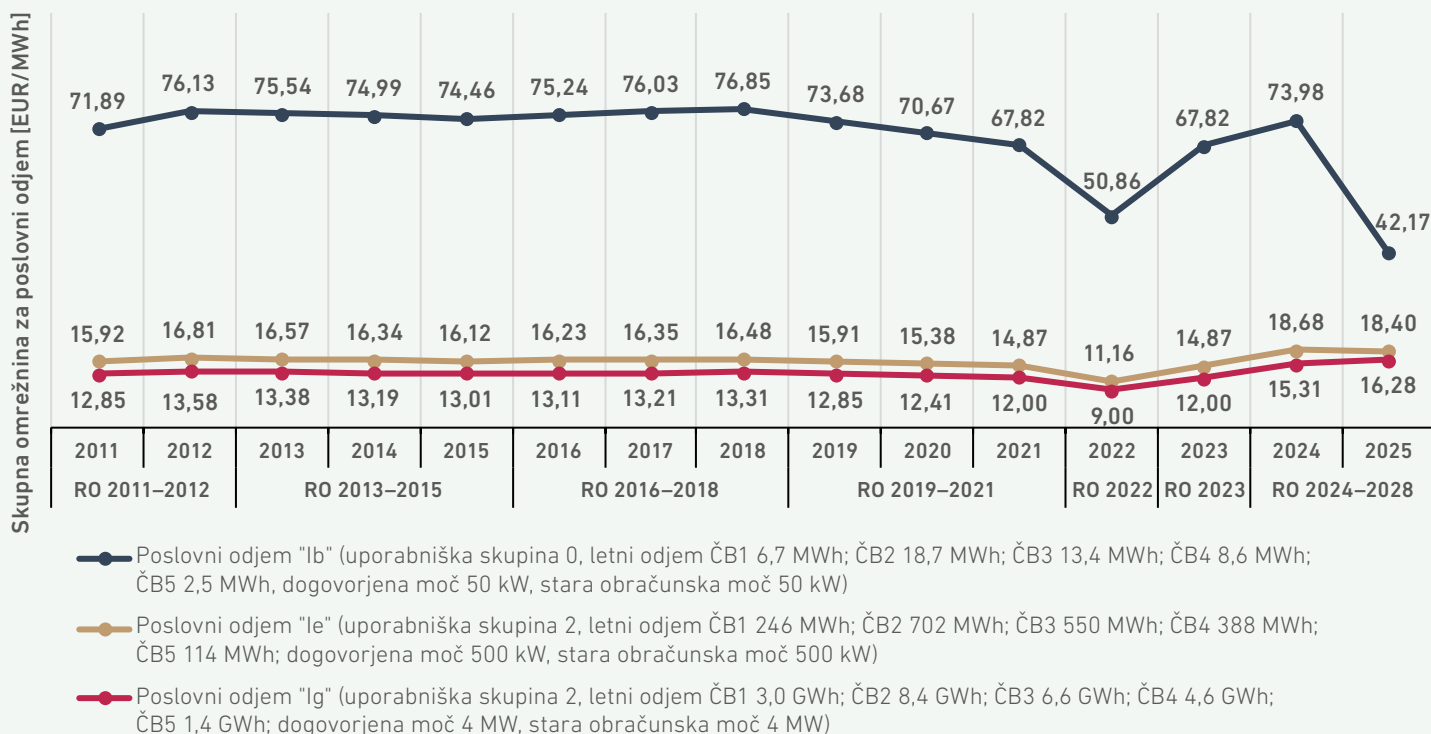
V primerjavi z letom 2024 je bilo v letu 2025 zaradi interventnih ukrepov, ukrepov postopnosti in primanjkljaja pobranih za 64 milijonov evrov manj omrežnine za distribucijski sistem in 10 milijonov evrov manj omrežnine za prenosni sistem.

SLIKA 78: GIBANJE SKUPNE OMREŽNINE ZA PRENOSNI IN DISTRIBUCIJSKI SISTEM ZA NEKATERE ZNAČILNE GOSPODINJSKE ODJEMALCE PO REGULATIVNIH OBDOBJIH



VIR: AGENCIJA

SLIKA 79: GIBANJE SKUPNE OMRÉŽNINE ZA PRENOSNI IN DISTRIBUCIJSKI SISTEM ZA NEKATERE ZNAČILNE POSLOVNE ODJEMALCE PO REGULATIVNIH OBDOBJIH



VIR: AGENCIJA

Dodeljevanje in uporaba medobmočnih prenosnih zmogljivosti

Področje dodeljevanja in uporabe medobmočnih prenosnih zmogljivosti (v nadaljevanju MPZ) v EU ureja Uredba (EU) 2019/943 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 5. junija 2019 o notranjem trgu električne energije (v nadaljevanju Uredba (EU) 2019/943). Uredba med drugim zahteva obvezno uporabo tržnih metod dodeljevanja razpoložljivih MPZ v vseh časovnih obdobjih. Od leta 2022 to področje dodatno urejata še Uredba Komisije (EU) 2015/1222 z dne 24. julija 2015 o določitvi smernic za dodeljevanje zmogljivosti in upravljanje prezašedenosti (v nadaljevanju Uredba (EU) 2015/1222), ki ureja področje določanja in dodeljevanja MPZ za dan vnaprej in znotraj dneva, in Uredba Komisije (EU) 2016/1719 z dne 26. septembra 2016 o določitvi smernic za terminsko dodeljevanje zmogljivosti (v nadaljevanju Uredba (EU) 2016/1719), ki ureja področje določanja in dodeljevanja MPZ za obdobja, ki so daljša od dneva vnaprej.

Uredba (EU) 2015/1222 določa, da mora dodeljevanje MPZ za dan vnaprej potekati v okviru enotnega spajanja trgov na način avkcijskega trgovanja. Tudi dodeljevanje MPZ znotraj dneva mora potekati v okviru enotnega spajanja trgov, vendar na način sprotnega trgovanja. Uredba (EU) 2016/1719 po drugi strani določa, da lahko za časovna obdobja, ki so daljša od dneva vnaprej, dodeljevanje MPZ poteka v obliki dodeljevanja fizičnih ali finančnih

pravic uporabe MPZ z uporabo eksplicitnih dražb. To dodeljevanje mora potekati preko skupne evropske dražbene platforme in z uporabo enotnih pravil za skupni evropski trg. Slovenija je z mejo z Italijo že od februarja 2014, z mejo z Avstrijo pa od julija 2016 vključena v t. i. vseevropsko spajanje trgov za dan vnaprej. Junija 2018 je bila v to spajanje trgov vključena tudi slovensko-hrvaška meja. Junija 2022 je začel obratovati 400-kV daljnovod Cirkovce-Héviz, s čimer je bila vzpostavljena neposredna daljnovodna povezava med Slovenijo in Madžarsko. Takoj po vzpostavitvi povezave je bila ta meja vključena v enotno evropsko spajanje trgov za dan vnaprej. Junija 2022 je prišlo tudi do pomembne spremembe v regiji Core, v katero sodijo meje Slovenije z Avstrijo, Hrvaško in Madžarsko, saj se od takrat za dodeljevanje razpoložljivih MPZ namesto dotedanje metode razpoložljivih prenosnih zmogljivosti (ATC) uporablja metoda, ki temelji na pretokih moči (FB). V regiji Severna Italija, kamor sodi meja z Italijo, se še naprej uporablja metoda ATC.

Tudi v letu 2025 je dodeljevanje MPZ za dan vnaprej in znotraj dneva na vseh slovenskih mejah potekalo v okviru enotnega evropskega spajanja trgov. Za trg za dan vnaprej se je v regiji Core še naprej uporabljala FB metodologija izračuna čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Na področju trgovanja znotraj dneva so se v okviru projektov Intraday Capacity



Calculation (IDCC) nadaljevale aktivnosti za uvedbo FB metodologije tudi v znotrajdnevem časovnem okviru. Proces IDCC(a) in IDCC(b) sta prvič pričela z operativnim izvajanjem maja 2024, medtem ko je bil začetek izvajanja procesa Core FB IDCC(c) od 25. junija 2025 naprej. Proces IDCC(c) omogoča posodobljen koordiniran izračun čezmejnih zmogljivosti za trg znotraj dneva na podlagi najnovejšega skupnega modela omrežja (Common Grid Model – CGM) ter predstavlja nadaljnji korak k optimizaciji razpoložljivih zmogljivosti ob upoštevanju obratvalne varnosti sistema. Na področju dolgoročnega dodeljevanja zmogljivosti FB metodologija še ni implementirana ter ostaja v fazi razvoja.

Pri dodeljevanju zmogljivosti na slovenski strani je poleg operaterja kombiniranega sistema sodelovala tudi družba BSP Energetska Borza, ki je po Uredbi (EU) 2015/1222 določena kot imenovani operater trga z električno energijo (IOTEE) na trgovnem območju Slovenije. V mesecu januarju in oktobru 2025 je agencija prejela obvestili od družb Nord Pool European Market Coupling Operator AS (Nord Pool) in Hrvatske burze električne energije (CROPEX), da nameravata obe družbi nuditi konkurenčne storitve enotnega spajanja trgov za dan vnaprej in znotraj dneva, prav tako na trgovnem območju Slovenije kot IOTEE "passporting", kar jima omogoča peti odstavek 4. člena Uredbe (EU) 2015/1222. Za obe družbi je agencija ugotovila, da izpolnjujeta pogoje iz Uredbe (EU) 2015/1222, vendar mora ELES v sodelovanju z vsemi deležniki (IOTEE) pred začetkom vstopa na trg oblikovati ureditev, ki omogoča enakopravno sodelovanje vseh IOTEE. Usklajen predlog ureditve (t. i. Multi-Nemo Arrangements - MNA), ki predvideva med drugimi tudi pogoje za izmenjavo potrebnih podatkov in finančnih kritij, do konca leta 2025 še ELES ni posredoval v potrditev na agencijo.

V okviru terminskega dodeljevanja MPZ, ki ga ureja Uredba (EU) 2016/1719, so se na vseh slovenskih

mejah zmogljivosti dodeljevale na letni in mesečni ravni. To dodeljevanje je potekalo v obliki eksplicitnih dražb, na katerih so se dodeljevale zmogljivosti v obliki fizičnih pravic uporabe z uporabo načela "uporabi ali prodaj". To načelo pomeni, da se vse zmogljivosti, ki jih imetniki do določenega roka ne nominirajo in s tem potrdijo njihove dejanske uporabe, prenesejo na dodeljevanje za dan vnaprej, pri čemer imetniki pravic uporabe MPZ kot nadomestilo prejmejo plačilo v vrednosti produkta cenovne razlike med trgovoma, dosežene pri spajanju trgov za dan vnaprej, in količine neuporabljenih zmogljivosti. V vlogi skupne platforme za izvajanje dražb je na vseh slovenskih mejah nastopala dražbena hiša JAO (Joint Allocation Office) s sedežem v Luksemburgu. Pri izvajanju vseh dražb na letni in mesečni ravni na slovenskih mejah so bila uporabljena t. i. harmonizirana dražbena pravila, ki se uporabljajo tudi na vseh drugih mejah na skupnem evropskem trgu z električno energijo.

Zaradi uvedbe dodeljevanja MPZ na podlagi pretokov moči ni več mogoče prikazovati dodeljenih količin in prihodkov po posameznih mejah, saj se pri tej metodi izračunu oz. delitvi prihodka od prezasedenosti na posamezne zunanje meje uporablja tudi virtualno trgovno območje, v katerem se upoštevajo meje med trgovalnimi območji, ki ne sodijo v regijo Core. Ta zunanja meja predstavlja izmenjave iz Francije, Nemčije ter Avstrije preko Švice/Italije kot posledica spajanja trgov na podlagi pretokov moči v regiji Core. Tako je mogoče prikazati le realizirane prihodke po posameznih mejah in na virtualnem območju. Tabela 16 podaja prihodke po mejah, pri čemer je virtualno območje poimenovano Slack hub. Prihodki so prikazani po bruto in neto pristopu. Bruto pristop pomeni, da je prikazan celotni znesek prihodkov od prezasedenosti, medtem ko so pri neto pristopu odšteti stroški kompenzacij imetnikom prenosnih zmogljivosti zaradi njihove omejitve in vračil nenominiranih dolgoročnih prenosnih zmogljivosti.

TABELA 16: REALIZIRANI PRIHODKI V LETU 2025 PO MEJAH

Meja	Bruto pristop [EUR]	Neto pristop [EUR]
Avstrija	41.930.381	22.786.829
Hrvaška	24.945.418	19.607.696
Italija	70.922.249	50.183.403
Madžarska	18.448.807	9.949.924
Slack hub	119.244.616	119.244.616
Skupaj	275.491.471	221.772.468

VIR: ELES

Prihodki od prezasedenosti v letu 2025 so znašali 275.491.471 EUR (bruto) oziroma 221.772.468 EUR (neto), kar predstavlja eno najvišjih ravni v zadnjih letih. Iz tabele 16 je razvidno, da pomemben delež prihodkov predstavlja t. i. virtualno območje Slack hub, ki je v letu 2025 prispevalo kar 43,3 % vseh prihodkov od prezasedenosti.

Razvidno je tudi, da se je v letu 2025 nadaljeval trend visokih prihodkov iz naslova prezasedenosti, kar je posledica še vedno višjih cen električne energije na energetskih borzah ter razlik med njimi po energetske krizi iz leta 2022.

Pomemben vpliv na tokove je imela tudi sprememljena struktura proizvodnje v Evropi, kjer je Francija v letu 2025 dosegla izrazito pozitivno izvozno bilanco, medtem ko so bile cene v državah jugovzhodne Evrope (Madžarska, Hrvaška, Romunija, Bolgarija) v določenih obdobjih višje. To je povečalo tokove električne energije preko Slovenije, zlasti

preko povezav z Italijo, kar se je neposredno odrazilo v prihodkih od prezasedenosti.

Poleg tega so k povečanju prihodkov prispevale tudi rekordne letne, mesečne in dnevne dražbe zmogljivosti ter povečana ekonomska vrednost čezmejnega prenosa električne energije.

Visoki prihodki iz naslova prezasedenosti so med drugim povezani tudi z visoko razpoložljivostjo MPZ za trgovanje na vseh slovenskih mejah, tako z državami, ki so del regije Core kot tudi z Italijo, ki se šteje v regijo Italy Nord. Slovenske meje dosegajo najvišji predpisani kriterij glede zahteve iz 16. člena Uredbe (EU) 2019/943, ki operaterjem prenosnih sistemov nalaga, da ne omejujejo obsega MPZ ter da tržnim udeležencem ponudijo vsaj 70 % minimalne prenosne zmogljivosti ob upoštevanju omejitev obratovalne varnosti. Podatki ACER, ki je na ravni EU odgovorna za nadzor MPZ, v letnih poročilih⁴³ dokazujejo izpolnjevanje tega kriterija.

Delovanje trgov in izidi za odjemalce

Leto 2025 je na veleprodajnem trgu električne energije zaznamovalo nadaljevanje implementacije reform iz leta 2024 ter postopno prehajanje v novo fazo delovanja trgov, ki jo opredeljuje večja vloga obnovljivih virov in potreba po večji prožnosti sistema. Pomemben korak v tej smeri je bila uvedba 15-minutne časovne ločljivosti trgovanja, tako na trgu za dan vnaprej kot tudi na trgu znotraj dneva, ki omogoča natančnejše odražanje kratkoročnih sprememb v proizvodnji in porabi ter učinkovitejšo integracijo vremensko odvisnih virov. Hkrati se je nadaljevala stabilizacija veleprodajnih cen po energetske krizi, vendar na ravneh, ki ostajajo višje od predkriznih, pri čemer so cene še naprej

močno odvisne od cen plina kot mejnega proizvodnega vira. V ospredje so vse bolj prihajali tudi pojavi, povezani z visoko penetracijo obnovljivih virov, kot so povečana volatilitnost cen, pogostejše negativne cene in večja občutljivost sistema na vremenske razmere. Na globalni ravni se je hkrati okreplil trend elektrifikacije in rasti porabe električne energije, ki ga poganjajo razvoj novih tehnologij, digitalizacija ter širitev obnovljivih virov, kar dodatno poudarja pomen prilagodljivih in dobro povezanih trgov električne energije v prihodnje. V nadaljevanju je kvantitativno in kvalitativno ovrednoteno stanje na trgih z električno energijo v Sloveniji.

Delovanje veleprodajnega trga in celovitost trga

V naslednjih poglavjih se osredotočimo večinoma na trgovanje na sprotnih veleprodajnih trgih, ki je organizirano tudi v Sloveniji in omogoča primerjavo z ostalimi referenčnimi trgi. Tako sistematično naslovimo gibanje in volatilitnost veleprodajnih cen,

likvidnost trga, koncentracijo in tržno moč, preglednost trgov, delovanje znotrajdnevnega in izravnalnega trga, kakovost cenovnih signalov za naložbe, prožnost in shranjevanje energije, spremljanje trga po REMIT in zaznana tveganja za zlorabe.

Cene električne energije

V letu 2025 so se cene električne energije v EU stabilizirale, vendar so ostale višje kot v obdobju pred energetske krizo. Njihovo gibanje je vse bolj odražalo strukturne spremembe v energetske sistemu,

zlasti rast obnovljivih virov in večjo odvisnost od vremenskih razmer. To se je kazalo v večji volatilitnosti cen ter poudarilo pomen nadaljnega razvoja prožnosti sistema in integracije obnovljivih virov.

43 Transmission capacities for cross-zonal trade of electricity and congestion management in the EU, 2025 Monitoring Report, <https://www.acer.europa.eu/monitoring/cross-zonal-electricity-trade-2025>



Cene na borzah za dan vnaprej v Sloveniji in na tujih trgih

Slovenski trg z električno energijo leži na stičišču štirih velikih evropskih trgov, nemškega, avstrijskega, italijanskega in trga jugovzhodne Evrope. Slovenski trg je vključen v medregijsko spajanje trgov za dan vnaprej na mejah z Avstrijo, Italijo, Hrvaško in Madžarsko. V okviru spajanja trga znotraj dneva je slovenski borzni trg z električno energijo vključen v enotni evropski trg znotraj dneva, in sicer od leta 2022 naprej na mejah z vsemi sosednjimi državami.

Slika 80 prikazuje gibanje povprečnih cen pasovne energije na borzah v Sloveniji, sosednjih državah in v Nemčiji v zadnjih petih letih. Cene na borzi v Sloveniji so bile v letu 2025 najbolj primerljive s cenami na Hrvaškem.

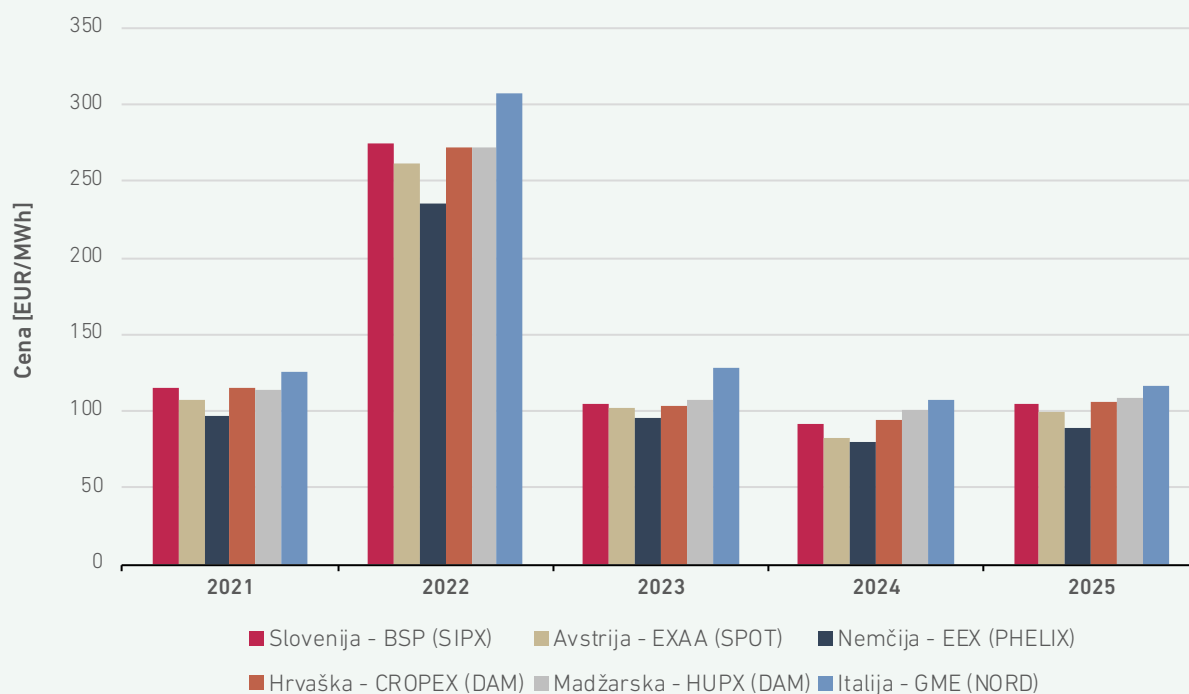
V letu 2025 se je povprečna cena pasovne električne energije na borzi v Sloveniji v primerjavi z letom 2024 zvišala za 14,6 % ter dosegla vrednost 104,64 EUR/MWh. Kot prikazuje slika 80, so se cene električne energije zvišale na vseh opazovanih trgih.

Zvišanje povprečnih cen pasovne energije na borzah za približno 12 % glede na leto 2024

Podobno kot v letu 2024 je bila tudi v letu 2025 najvišja povprečna cena na trgu za dan vnaprej zabeležena na italijanskem trgu GME (NORD).

Najnižjo povprečno ceno pasovne energije v okviru primerjave so znova zabeležili na nemški borzi, kjer je cena znašala 89,32 EUR/MWh. V primerjavi z letom 2024 so se povprečne cene tam zvišale za 12,3 %. Zaradi visoke likvidnosti nemškega trga z električno energijo imajo cene na tamkajšnjih borzah pomemben vpliv tudi na preostale trge znotraj EU.

SLIKA 80: GIBANJE POVPREČNE CENE PASOVNE ENERGIJE NA TRGU ZA DAN VNAPREJ V SLOVENIJI IN NA SOSEDNIH BORZAH V OBDOBJU 2021–2025



VIR: MONTEL

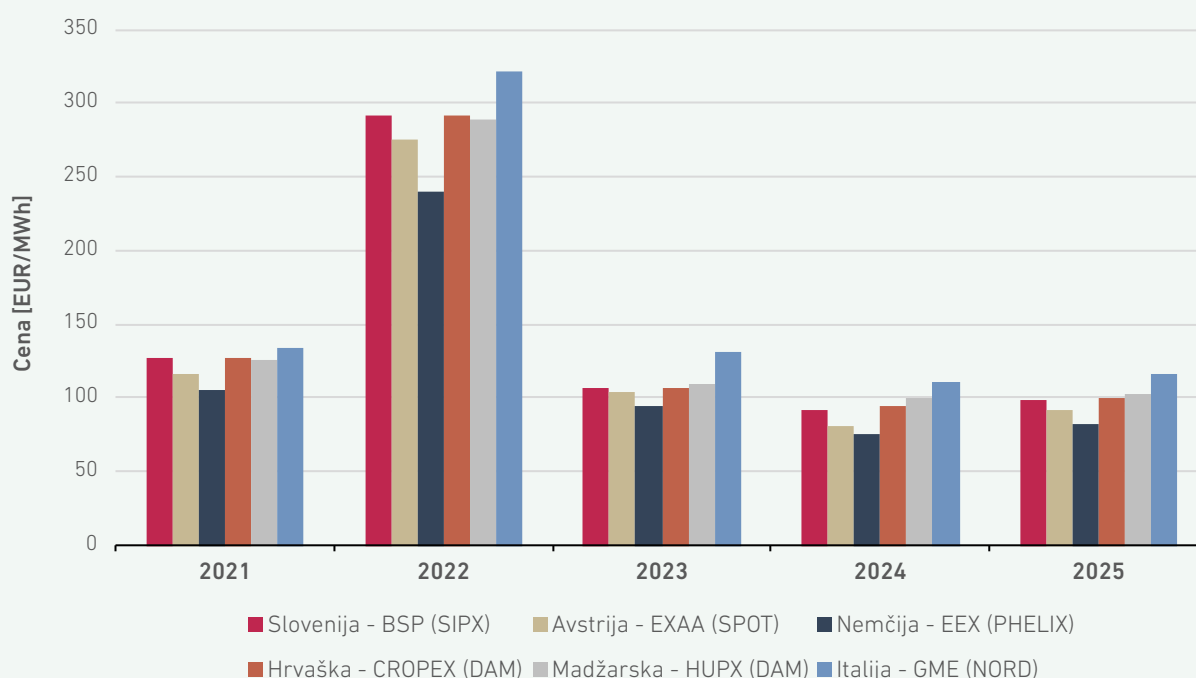
Gibanje povprečne cene vršne energije na trgu za dan vnaprej na posameznih trgih prikazuje slika 81. V letu 2025 se je povprečna cena vršne energije na borzi v Sloveniji v primerjavi z letom 2024 zvišala za 8,2 % in je znašala 98,94 EUR/MWh.

Povprečna cena pasovne energije je bila v letu 2025 višja od povprečne cene vršne energije, kar kaže na izrazit vpliv proizvodnje iz fotovoltaike, ki

v času dnevnih ur zaradi povečane ponudbe lahko povzroči znižanje cen.

Kot že zadnja štiri leta je tudi v letu 2025 bila najvišja povprečna cena vršne energije na italijanskem trgu GME (NORD) in je znašala 116,18 EUR/MWh. Največje zvišanje cen je v letu 2025 bilo na avstrijskem trgu EXAA, in sicer za 13,1 %.

SLIKA 81: GIBANJE POVPREČNE CENE VRŠNE ENERGIJE NA TRGU ZA DAN VNAPREJ V SLOVENIJI IN NA SOSEDNIJH BORZAH V OBDOBJU 2021–2025



VIR: MONTEL

Slika 82 prikazuje gibanje cen pasovne energije na trgih za dan vnaprej v letu 2025 in jasno kaže več ključnih značilnosti delovanja teh trgov. Opazna je relativno visoka stopnja usklajenosti cen med državami. Madžarska in Slovenija imata podobna cenovna nihanja, vendar Slovenija kaže večjo volatilitnost, kar nakazuje na večji vpliv lokalnih dejavnikov in možno manjšo likvidnost trga. Avstrija in Hrvaška sledita podobnemu gibanju kot Slovenija, vendar z manjšimi ekstremi. Nemčija (EEX) izstopa z največjimi nihanji – od izrazitih cenovnih vrhov do najnižjih cen, kar je v skladu z večjo stopnjo integracije OVE. Italija (GME NORD) pri tem izstopa kot trg z nekoliko višjimi in bolj stabilnimi cenami, kar je v skladu z dejstvom, da ima pogosto višje mejne stroške proizvodnje, predvsem zaradi večje vloge plinskih elektrarn.

Drug pomemben vzorec je izrazita volatilitnost cen med letom. Prisotni so številni kratkoročni cenovni skoki, zlasti v zimskih mesecih (januar–marec) in ponovno proti koncu leta (november–december). Ti vrhovi sovpadajo z obdobji večjega povpraševanja in/ali nižje proizvodnje iz obnovljivih virov, kar povečuje odvisnost od dražjih virov, predvsem plina, ki pogosto določa mejno ceno na trgu.

Hkrati graf kaže tudi obdobja zelo nizkih cen, ponekod celo blizu nič (zlasti v Nemčiji), predvsem v spomladanskih in jesenskih mesecih. To je povezano z visoko proizvodnjo iz sončnih in vetrnih elektrarn ob nižjem povpraševanju, kar povzroča presežke energije v sistemu. Takšni pojavi so v zadnjih letih vse pogostejši zaradi rasti obnovljivih virov in omejene prožnosti sistema.



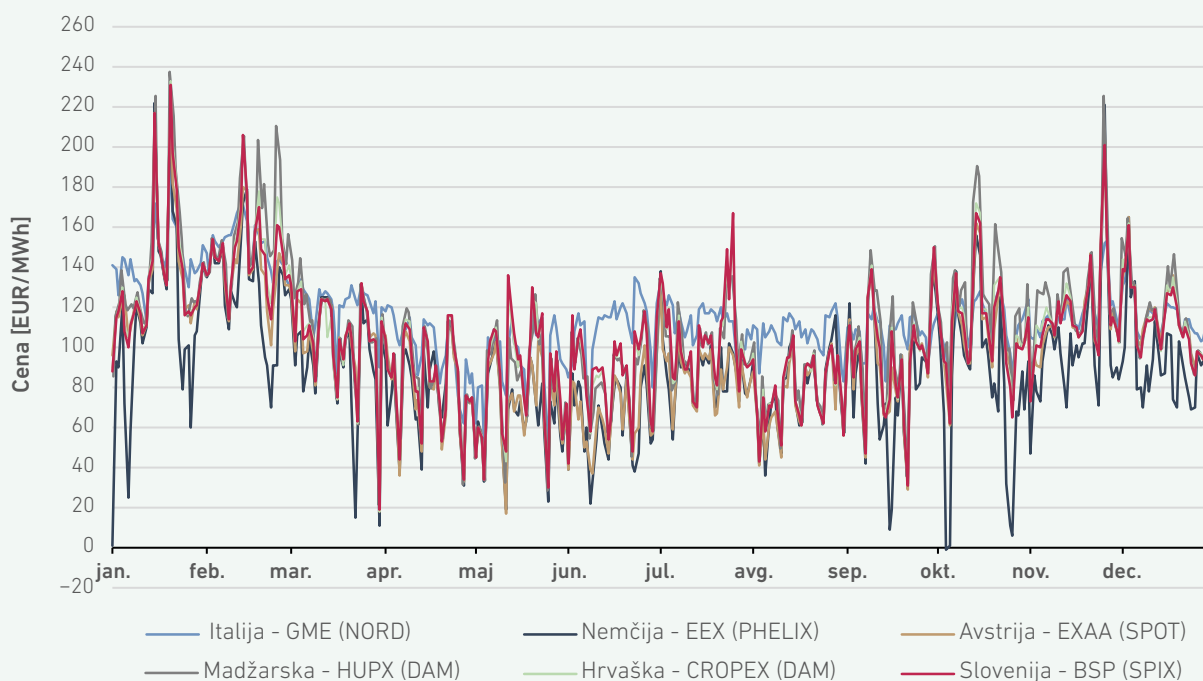
Takšna gibanja potrjujejo potrebo po izboljšani sistemski prožnosti, čezmejnih povezavah in ukrepih za ublažitev volatilnosti, zlasti v obdobjih visoke proizvodnje iz OVE.

Cene pasovne energije v letu 2025 so bile najvišje v prvem četrtletju. V Sloveniji je bila povprečna cena v prvem četrtletju 128,14 EUR/MWh, v Nemčiji 111,89 EUR/MWh, na Madžarskem pa kar 135,23 EUR/MWh. Najnižje povprečne cene pasovne energije so na vseh trgih bile v drugem četrtletju. Najvišje cene pasovne energije na borznih trgih za dan vnaprej so bile v letu 2025 dosežene v januarju, in sicer je dnevna cena za pasovno

energijo na slovenski borzi absolutni vrh dosegla 20. januarja 2025 in je znašala 231,09 EUR/MWh. Najvišja urna cena v 2025 je bila dosežena 20. januarja, in sicer je na ta dan med 17.00 in 18.00 znašala 561,75 EUR/MWh. V letu 2024 je najvišja urna postavka bila dosežena v avgustu in je znašala 1.022,27 EUR/MWh.

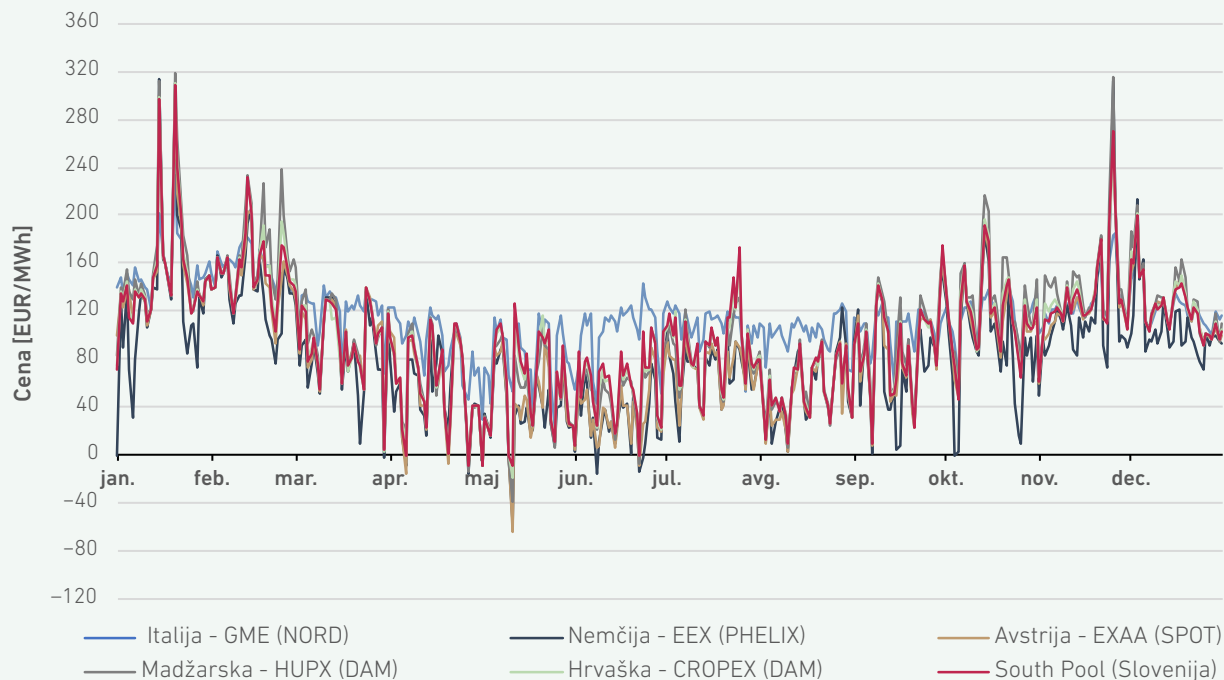
Če kot cenovne konice arbitrarno določimo preseganje trikratnika povprečnih urnih cen v letu, je v Sloveniji prišlo do preseganja cenovnih konic v 36 primerih, v letu 2024 pa je bilo takšnih primerov 108.

SLIKA 82: GIBANJE CENE PASOVNE ENERGIJE V SLOVENIJI IN NA SOSEDNIJH BORZAH NA TRGU ZA DAN VNAPREJ



VIR: MONTEL

SLIKA 83: GIBANJE CENE VRŠNE ENERGIJE V SLOVENIJI IN NA SOSEDNIH BORZAH NA TRGU ZA DAN VNAPREJ



VIR: MONTEL

Od oktobra 2025 se je na evropskem trgu električne energije za dan vnaprej uvedlo trgovanje s 15-minutno časovno ločljivostjo, ki omogoča natančnejše odražanje kratkoročnih sprememb v proizvodnji in porabi ter boljšo integracijo obnovljivih virov. Kljub tej spremembi so v okviru te analize uporabljene urne cene, saj želimo zagotoviti primerljivost podatkov skozi celotno leto 2025 in s preteklimi obdobji. Urni podatki tako predstavljajo agregiran (blokovni) produkt, sestavljen iz štirih zaporednih 15-minutnih intervalov, kar omogoča konsistentno časovno serijo za analizo gibanja cen na trgu za dan vnaprej.

V letu 2025 se je število negativnih urnih cen še dodatno povečalo – te so se na trgu za dan vnaprej (BSP) najpogosteje pojavljale med marcem in

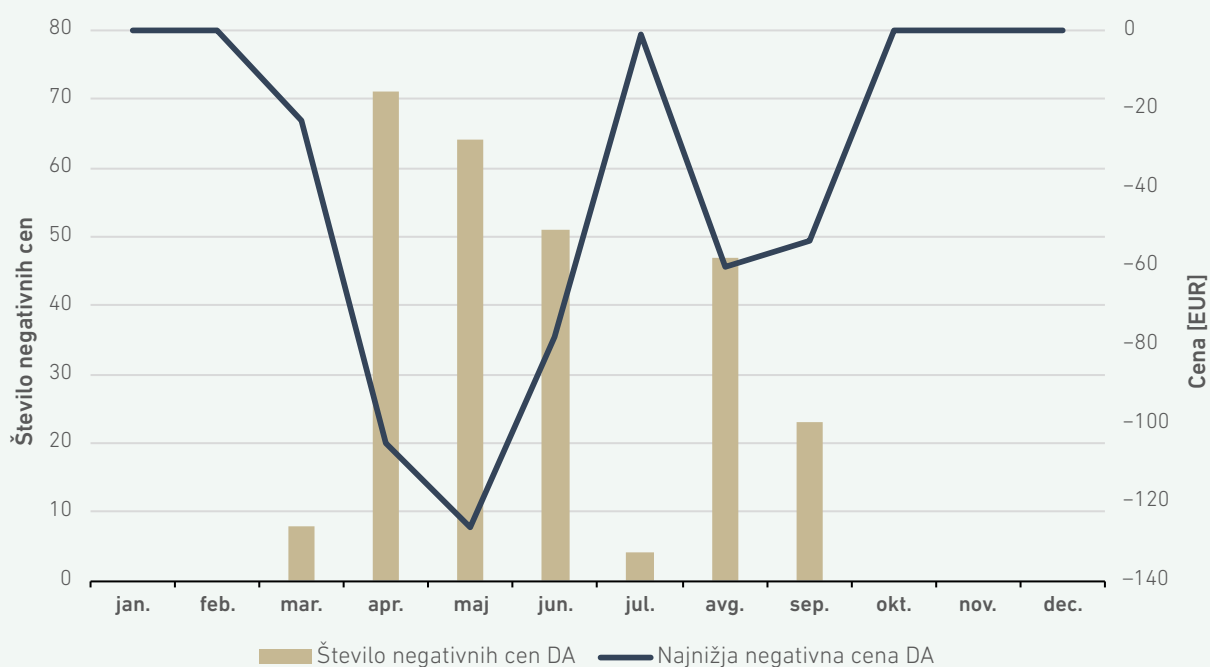
Porast negativnih cen na trgu za dan vnaprej

septembrom. V letu 2025 je bilo zabeleženih 268 primerov negativne urne cene, kar je 22,4-odstotno povečanje glede na leto 2024, ko je bilo takih primerov 219⁴⁴. Največ negativnih cen se je pojavilo v aprilu 2025, ko se je negativna cena pojavila 71-krat. Najnižja dosežena cena je bila 11. maja 2025 za uro H15 in je znašala -126,46 EUR/MWh. V letu 2024 je bila najnižja urna negativna cena dosežena za isto uro 12. maja 2024.

44 V Poročilu o stanju na področju energetike za leto 2024 je zaznana tipkarska napaka – namesto 2.019 je pravilno 219.



SLIKA 84: ANALIZA NEGATIVNIH CEN NA TRGU BSP ZA DAN VNAPREJ (DA)

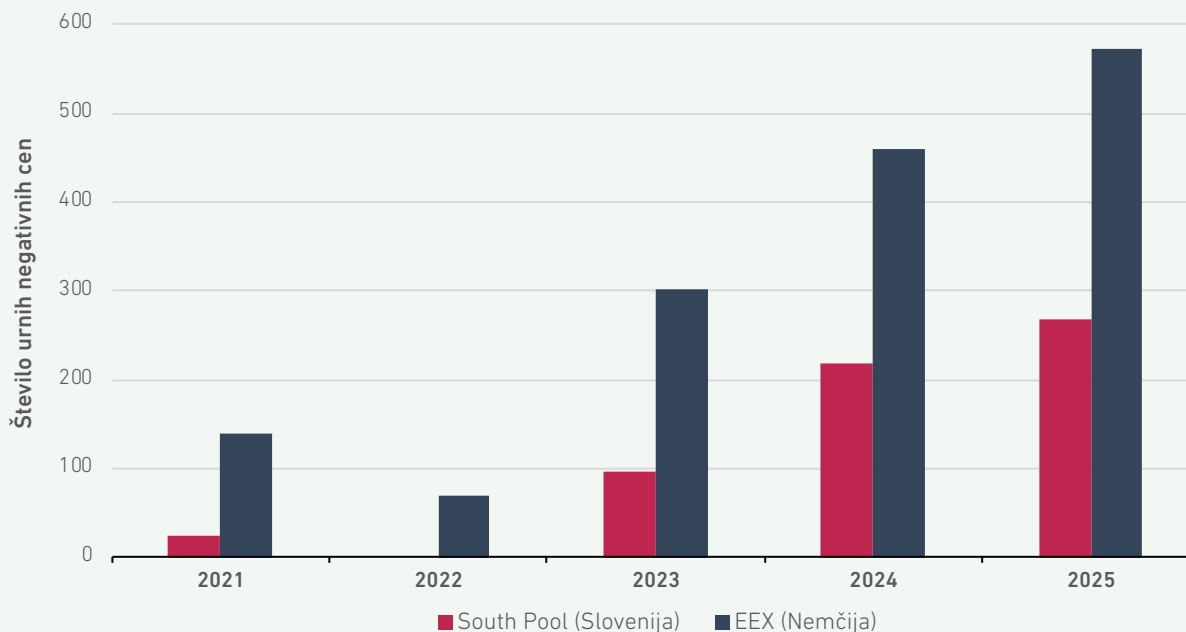


VIR: MONTEL

Rast števila ur z negativnimi cenami električne energije na trgu za dan vnaprej je v zadnjih letih postala izrazit pojav, kar potrjujejo tudi podatki za Slovenijo (BSP SouthPool) in Nemčijo (EEX). Število ur z negativnimi cenami se je v obeh trgih iz leta v leto povečevalo: v Nemčiji s 139 ur v letu 2021 na 573 ur v letu 2025, v Sloveniji pa s 23 ur na 268 ur v istem obdobju. Ta trend je predvsem posledica vse večjega deleža obnovljivih virov, zlasti sončne in vetrne energije, katerih proizvodnja je vremensko odvisna in pogosto časovno neusklajena s povpraševanjem. V obdobjih visoke proizvodnje (npr.

sončni dnevi z nizkim odjemom) lahko pride do presežkov energije, ki jih sistem ne more v celoti absorbirati, kar vodi v negativne cene. Hkrati ta pojav razkriva omejeno prožnost elektroenergetskega sistema, predvsem pomanjkanje zmogljivosti za shranjevanje energije, prilagodljive proizvodnje in odziva odjema. Povečevanje negativnih cen tako ni le posledica rasti obnovljivih virov, temveč tudi signal, da razvoj infrastrukture in tržnih mehanizmov za prožnost ne sledi dovolj hitro spremembam v proizvodni strukturi.

SLIKA 85: ŠTEVILO URNIH NEGATIVNIH CEN NA SLOVENSKI IN NEMŠKI BORZI ZA DAN VNAPREJ (DA) V OBDOBJU 2021–2025



VIR: MONTEL

Tabela 17 prikazuje rezultate primerjalne analize doseženih cen na trgu za dan vnaprej na borznih trgih BSP (Slovenija), GME (Italija), EXAA (Avstrija), CROPEX (Hrvaška) in HUPX (Madžarska) v letih 2024 in 2025.

Avstrijski trg je v letu 2025 v precej več primerih ponujal nižje cene, kar kaže na boljšo likvidnost in cenovno ugodnost EXAA v primerjavi z BSP. Padec deleža enakih cen nakazuje na večjo razliko v

strukturi trgovanja in verjetno tudi v proizvodnih razmerah. V letu 2024 se je BSP pogosto uveljavljal kot cenejši trg v primerjavi z Madžarsko in Hrvaško, v letu 2025 so se pa razmerja spremenila. Madžarski trg se je izkazal za cenejšega v kar 57 %, medtem ko se je lani kot cenejši pojavil v samo 25 %. Hrvaški trg se je letos pojavil kot cenejši v 43 %, medtem ko v letu 2024 pa v 25 %. Največje razlike ostajajo pri primerjavi z italijanskim trgom, kjer so cene precej višje.

TABELA 17: PRIMERJAVA DOSEŽENIH CEN (GLEDE NA DELEŽ UR) NA TRGU ZA DAN VNAPREJ MED BORZAMA

	Delež ur v letu 2024	Delež ur v letu 2025
Nižja cena na BSP glede na GME	76,11 %	65,42 %
Nižja cena na GME glede na BSP	13,34 %	24,71 %
Enaka cena na BSP in GME	10,55 %	9,86 %
Nižja cena na BSP glede na EXAA	23,72 %	28,29 %
Nižja cena na EXAA glede na BSP	59,91 %	60,38 %
Enaka cena na BSP in EXAA	16,37 %	11,34 %
Nižja cena na BSP glede na CROPEX	59,87 %	45,47 %
Nižja cena na CROPEX glede na BSP	24,61 %	42,81 %
Enaka cena na BSP in CROPEX	15,51 %	11,72 %
Nižja cena na BSP glede na HUPX	61,22 %	42,90 %
Nižja cena na HUPX glede na BSP	25,05 %	57,09 %
Enaka cena na BSP in HUPX	13,73 %	0,01 %

VIRA: AGENCIJA, MONTEL

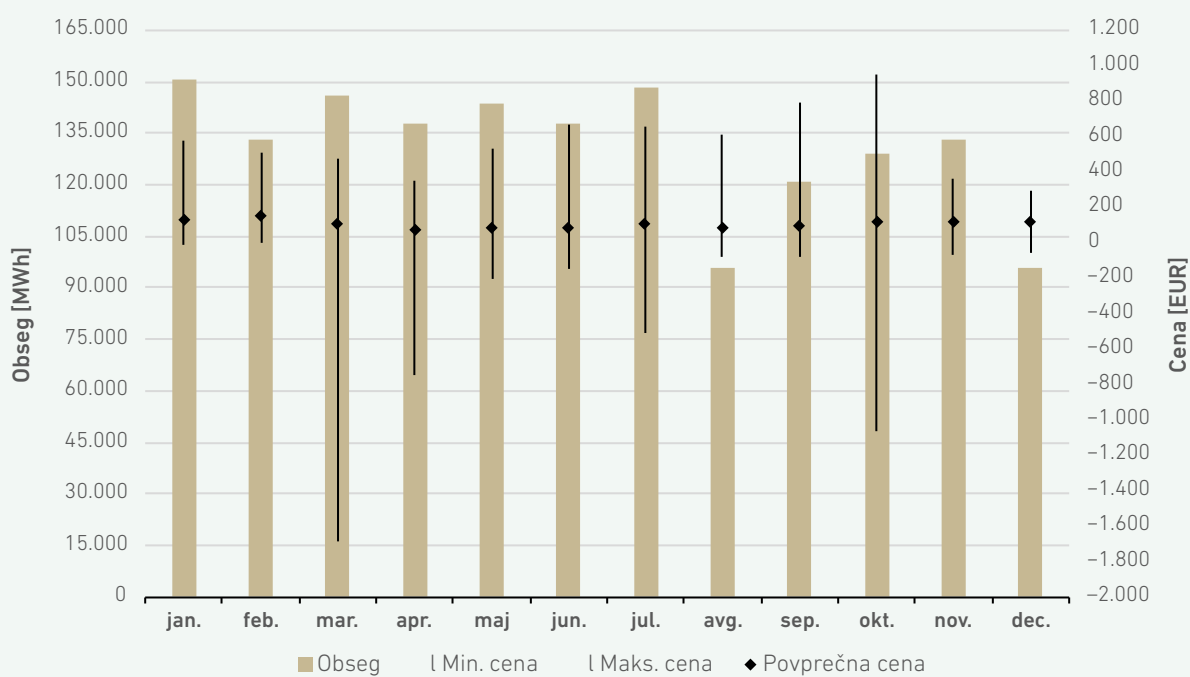


Cene na sprotnem trgu znotraj dneva

Slika 86 prikazuje gibanje trgovalnih količin in razponov povprečnih cen⁴⁵ vseh produktov na sprotnem trgu znotraj dneva. V avgustu in decembru je

prišlo do padca obsega sprotnega trgovanja, medtem ko je do največjih razponov v povprečni ceni posameznega produkta prišlo v marcu in oktobru.

SLIKA 86: OBSEG TRGOVANJA IN RAZPONI CEN NA TRGU ZNOTRAJ DNEVA



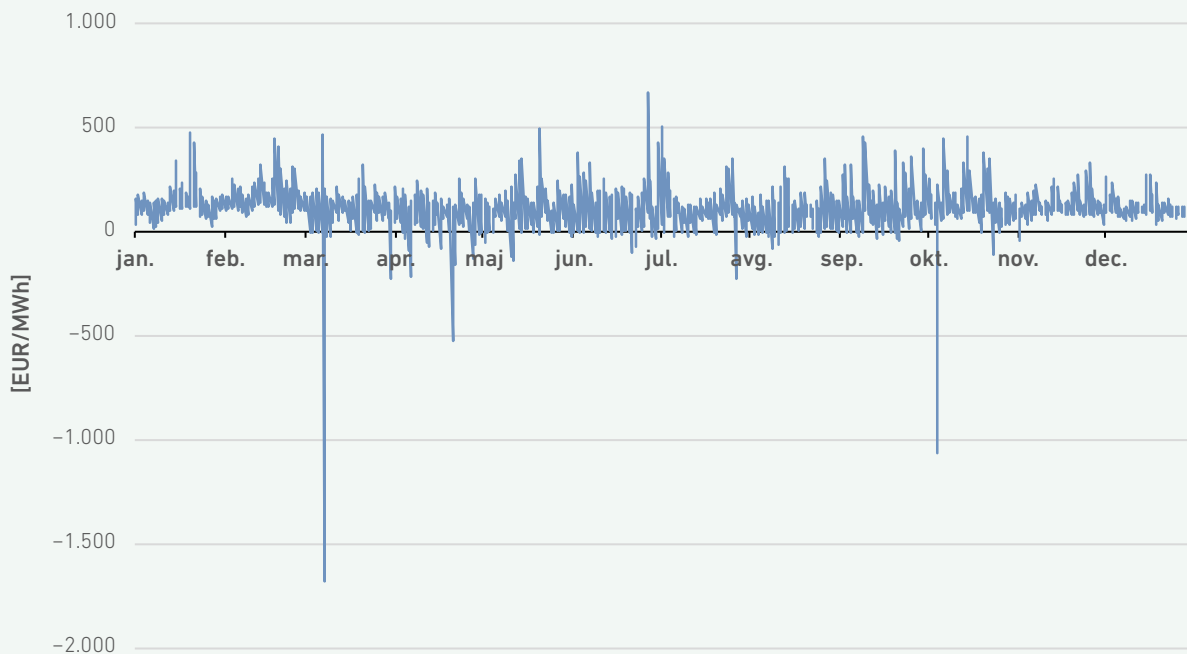
VIR: BSP

Povprečna cena urnih produktov na trgu znotraj dneva je v letu 2025 znašala 104 EUR/MWh, kar pomeni 10 % višjo ceno, kot je bila v letu 2024. Najvišja cena se za urni produkt na trgu znotraj

dneva pojavi 26. 6. 2025 za H21 in znaša 665,84 EUR/MWh, medtem ko se najnižja cena pojavi 7. 3. 2025 za H2 in znaša -1.680,8 EUR/MWh.

⁴⁵ Povprečna cena predstavlja uteženo povprečje vseh sklenjenih poslov za posamezen produkt, pri čemer je utež določena s količino posameznega posla.

SLIKA 87: RAZVOJ CEN URNEGA PRODUKTA NA BSP ID TRGU

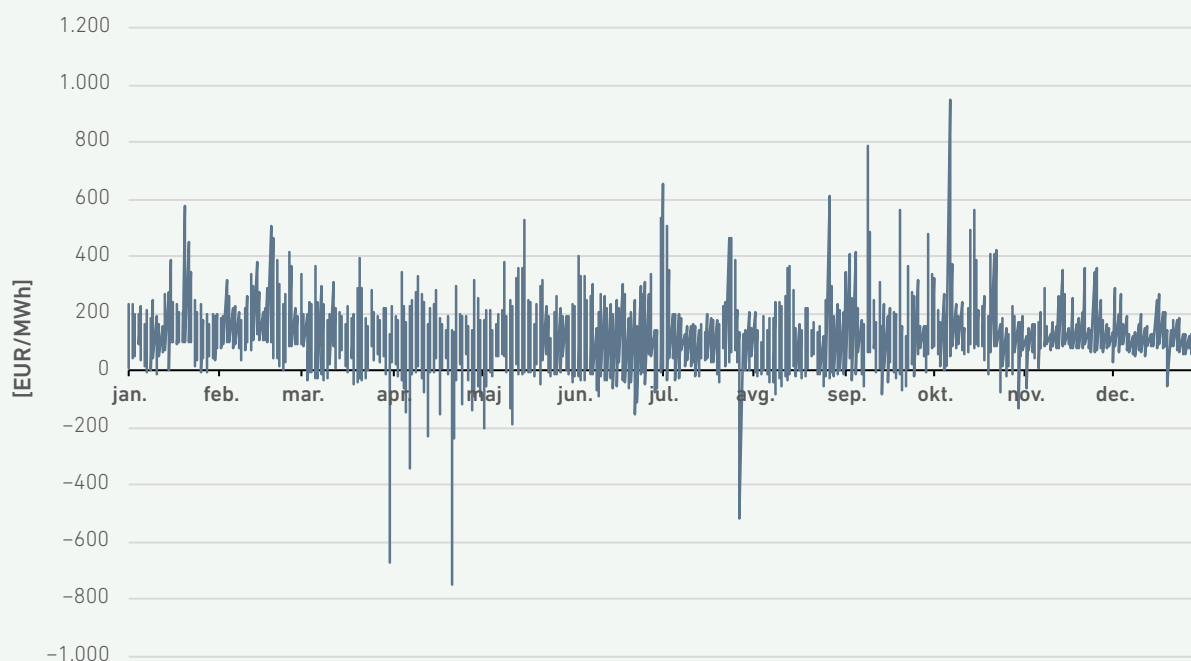


VIR: BSP

Povprečna cena 15-minutnih produktov na trgu znotraj dneva je v letu 2025 znašala 104,60 EUR/MWh, kar je skoraj 11 % več kot v letu 2024 in 2,7 % manj kot v letu 2023. Najvišja cena se za 15-minutni produkt na trgu znotraj dneva pojavi 6. 10. 2025

za interval med 8.00 in 8.15 in znaša 951,43 EUR/MWh, medtem ko se najnižja cena pojavi 20. 4. 2025 za interval med 13.45 in 14.00 ter znaša -752,17 EUR/MWh.

SLIKA 88: RAZVOJ CEN 15-MINUTNEGA PRODUKTA NA TRGU BSP ID



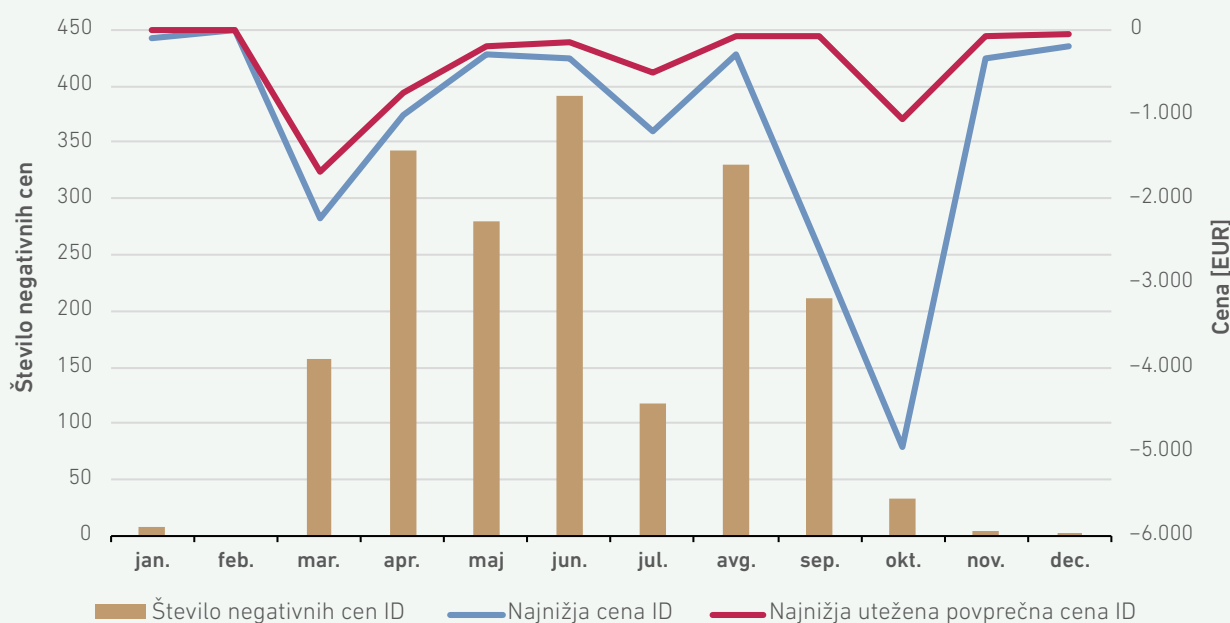
VIR: BSP

Tudi na trgu znotraj dneva je v letu 2025 prišlo do povišanja števila s količino uteženih povprečnih negativnih cen, ki so se pojavile v vseh mesecih, razen v februarju 2025. V letu 2025 je bila utežena povprečna negativna cena pri blok, urnih in 15-minutnih produktih zabeležena 1.878-krat, kar pomeni 5-odstotno povečanje glede na leto 2024, ko se je pojavila 1.781-krat. V letu 2025 je večina uteženih povprečnih negativnih cen (83 %) bilo doseženih na 15-minutnih produktih. Največ uteženih povprečnih negativnih cen se je pojavilo v juniju 2025, kjer

5-% povečanje števila uteženih povprečnih negativnih cen na trgu znotraj dneva

se skupno pri vseh produktih utežena povprečna negativna cena pojavi 392-krat. Najnižja dejanska dosežena cena je bila 4. oktobra 2025 za urni produkt H17 in je znašala -4.950,89 EUR/MWh.

SLIKA 89: OBSEG NEGATIVNIH CEN NA TRGU ZNOTRAJ DNEVA



VIR: BSP

Cene energije in zakupov razpoložljivosti na trgih sistemske izravnave

Agencija spremlja vse organizirane trge, na katerih se trguje z energijo za potrebe sistemske izravnave, tj. trg sistemskih storitev, ki ga organizira operater prenosnega sistema, in izravnalni trg operaterja trga.

Analiza v nadaljevanju je osredotočena tako na cene zakupov zmogljivosti za nudenje storitev izravnave kot tudi na cene izravnalne energije.

Cene zakupa izravnalne moči s ciljem zagotavljanja razpoložljivosti enot, ki sodelujejo na trgu sistemskih storitev, so obravnavane v poglavju Zakup potrebnih zmogljivosti za izvajanje storitev izravnave, v nadaljevanju pa analiziramo razvoj cen na obeh trgih z izravnalno energijo, in sicer na trgu frekvenčnih sistemskih storitev elektrooperaterja in izravnalnemu trgu operaterja trga.

Zakup potrebnih zmogljivosti za izvajanje storitve izravnave

V skladu z Uredbo Komisije (EU) 2017/2195 z dne 23. novembra 2017 o določitvi smernic za izravnano električne energije (v nadaljevanju Uredba (EU) 2017/2195) se za potrebe izravnave električne energije uporabljajo za vsako storitev ločeni tržni postopki. ELES je v letu 2025 nadaljeval zakup RVF na regionalni ravni, medtem ko sta zakupa potrebnih zmogljivosti za izvajanje storitve izravnave aRPF in rRPF ter nefrekvenčnih storitev še organizirana na nacionalni ravni. Postopki za oblikovanje vseevropske platforme za čezmejno izmenjavo moči aRPF, ki se pripravlja pod okriljem ENTSO-E v projektu ALPACA (Allocation of Cross-zonal Capacity and Procurement of aFRR Cooperation Agreement), še potekajo. Prav tako se na ravni EU pripravlja

projekt COBRA (Common Optimization of Balancing Reserves and CZC Allocation), ki bo v prihodnje zagotovil možnost čezmejnega zakupa zmogljivosti za aRPF in mRPF skupaj. Začetek delovanja te platforme EU konec leta 2025 še ni bil znan.

Izbor ponudnikov zagotavljanja RVF v okviru FCR Cooperation je potekal v obliki dražb za štiriurne produkte zagotavljanja rezerve, pri čemer se dražbe izvajajo na dnevni ravni.

TABELA 18: CENE RVF IN DELEŽ V SLOVENIJI ZAKUPLJENE RVF V LETU 2025

	Povprečna marginalna cena zakupa [EUR/MW/h]	Strošek zakupa brez upoštevanja dobrobiti iz FCR kooperacije [EUR]	Strošek zakupa [EUR]	Delež RVF aktivirane doma (%)
Skupaj	15,24	1.873.573	909.241	7,30 %

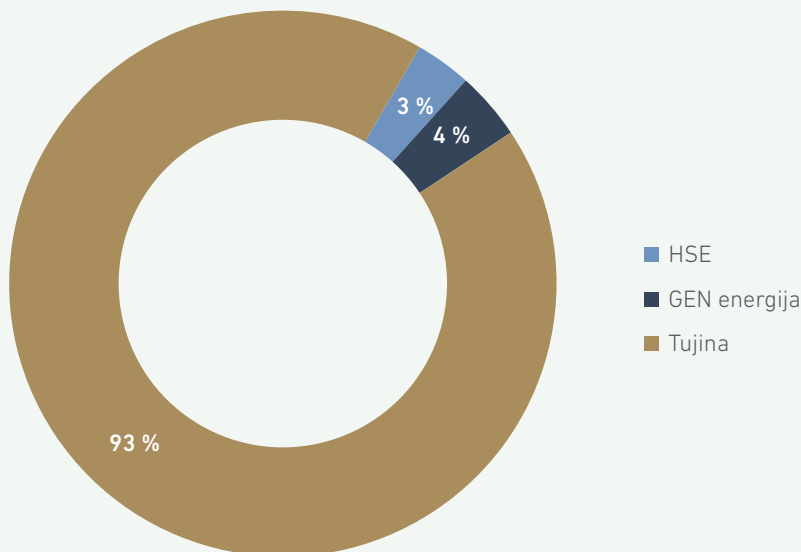
VIRA: ELES, [HTTPS://WWW.REGELLEISTUNG.NET](https://www.regelleistung.net)

Tabela 18 prikazuje skupne stroške ELES za rezervacijo rezerve za vzdrževanje frekvence (RVF) ter deleže, ki so jih zagotovili slovenski ponudniki. Povprečna marginalna cena zakupa RVF je v letu 2025 znašala 15,24 EUR/MW/h. Skupni strošek zakupa brez upoštevanja koristi iz mehanizma FCR Cooperation je znašal 1.873.573,00 EUR, medtem ko je končni strošek po upoštevanju mehanizma znašal 909.241,25 EUR. To pomeni, da je bil zaradi sodelovanja v kooperaciji skupni strošek nižji za 964.331,75 EUR.

V primerjavi z letom 2024 se je povprečna marginalna cena zakupa RVF v letu 2025 znižala (s 16,26 na 15,24 EUR/MW/h), prav tako se je znižal tudi

končni strošek zakupa. Delež aktivirane RVF iz slovenskih virov je ostal na podobni ravni (približno 7 %), kar pomeni, da večina potreb po RVF še vedno izhaja iz čezmejnega zakupa v okviru FCR Cooperation. Razpoložljivost domačih ponudnikov je bila tudi v letu 2025 večja v obdobjih zunaj zimskih mesecev, ko so bile hidrološke razmere ugodnejše. Sistem delitve stroškov in koristi v okviru FCR kooperacije še naprej omogoča nižje stroške zakupa v primerjavi z izključno nacionalnim trgov. K omejenemu deležu domačih ponudnikov prispeva več dejavnikov, med drugim nekonkurenčnost ponudb na domačem trgu ter omejena razpoložljivost ustreznih virov.

SLIKA 90: DELEŽI VIROV AKTIVIRANE RVF V LETU 2025



VIR: ELES



Ponudnike storitve aRPF za leto 2025 je ELES izvajal ločeno za moč (aRPF) in izravnalno energijo. Vsi ponudniki, ki so imeli veljavno potrdilo o tehnični sposobnosti izvajanja storitve aRPF, so lahko sodelovali na dražbah za aRPF. Izbrani ponudniki aRPF so morali vsak dan ponuditi še količino energije, ki je ustrezala na dražbi dodeljeni količini izravnalne moči, medtem ko so lahko vsi ponudniki z veljavnim potrdilom o tehnični sposobnosti izvajanja storitve aRPF ponujali izravnalno energijo do vrednosti, ki je ustrezala skupni priznani regulacijski moči aRPF. V skladu z določbami Uredbe (EU) 2017/2195 ELES tako tudi v letu 2025 ni več izvajal

letnih dražb za aRPF in rRPF. Skupno količino rezerve ± 60 MW je ELES zakupil v dveh delih, in sicer do ± 30 MW zakupa izravnalne moči na mesečnih dražbah ter preostanek ± 30 MW na dnevnih dražbah.

Sistemske storitve aRPF je v letu 2025 zagotavljalo več kvalificiranih ponudnikov (NGEN, HSE, GEN-I ter drugi), kar predstavlja povečanje števila aktivnih ponudnikov v primerjavi z letom 2024.

Ponudbe za izravnalno energijo so ponudniki oddajali do dve uri pred dobavo (H-2).

TABELA 19: REZULTATI DRAŽB ZA aRPF

Pozitivna smer izravnave (aRPF+)		
	Dodeljena količina [MW]	Povprečna utežena cena [EUR/MW/h]
Mesečne dražbe	30	8,69
Dnevne dražbe	30	8,41
Negativna smer izravnave (aRPF -)		
	Dodeljena količina [MW]	Povprečna utežena cena [EUR/MW/h]
Mesečne dražbe	30	8,20
Dnevne dražbe	30	8,08

VIR: ELES

V skladu z zahtevami za dimenzioniranje na področju zagotavljanja rRPF in sporazuma o skupnem zagotavljanju in deljenju rezerv v okviru regulacijskega bloka SHB (RDMF), v okviru katerega so si partnerji razdelili zagotavljanje potrebnih količin rRPF, je v letu 2025 ELES ohranil načrtovan zakup moči v pozitivni smeri na ravni 190 MW ter povečal načrtovani zakup v negativni smeri na 66 MW. Ključen razlog za povečanje negativne rezerve je vpliv sprememb v elektroenergetskem sistemu, predvsem zaradi večjega deleža obnovljivih virov energije.

Ponudbe za storitve rRPF je ELES za leto 2025 zbiral ločeno za moč (rRPF) in izravnalno energijo, tako za pozitivno (rRPF+) kot negativno smer (rRPF-). Pogoj za sodelovanje so imeli le ponudniki z veljavnim potrdilom o tehnični sposobnosti izvajanja storitve rRPF. Del potrebne rezerve v pozitivni smeri je ELES zagotovil z zakupom produkta moči

v letnem trajanju, preostali del potrebnega obsega v pozitivni smeri ter celoten obseg v negativni smeri pa je bil zakupljen na dnevnih dražbah za vsako posamezno uro. Sistemske storitve rRPF je v letu 2025 zagotavljalo več ponudnikov (GEN energija, GEN-I, Petrol, NGEN in KOLEKTOR sETup), kar kaže na razmeroma razpršeno strukturo ponudnikov. Storitve rRPF+ je v letu 2025 v večji meri zagotavljal en ponudnik (GEN energija), in sicer večinski delež letnega zakupa, medtem ko so preostali ponudniki sodelovali predvsem na dnevnih dražbah. Pri storitvi rRPF- je bila struktura ponudnikov bolj razpršena, pri čemer sta največji delež zagotavljala dva ponudnika, ostali pa so sodelovali z manjšimi deleži. Udeleženci na dražbah rRPF+ in rRPF- so rezervno moč zagotavljali pretežno s klasičnimi proizvodnimi enotami, del zmogljivosti pa je bil zagotovljen tudi iz drugih virov v skladu s tehničnimi pogoji za izvajanje storitve. Rezultati dražb so prikazani v tabeli 20.

TABELA 20: REZULTATI DRAŽB ZA rRPF

Pozitivna smer izravnave (rRPF+)		
	Dodeljena količina [MW]	Povprečna utežena cena [EUR/MW/h]
Letni zakup produkta	120	5,40
Dnevne dražbe	70	4,73
Negativna smer izravnave (rRPF-)		
	Dodeljena količina [MW]	Povprečna utežena cena [EUR/MW/h]
Dnevne dražbe	66	3,85

VIR: ELES

Tabela 21 prikazuje skupne stroške posameznih sistemskih storitev, ki se financirajo iz omrežnine za prenosni sistem. To so stroški nefrekvenčnih sistemskih storitev ter stroški zakupa rezervnih zmogljivosti pri frekvenčnih sistemskih storitvah, medtem ko se stroški aktivacije energije pri frekvenčnih sistemskih storitvah financirajo iz

bilančnega obračuna, katerega stroške pokrivajo odgovorni bilančnih skupin iz cen za odstopanja.

Povečanje stroškov glede na lansko leto je predvsem na področju zakupa negativne ročne rezerve za povrnitev frekvence (rRPF) v negativni smeri.

TABELA 21: STROŠKI IZVAJANJA SISTEMSKIH STORITEV V LETU 2025

Sistemska storitev	Letni strošek brez DDV [EUR]
RVF	909.241,25
Pozitivni aRPF	4.483.730,98
Negativni aRPF	4.267.606,86
Pozitivni rRPF	8.575.929,29
Negativni rRPF	2.226.966,63
Regulacija napetosti in jalove moči	3.997.560,41
Zagon agregatov brez zunanjega napajanja	2.587.248,00
Skupaj	27.048.283,42

VIR: ELES

ELES je v letu 2025 zakupil vso potrebno rezervno moč, energijo in ostale storitve v okviru predpisanih sistemskih storitev in pri tem ni zabeležil nikakršnih odmikov od načrtovanih obsegov. V posameznih primerih, ko na mesečnih in dnevni dražbah ni uspel zagotoviti predpisanih količin za storitvi aRPF oziroma rRPF, je sprožil nadomestni postopek, ki ga predvideva ZOEE. V letu 2025 je bil ta postopek aktiviran dvakrat za storitev aRPF in

štirikrat za storitev rRPF. V teh primerih je cena zakupa določila agencija s sklepi, pri čemer so bile s strani agencija pa je določila cene za dve neuspeli dražbi v vrednosti 8,63 EUR/MW/h za aRPF-, za naslednji dve dražbi za aRPF- v vrednosti 4,57 EUR/MW/h ter za eno neuspelo dražbo 5,79 EUR/MW/h za rRPF+ in 0,48 EUR/MW/h za rRPF-.



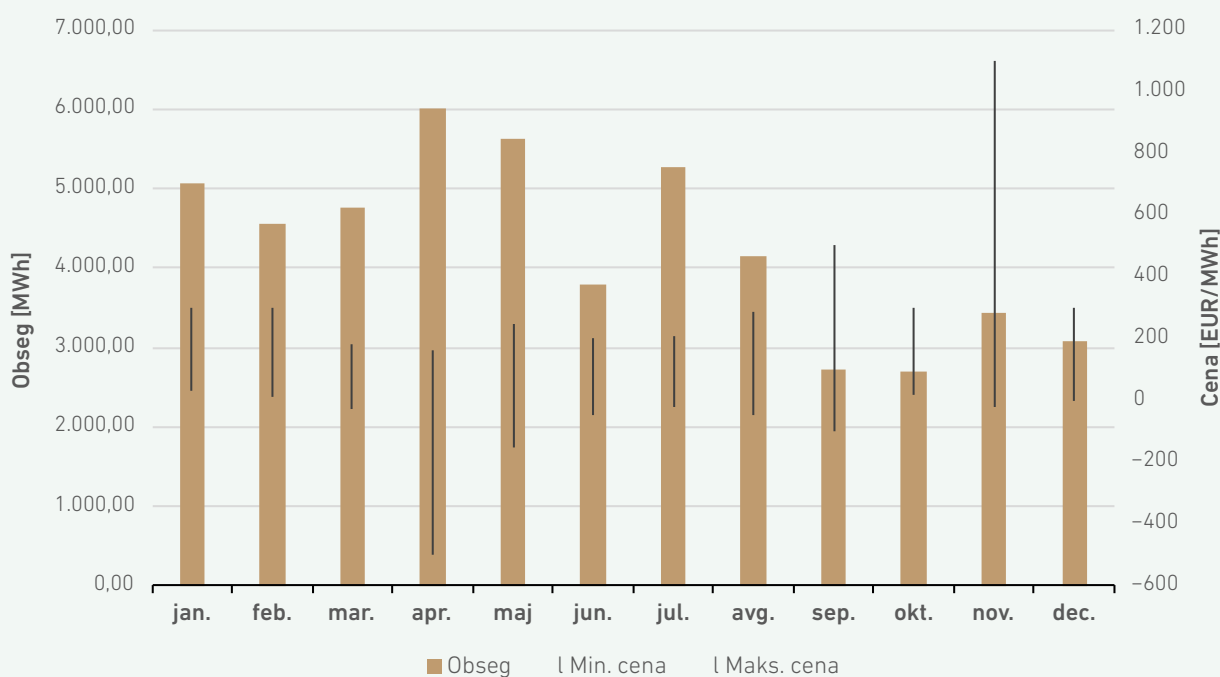
Izravnalni trg operaterja trga

Najvišja cena električne energije na izravnalnem trgu operaterja trga je v letu 2025 znašala 1.099 EUR/MWh, najnižja pa -500 EUR/MWh. Najvišje cene se pojavijo ob nakupih izravnalne energije, najnižje pa odražajo prodaje viškov energije operaterja prenosnega sistema. Na izravnalnem trgu operaterja je poleg operaterja prenosnega sistema sodelovalo še osem članov. Najvišja cena je bila dosežena 13. novembra 2025. Operater prenosnega sistema je v letu 2025 na izravnalnem

Obseg trgovanja na platformi za izravnalno energijo za 32,6 % manjši kot leto prej

trgu nekoliko več deloval kot prodajalec električne energije. V primerjavi z letom 2024 se je obseg trgovanja na platformi za izravnalno energijo zmanjšal za 32,6 %.

SLIKA 91: OBSEG TRGOVANJA IN RAZPONI CEN NA IZRAVNALNEM TRGU OPERATERJA TRGA



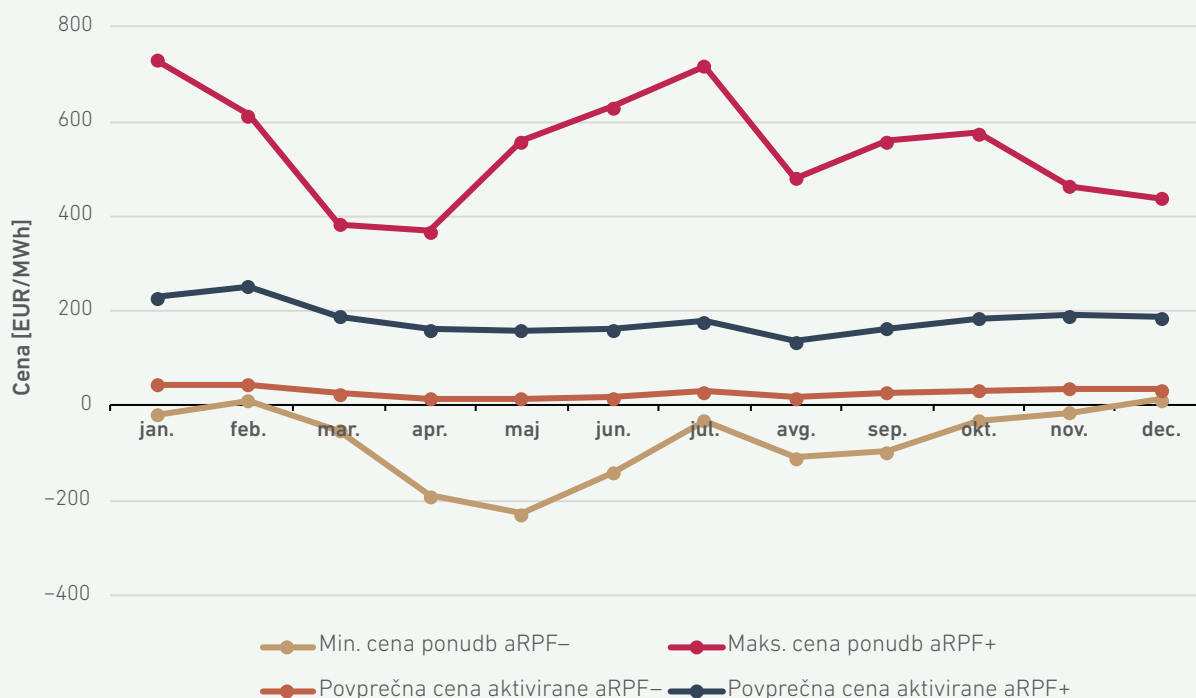
VIR: BORZEN

Trg frekvenčnih sistemskih storitev elektrooperaterja

Na trgu frekvenčnih sistemskih storitev se cene izravnalne energije pri rezervi za povrnitev frekvence (RPF) oblikujejo glede na zbrane ponudbe kvalificiranih ponudnikov storitev izravnave, in sicer ločeno za pozitivno (RPF+) in negativno (RPF-) izravnavo, ter ločeno za avtomatsko (aRPF)

in ročno rezervo za povrnitev frekvence (rRPF). Operater prenosnega sistema za zbiranje ponudb in aktivacijo energije aRPF in rRPF uporablja trgovsko platformo. Na njej se za vsako uro zbirajo energijske ponudbe, sistem pa glede na urejen seznam ponudb in potrebe po izravnavi izbere najugodnejše, kar je podlaga za aktivacijo izravnalne energije in nepreklicno sklenjen posel po principu plačila na podlagi ponudbe (angl. pay-as-bid).

SLIKA 92: GIBANJE CEN PONUDB IN AKTIVIRANE ENERGIJE aRPF



VIR: ELES

Slika 92 prikazuje gibanje cen ponudb in aktivirane energije rezerve za povrnitev frekvence aRPF- in aRPF+. Zaradi aktivacij po urejenem seznamu ponudb so realizirane cene ugodnejše od prikazane razpona cen ponudb. Najvišje mesečne povprečne cene za pozitivno izravnavo aRPF+ so bile dosežene februarja, ko je povprečna cena aktivirane energije znašala 253,08 EUR/MWh. Najnižje in s tem najmanj ugodne mesečne povprečne cene aktivirane negativne izravnave aRPF- so bile dosežene maja, ko je povprečna cena aktivirane energije znašala 14,96 EUR/MWh. Najnižja urna ponujena cena za aRPF- je bila 11. maja 2025 za uro H15 in je zaradi zamejitev cen sovpadala z najnižjo ceno na trgu za dan vnaprej ter je znašala -126,46 EUR/MWh. Največjo razliko med cenami za pozitivno in

negativno izravnavo smo beležili v februarju, ko je znašala 207,56 EUR/MWh.

Na trgu sistemskih storitev za avtomatsko rezervo aRPF je do konca leta 2025 še vedno veljal ukrep Zakona o ukrepih za obvladovanje kriznih razmer na področju oskrbe z energijo (ZUOKPOE), ki je začel veljati 22. septembra 2022. Sprva je omejeval cene ponudb z 1,3-kratnikom dosežene cene na trgu za dan vnaprej za pozitivno izravnavo ter z 0,7-kratnikom dosežene cene na trgu za dan vnaprej za negativno izravnavo. V začetku leta 2023 je zaradi nižjih cen na trgu za dan vnaprej prišlo do spremembe metodologije, pri kateri so bili na novo določeni naslednji omejitveni faktorji, ki so veljali vse do 30. 9. 2025:

TABELA 22: FAKTOR ZAMEJEVANJA aRPF, KI JE DOLOČEN GLEDE NA SIPXh IN VELJA DO 30. 9. 2025

SIPXh v EUR/MWh	Faktor aRPF+	Faktor aRPF-
Do vključno 0,00	0,8	1,2
Od 0,01 do vključno 200,00	1,8	0,2
Od 200,01 do vključno 350,0	1,5	0,5
Od 350,01 do vključno 450,00	1,4	0,6
Od 450,01	1,3	0,7

VIR: ELES



V zadnjem četrtnem letu je ELES objavil spremembo Metodologije za zamejitev cen izravnalne energije avtomatske rezerve za povrnitev frekvence, povezano s 15-minutnimi tržnimi časovnimi intervali

enotnega spajanja trgov za dan vnaprej. Metodologija je začela veljati 30. 9. 2025 in se je prvič uporabila za dan dobave 1. 10. 2025. Veljati so začeli naslednji faktorji:

TABELA 23: FAKTOR ZAMEJEVANJA aRPF, KI JE DOLOČEN GLEDE NA SIPXh IN VELJA OD 1. 10. 2025

SIPXh v EUR/MWh	Faktor aRPF+	Faktor aRPF-
Do vključno -450,01	0,7	1,3
Od -450,00 do vključno -350,01	0,6	1,4
Od -350,00 do vključno -200,01	0,5	1,5
Od -200,00 do vključno 0,00	0,2	1,8
Od 0,01 do vključno 200,00	1,8	0,2
Od 200,01 do vključno 350,00	1,5	0,5
Od 350,01 do vključno 450,00	1,4	0,6
Od 450,01	1,3	0,7

VIR: ELES

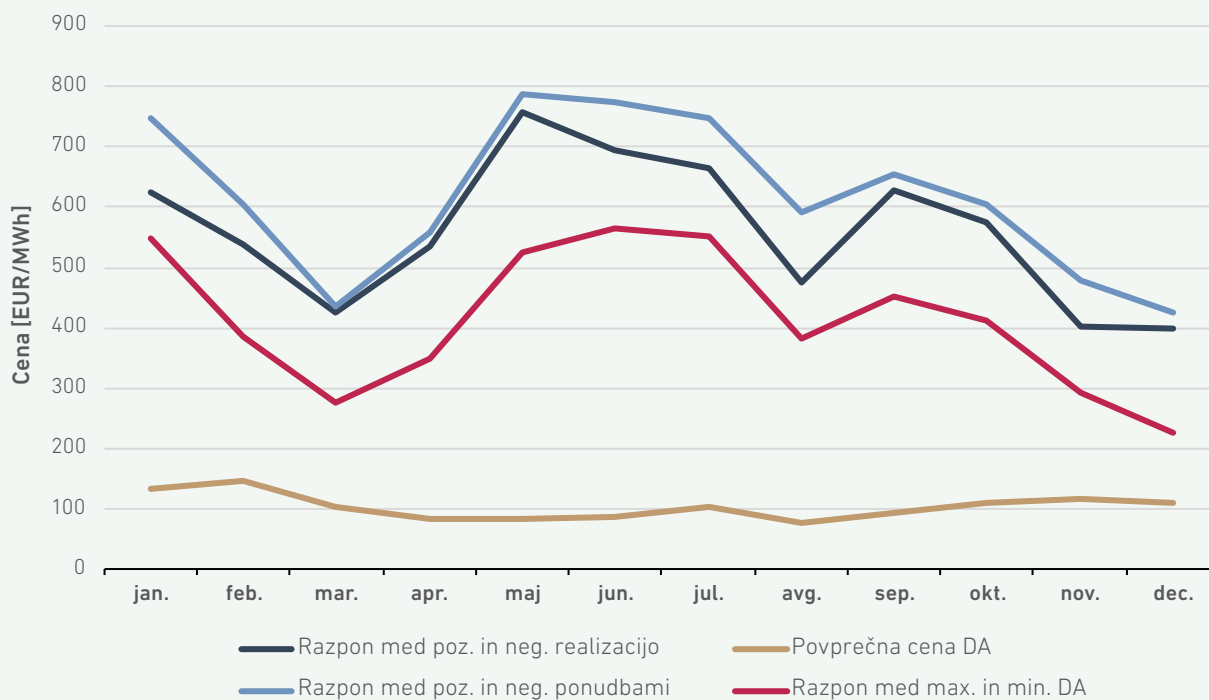
Maksimalna cena za izravnalno energijo aRPF+ in minimalna cena za izravnalno energijo aRPF- za uro dobave h se določi kot produkt SIPXh in ustreznega Faktorja aRPF+ oziroma aRPF-. Ta vrednost predstavlja maksimalno ceno za aRPF+ in minimalno ceno za aRPF-, ki jo lahko poda PSI pri oddaji energijskih ponudb za izravnalno energijo aRPF za uro dobave h.

S slike 93 je razvidno, da je v letu 2025 čez celotno leto kljub zamejitvam, navedenih v tabeli 22 in tabeli 23, prišlo do razlik pri ponudbah in realizaciji v razponu med pozitivno in negativno energijo. Sicer se v obdobju od marca do maja še vedno opazi, da

**Cene realizirane energije aRPF
ugodnejše od maksimalno zamejenih cen**

vsi ponudniki običajno dajejo ponudbe s skoraj maksimalno oziroma minimalno dovoljeno ceno, kjer se posledično tudi realizacija izvede pri teh cenah ter s tem ne privede do občutnih razlik v razponu realizirane/ponujene aRPF+/aRPF-.

SLIKA 93: KORELACIJA MED RAZPONOM MINIMALNE CENE REALIZIRANE/PONUJENE aRPF- IN MAKSIMALNE CENE REALIZIRANE/PONUJENE aRPF+, POVPREČNE CENE TRGOVANJA ZA DAN VNAPREJ IN RAZPONOM MINIMALNE IN MAKSIMALNE CENE TRGOVANJA ZA DAN VNAPREJ



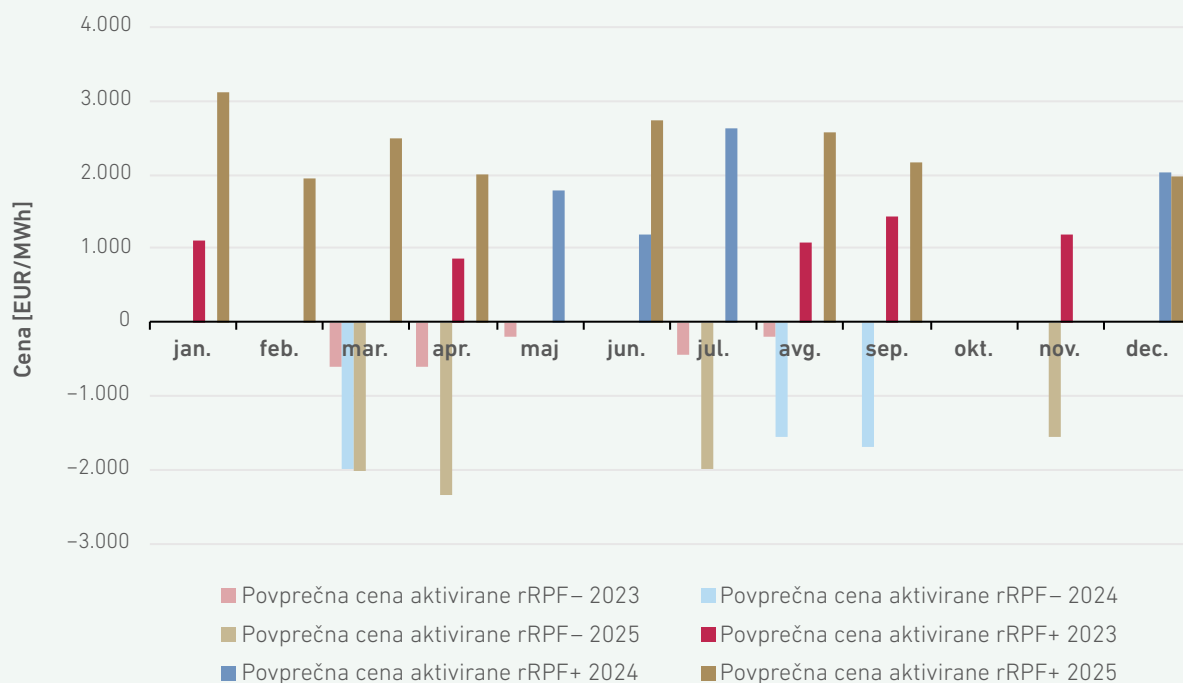
VIR: ELES

Slika 94 prikazuje povprečne cene aktivirane energije rRPF+ in rRPF- za mesece, ko je bila energija aktivirana. Cene aktivirane energije rRPF+ in rRPF- še vedno kažejo na trend naraščanja. V primerjavi z letom 2024, ko je bila pozitivna izravnava rRPF+

aktivirana v štirih mesecih, je bila v letu 2025 aktivirana v osmih mesecih. Do aktivacije ni prišlo le v maju, juliju, oktobru in novembru, medtem ko je bila negativna izravnava rRPF- aktivirana le v marcu, aprilu, juliju in novembru.



SLIKA 94: GIBANJE CEN AKTIVIRANE ENERGIJE rRPF



VIR: ELES

Tržna cena električne energije, za katero so proizvajalci upravičeni do podpore (OVE)

V letu 2025 je bilo v Sloveniji v okviru podporne sheme OVE in SPTPE proizvajalcem električne energije izplačanih podpor za 1.075,0 GWh proizvedene električne energije, od tega je bilo za 872,7 GWh izplačanih obratovalnih podpor, 202,3 GWh električne energije pa je bilo v okviru zagotovljenega odkupa prevzete s strani Centra za podpore. Proizvajalci, vključeni v podporno shemo, ki so prejeli obratovalno podporo, so proizvedeno električno energijo samostojno prodali na trgu oziroma so jo porabili v okviru lasnega odjema. Pri prodaji na trgu so v letu 2025 dosegli povprečno ceno 45,63 EUR/MWh, kar je 67,5 % vrednosti dosežene povprečne cene v letu 2024. Električna energija, prevzeta od proizvajalcev v okviru zagotovljenega

odkupa s strani Centra za podpore, je bila za leto 2025 prodana na dražbi, izvedeni v skladu s Pravili za prenos EKO skupine Centra za podpore, po ceni 70,92 EUR/MWh, medtem ko je bila na dražbi za električno energijo Centra za podpore za leto 2024 dosežena cena 109,11 EUR/MWh. Uteženo povprečje obeh cen na trgu prodane električne energije, za katero so proizvajalcem izplačane tudi podpore, je v letu 2025 znašalo 50,39 EUR/MWh in je bilo za 51,9 % nižje od povprečne urne cene na BSP, ki je za leto 2025 znašala 104,69 EUR/MWh. Povprečna prodajna cena električne energije, ki so jo na trgu dosegli proizvajalci, ki prejemajo obratovalno podporo, pa je bila v letu 2025 56,4 % nižja od povprečne urne cene na BSP.

TABELA 24: PRIMERJAVA POVPREČNE PRODAJNE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE, ZA KATERO SO PROIZVAJALCI UPRAVIČENI DO PODPORE, S POVPREČNO LETNO CENO PASOVNE ELEKTRIČNE ENERGIJE NA BSP V OBDOBJU 2018–2025

Leto	Povprečna prodajna cena proizvajalcev z obratovalno podporo [EUR/MWh] ⁴⁶	Dosežena cena na dražbi Centra za podpore [EUR/MWh]	Uteženo povprečje obeh cen [EUR/MWh]	Povprečna urna cena na BSP [EUR/MWh]
2018	44,05	47,33	44,54	51,16
2019	55,41	58,88	55,86	48,74
2020	52,66	55,87	53,10	37,55
2021	44,84	43,86	44,71	115,03
2022	106,69	125,11	108,71	274,47
2023	169,54	317,00	190,87	104,33
2024	67,57	109,11	84,84	91,29
2025	45,63	70,92	50,39	104,69

VIRI: AGENCIJA, BORZEN, BSP

Trgovanje z emisijskimi kuponi

Emisijski kupon je splošen izraz za potrdilo oziroma dovoljenje, ki pomeni pravico do izpusta ene tone ekvivalenta ogljikovega dioksida pri izpustu toplogrednih plinov v ozračje.

Prilagoditve brezplačne dodelitve pravic do emisije toplogrednih plinov, ki so bile uvedene z Direktivo (EU) 2018/410⁴⁷ in so začele učinkovati z Izvedbeno uredbo Komisije (EU) 2019/1842⁴⁸, so izboljšale učinkovitost in spodbude, ki jih zagotavlja brezplačna dodelitev, vendar so povečale upravno breme in povzročile, da pretekli datum izdaje brezplačne dodelitve 28. februarja ni bil uresničljiv. Da bi se bolje upoštevale prilagoditve brezplačne dodelitve pravic, je bilo ustrezno opraviti prilagoditve ciklusa skladnosti. Rok, do katerega morajo pristojni organi brezplačno dodeliti pravice, je bil prestavljen z 28. februarja na 30. junij, rok, do katerega morajo upravljavci predati pravice, pa s 30. aprila na 30. september (Direktiva (EU) 2023/959⁴⁹).

Slika 95 prikazuje gibanje cene emisijskih kuponov za terminske⁵⁰ pogodbe z zapadlostjo v decembru 2025 (produkt EUA na borzi EEX) in odraža relativno stabilno, a postopno naraščajočo dinamiko

**Povprečna cena emisijskih kuponov
12 % višja glede na preteklo leto**

med letom. Povprečna cena v opazovanem obdobju je znašala približno 74 EUR za tono CO₂ in je približno za 12 % višja v primerjavi s povprečno ceno emisijskih kuponov iz leta 2024 za terminske pogodbe z zapadlostjo v decembru 2024. Najnižja poravnalna cena emisijskih kuponov v letu je bila dosežena ob koncu trgovalnega dne 9. aprila 2025 (60,94 EUR za tono CO₂), medtem ko je najvišja poravnalna cena emisijskih kuponov v letu bila dosežena ob koncu trgovalnega dne 15. decembra 2025 (85 EUR za tono CO₂). V začetku drugega četrtletja 2025 je bila zaznana močna korekcija cen navzdol. Ta padec je mogoče povezati z zmernim povpraševanjem po emisijskih kuponih zaradi ugodnih vremenskih razmer, nižje proizvodnje iz fosilnih goriv in makroekonomskih dejavnikov, ki so vplivali na energetske trge in finančne tokove.

⁴⁶ Povprečna cena je objavljena na podlagi 20. člena ZSROVE (v povezavi s 118. členom ZSROVE-1).

⁴⁷ Direktiva (EU) 2018/410 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 14. marca 2018 o spremembi Direktive 2003/87/ES za krepitev stroškovno učinkovitega zmanjšanja emisij in nizkoogljičnih naložb ter Sklepa (EU) 2015/1814

⁴⁸ Izvedbena uredba Komisije (EU) 2019/1842 z dne 31. oktobra 2019 o določitvi pravil za uporabo Direktive 2003/87/ES Evropskega parlamenta in Sveta v zvezi z nadaljnjimi ureditvami za prilagoditve brezplačne dodelitve pravic do emisije zaradi sprememb ravni dejavnosti

⁴⁹ Direktiva (EU) 2023/959 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 10. maja 2023 o spremembi Direktive 2003/87/ES o vzpostavitvi sistema za trgovanje s pravicami do emisije toplogrednih plinov v Uniji ter Sklepa (EU) 2015/1814 o vzpostavitvi in delovanju rezerve za stabilnost trga za sistem Unije za trgovanje z emisijami toplogrednih plinov

⁵⁰ Terminske pogodbe delimo na dolgoročne in kratkoročne. Dolgoročne terminske pogodbe zapadejo v obdobju, daljšem od enega leta (primer je denimo terminska pogodba z dobavo v letu 2025), medtem ko kratkoročne pogodbe zapadejo v obdobju, krajšem od enega leta (primer je denimo terminska pogodba z dobavo v decembru 2025).



V nadaljevanju leta so se cene postopoma stabilizirale in gibale v razponu med približno 65 in 75 EUR/t, pri čemer so nihanja odražala kratkoročne spremembe na energetskih trgih, zlasti gibanje cen plina in obseg proizvodnje električne energije iz fosilnih virov, ki neposredno vplivata na povpraševanje po emisijskih kuponih. V drugi polovici leta je opazen postopen trend rasti cen, ki proti koncu leta preseže 80 EUR/t in doseže najvišje vrednosti približno 85 EUR/t.

Rast cen v zadnjem delu leta je mogoče pripisati kombinaciji dejavnikov: pričakovanjem glede zaostrovanja sistema EU ETS (zmanjševanje razpoložljive količine kuponov), večjemu povpraševanju zaradi sezonsko višje proizvodnje električne energije iz fosilnih virov ter vplivu cen energentov. Na strani ponudbe so na gibanje cen vplivali tudi ukrepi EU v okviru načrta RE-PowerEU, ki so z dodatnimi dražbami emisijskih kuponov njihovo razpoložljivost na trgu povečali.

SLIKA 95: GIBANJE CENE EMISIJSKIH KUPONOV (EUA) NA BORZI EEX ZA LETO 2025



VIR: MONTEL

Poleg tržnih mehanizmov pa k učinkovitemu delovanju sistema EU ETS pomembno prispevajo tudi regulativni ukrepi za zagotavljanje skladnosti. V tem okviru je za leto 2024 globa za vsako začeto tona ekvivalenta ogljikovega dioksida, za katero upravljavec ne predloži ustreznega števila emisijskih kuponov, znašala 130,34 EUR. Višina globe

se vsako leto usklajuje z evropskim indeksom cen življenjskih potrebščin, končno pa jo določi vlada s sklepom v drugi polovici leta za preteklo koledarsko leto. Plačilo globe upravljavca ne razbremeni obveznosti predaje manjkajočih kuponov, kar dodatno krepi disciplino udeležencev in stabilnost sistema.

Preglednost veleprodajnega trga

Uredba (EU) št. 1227/2011 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 25. oktobra 2011 o celovitosti in preglednosti veleprodajnega energetskega trga (v nadaljevanju REMIT) predstavlja temeljni pravni okvir za zagotavljanje celovitosti, preglednosti in učinkovitega nadzora nad trgovanjem na veleprodajnih energetskega trga. V poročevalskem obdobju leta 2025 je bila njena izvedba na področju poročanja podatkov podrobneje urejena z Izvedbeno Uredbo (EU) 1348/2014⁵¹. Regulativni okvir je bil v letu 2024 dodatno nadgrajen z Uredbo (EU) 2024/1106 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 11. aprila 2024 o spremembi uredb (EU) št. 1227/2011 in (EU) 2019/942 v zvezi z izboljšanjem zaščite Unije pred tržno manipulacijo na veleprodajnem energetskega trgu, znano tudi kot REMIT II.⁵² Skupaj z nacionalno energetsko zakonodajo, zlasti Energetskim zakonom (EZ-2), ki je od 8. 5. 2024 nadomestil predhodno ureditev po EZ-1, navedeni akti tvorijo celovit pravni okvir za spremljanje, nadzor in preprečevanje zlorab na veleprodajnih trgih z električno energijo in plinom. Ta okvir temelji na treh ključnih sklopih: prepovedi trgovanja na podlagi notranjih informacij in tržnih manipulacij, obveznosti učinkovite in pravočasne objave notranjih informacij ter sistemu celovitega spremljanja trga, vključno s poročanjem podatkov pristojnim organom.

Spremljanje trga na podlagi REMIT vključuje spremljanje vseh veleprodajnih energetskega produktov, vključno z naročili za trgovanje ne glede na mesto trgovanja. Sem so vključeni še temeljni podatki o razpoložljivosti energetske infrastrukture. Vrsto in način poročanja podatkov je za poročevalsko leto 2025 opisovala Izvedbena Uredba (EU) 1348/2014.

Vsi podatki se centralno zbirajo pri Agenciji za sodelovanje energetskih regulatorjev (ACER). ACER na podlagi sporazuma posreduje agenciji podatke, ki jih ta potrebuje za spremljanje nacionalnega energetskega trga. Dnevno pošilja podatke, ki zadevajo slovensko trgovalno območje, in podatke o trgovanju v EU, povezane z aktivnostjo udeležencev, ki so registrirani pri agenciji.

V skladu z REMIT se morajo tržni udeleženci registrirati pri nacionalnem regulativnem organu v državi članici, v kateri so bili ustanovljeni ali so rezidenti. Če niso ustanovljeni v državi članici EU in niso rezidenti nobene države članice, se morajo registrirati v državi članici, v kateri so dejavni. Po prehodu z nacionalnega registra tržnih udeležencev po REMIT (NAREMP) na centralni evropski register CEREMP (Central European Registry for Energy Market Participants) konec leta 2024 je agencija v letu 2025 aktivnosti registracije tržnih udeležencev izvajala neposredno na ravni centralnega evropskega registra, ki ga upravlja ACER. Prehod na CEREMP prispeva k učinkovitejšemu upravljanju registracijskih podatkov, večji primerljivosti podatkov na ravni EU in tesnejši povezanosti nacionalnega nadzora z evropskim sistemom spremljanja trga.

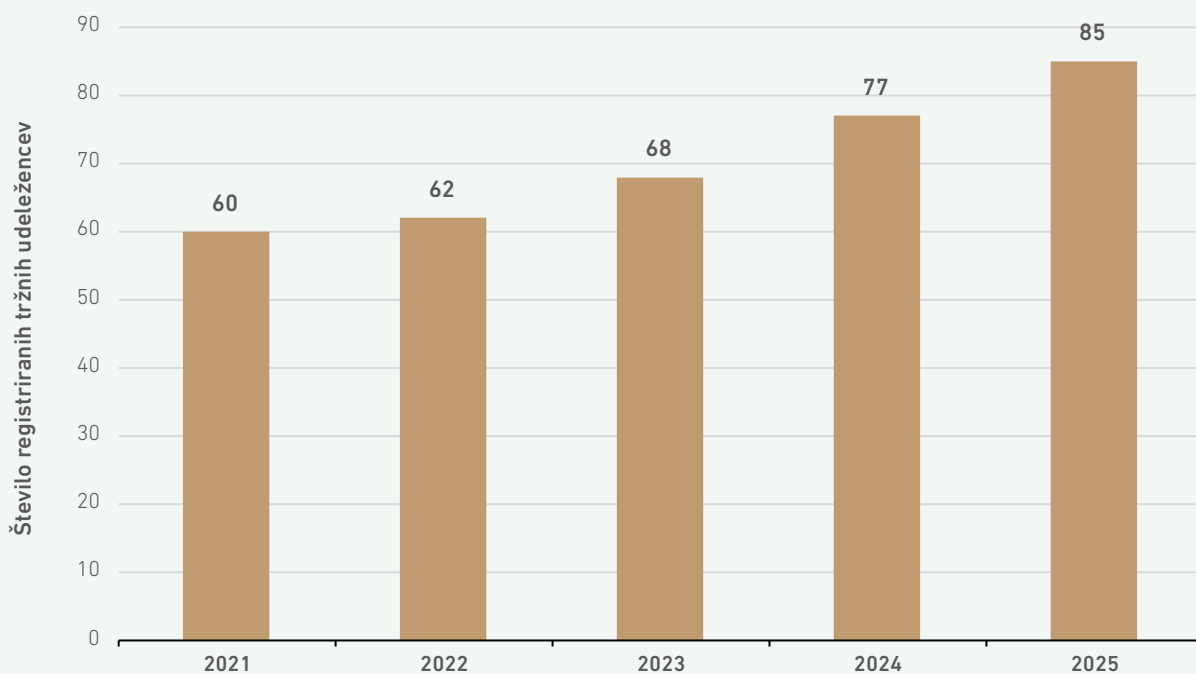
Število registriranih tržnih udeležencev se je tudi v letu 2025 povečalo. V letu 2021 je bilo registriranih 60 tržnih udeležencev, v letu 2022 62, v letu 2023 68, v letu 2024 77, v letu 2025 pa 85 tržnih udeležencev. Rast števila registriranih udeležencev kaže na nadaljnji razvoj in večjo razvejanost veleprodajnega energetskega trga ter posledično na pomen učinkovitega spremljanja in nadzora nad ravnanjem tržnih udeležencev.

51 Izvedbena uredba Komisije (EU) št. 1348/2014 z dne 17. decembra 2014 o sporočanju podatkov v skladu s členom 8(2) in (6) Uredbe (EU) št. 1227/2011 Evropskega parlamenta in Sveta o celovitosti in preglednosti veleprodajnega energetskega trga (v nadaljevanju Izvedbena Uredba (EU) 1348/2014) je bila v letu 2025 še veljavna in zato relevantna za poročevalsko obdobje, na katero se nanaša to poročilo. Po koncu poročevalskega obdobja je bila z učinkom od 29. aprila 2026 razveljavljena z Izvedbeno uredbo Komisije (EU) 2026/256 z dne 30. januarja 2026 o sporočanju podatkov v skladu s členom 7c(2) ter členom 8(1a), (2) in (6) Uredbe (EU) št. 1227/2011 Evropskega parlamenta in Sveta o celovitosti in preglednosti veleprodajnega energetskega trga ter razveljavitvi Izvedbene uredbe Komisije (EU) št. 1348/2014. Navedeno ne vpliva na njeno upoštevnost pri obravnavi stanja in izvajanja REMIT v letu 2025.

52 Povezava do slovenskega besedila uredbe REMIT II: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SL/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401106



SLIKA 96: REGISTRACIJA TRŽNIH UDELEŽENCEV V SLOVENIJI V OBDOBJU 2021–2025



VIR: AGENCIJA

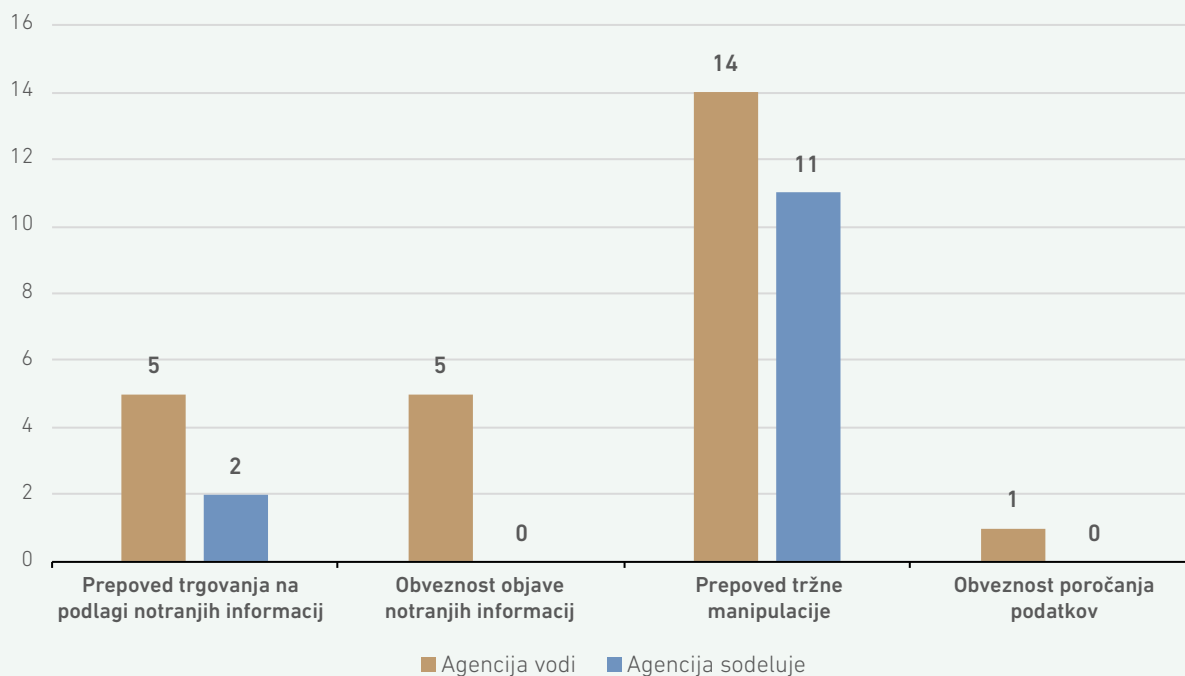
Pri obravnavi primerov kršitev REMIT agencija tesno sodeluje z nacionalnimi regulativnimi organi drugih držav članic in z ACER, ki zagotavlja koordiniran pristop pri reševanju čezmejnih primerov. S celovitim, podatkovno podprtim in proaktivnim nadzorom agencija prispeva k večji preglednosti, poštenosti in stabilnosti veleprodajnega energetskega trga ter krepitvi zaupanja v njegovo delovanje.

Agencija je v okviru spremljanja veleprodajnih energetskih trgov po uredbi REMIT v letu 2025 vodila 22 primerov, pri 11 primerih pa je sodelovala s tujimi nacionalnimi regulativnimi organi oziroma nudila strokovno pomoč v postopkih, ki jih vodijo drugi pristojni organi. Skupno je bila agencija vključena v 33 primerov. Število primerov, ki jih agencija vodi ali pri katerih sodeluje, se lahko medletno spreminja, zlasti kadar se zaradi dodatno

ugotovljenih dejstev spremeni pristojnost za nadaljnjo obravnavo primera ali kadar primer v nadaljnji fazi prevzame drug nacionalni regulativni organ.

Glede na očitane vrste kršitev je bilo največ primerov povezanih s prepovedjo tržne manipulacije. Skupno je bilo evidentiranih 25 očitkov oziroma sumov kršitev prepovedi tržne manipulacije, od tega jih je agencija vodila 14, pri 11 pa je sodelovala. Poleg tega je bilo evidentiranih sedem očitkov oziroma sumov kršitev prepovedi trgovanja na podlagi notranjih informacij, pet očitkov oziroma sumov kršitev obveznosti objave notranjih informacij ter en očitek oziroma sum kršitve obveznosti poročanja podatkov. V posameznem primeru je lahko predmet obravnave več različnih vrst domnevnih kršitev, zato je skupno število očitanih vrst kršitev lahko višje od števila obravnavanih primerov.

SLIKA 97: ŠTEVILO KRŠITEV PO VRSTAH KRŠITEV, KI SE OČITAJO TRŽNIM UDELEŽENCEM V POSTOPKIH, V KATERE JE VKLJUČENA AGENCIJA

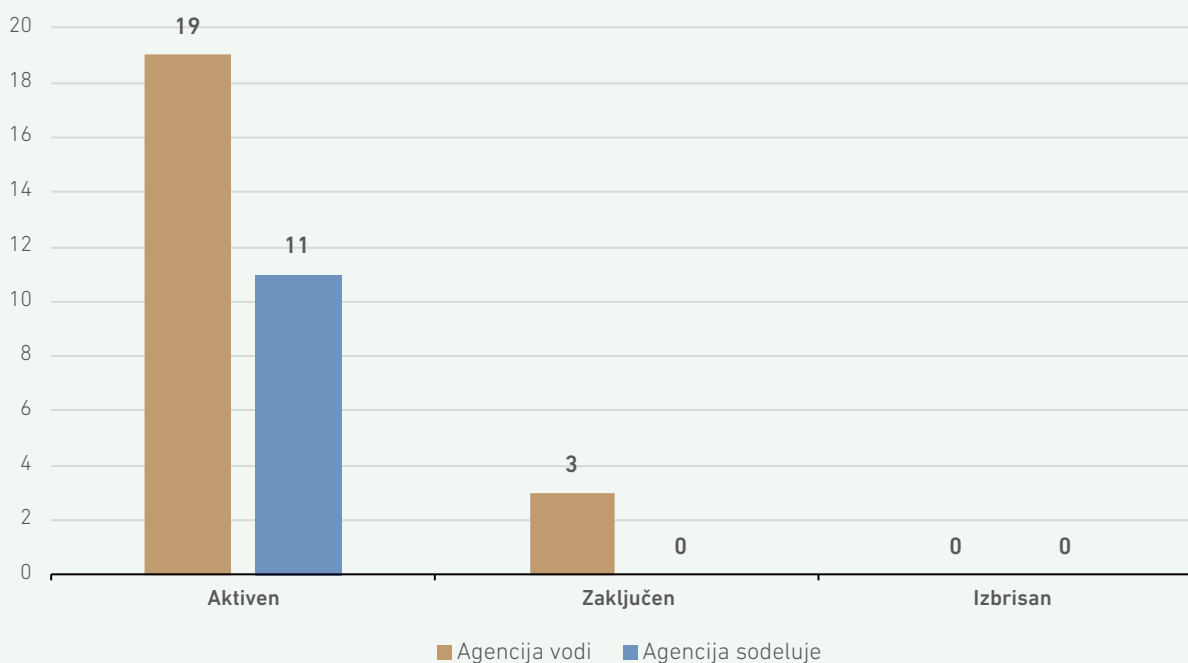


VIR: AGENCIJA

Pregled statusa primerov⁵³ kaže, da je bilo v letu 2025 skupno 30 primerov evidentiranih kot aktivnih, trije primeri pa so bili zaključeni. Izbrisanih primerov ni bilo.

Od aktivnih primerov jih je agencija vodila 19, pri 11 pa je sodelovala s tujimi nacionalnimi regulativnimi organi. Vsi trije zaključeni primeri so bili primeri, ki jih je vodila agencija.

SLIKA 98: STATUS PRIMEROV REMIT V LETU 2025



VIR: AGENCIJA

⁵³ Pri povzemanju statusa primerov se uporablja terminologija ACER iz sistema Case Management Tool (v nadaljevanju CMT), in sicer: Aktiven (ang. Open) pomeni, da je primer še v obravnavi; Zaključen (ang. Closed) pomeni, da je bil primer formalno zaključen; Izbrisan (ang. Deleted) pa pomeni, da je bil primer izbrisan oziroma ni več predmet obravnave.

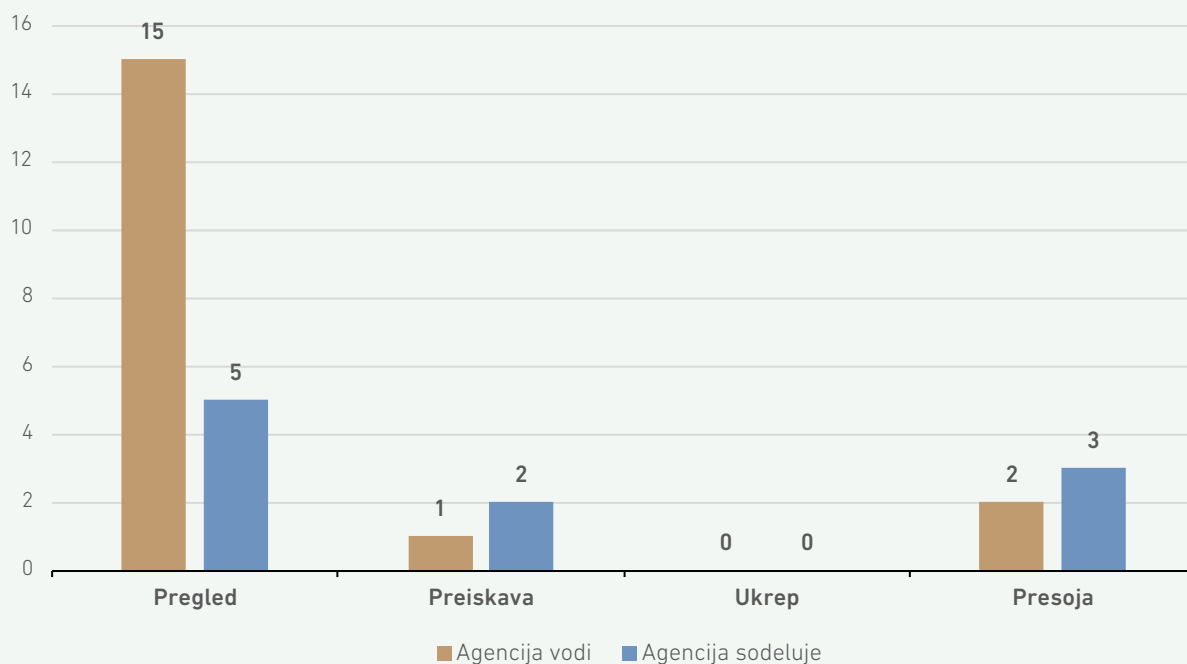


Aktivni primeri REMIT so bili v letu 2025 v različnih fazah obravnave. Največ primerov je bilo v fazi pregleda (ang. Review), in sicer 20 primerov, od tega jih je agencija vodila 15, pri petih pa je sodelovala s tujimi nacionalnimi regulativnimi organi. Pregled pomeni začetno fazo obravnave, v kateri se ugotavljajo osnovna dejstva in okoliščine domnevne kršitve, pridobivajo pojasnila in podatki ter presoja, ali obstajajo zadostni razlogi za nadaljnjo obravnavo ali zaključek primera.

V fazi preiskave (ang. Investigation) so bili trije primeri, od tega je agencija vodila enega, pri dveh pa je sodelovala. Preiskava pomeni poglobljeno

obravnavo primera, kadar so razlogi za sum kršitve že dovolj utemeljeni. V fazi evalvacije oziroma (zaključne) presoje (ang. Evaluation) je bilo pet primerov, od tega je agencija vodila dva, pri treh pa je sodelovala. Presoja zajema oceno zbranih ugotovitev in odločanje o nadaljnjih procesnih korakih, vključno z zaključkom primera pri nacionalnem regulativnem organu, tehničnim zaprtjem primera v sistemu CMT ali nadaljevanjem zadeve v sodno fazo oziroma presojo, kadar je zoper odločitev nacionalnega regulativnega organa vloženo pravno sredstvo. V izvršilni fazi oziroma fazi ukrepanja (ang. Enforcement) v letu 2025 ni bilo evidentiranih primerov.

SLIKA 99: FAZE AKTIVNIH PRIMEROV REMIT V LETU 2025



VIR: AGENCIJA

V letu 2025 je odpravljenih nekaj pomembnih nepravilnosti pri poročanju trgovanih podatkov. S tem se krepi tudi kakovost podatkov, ki so podlaga za spremljanje trga in zaznavanje potencialnih zlorab.

V letu 2025 so bile prepoznane tudi zakonske in procesne omejitve v zvezi z izvrševanjem uredbe REMIT II, zlasti pri obravnavi primerov, v katerih nastopajo tuji tržni udeleženci. Agencija je na to problematiko opozorila Evropsko komisijo, ki je izpostavljene izzive prepoznala tudi v okviru aktivnosti za učinkovitejšo implementacijo uredbe

REMIT II. Ker prenovljena ureditev zahteva učinkovit, sorazmeren in odvračilen sistem sankcij ter izvršilnih ukrepov, bo treba zagotoviti tudi ustrezno prilagoditev nacionalnega materialnega in procesnega okvira. Prenovljeni 18. člen REMIT določa, da morajo biti sankcije učinkovite, sorazmerne in odvračilne, države članice pa morajo določene nacionalne rešitve Evropski komisiji priglasiti do 8. maja 2026. Ustrezna nacionalna implementacija je zato pomemben pogoj za dejansko izvršljivost prenovljenega evropskega okvira in učinkovito zaščito veleprodajnega energetskega trga pred zlorabami.

Na področju skladnosti so aktivnosti agencije prispevale h krepitvi preventivnega nadzora in spodbujanju odgovornega ravnanja tržnih udeležencev pri izpolnjevanju obveznosti po uredbi REMIT. S sistematičnim spremljanjem ravnanj na trgu in obravnavo vprašanj, pomembnih za zagotavljanje skladnosti, agencija prispeva k večji ozaveščenosti tržnih udeležencev, izboljšanju kakovosti notranjih postopkov ter doslednejšemu spoštovanju pravil, ki zagotavljajo preglednost in celovitost veleprodajnega energetskega trga. Učinek teh aktivnosti

Izvajanje REMIT II zakonsko in procesno omejeno

se kaže v zmanjševanju tveganj za nepravilnosti, krepitvi zaupanja v delovanje trga ter oblikovanju stabilnejšega in bolj preglednega regulativnega okolja.

Učinkovitost trga

Evidentiranje zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi

Evidentiranje zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi opravlja operater trga Borzen. So podlaga za izdelavo tržnih načrtov članov bilančne sheme in za izdelavo obratovalnega voznege reda operaterja prenosnega sistema, po dobavi pa za izračun bilančnega odstopanja nosilcev bilančnih skupin.

Borzen evidentira vse zaprte pogodbe, ki vplivajo na energijsko bilanco člana slovenske bilančne sheme. Evidentira vse pogodbe, sklenjene med člani bilančne sheme, pogodbe, sklenjene na energetski borzi, ter uvozno-izvozne zaprte pogodbe. Pogodbe, ki so bile sklenjene na bilateralnih trgih, so del evidentiranih uvozno-izvoznih zaprtih pogodb in zaprtih pogodb, sklenjenih med člani bilančne sheme. Za bilateralno trgovanje je značilno, da je izvedeno med dvema pogodbenima strankama izven organiziranega borznega trga.

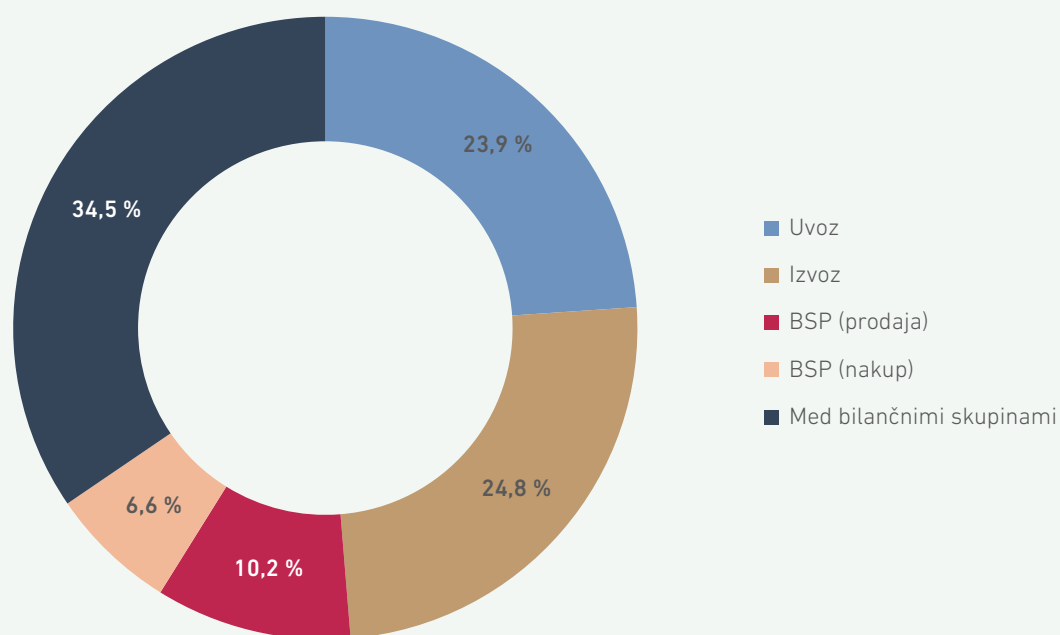
Poleg zaprtih pogodb Borzen evidentira tudi obratovalne napovedi, ki predstavljajo napovedane oddaje in odjeme električne energije članov bilančne sheme za prevzemno-predajna mesta, za katera imajo sklenjene odprte pogodbe. Operater trga je v letu 2025 evidentiral 124.413 zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi s skupno količino 80.016.286 MWh. Glede na leto pred tem je bilo skupno število evidentiranih zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi v letu 2025 višje za 8,9 %, obseg trgovanja pa se je povečal za 4,4 %.

Količina električne energije, ki je bila prodana oziroma kupljena v letu 2025 z zaprtimi pogodbami, znaša 53.551.400 MWh. Ta količina je bila glede na leto 2024, ko je skupna količina zaprtih pogodb znašala 48.528.972 MWh, večja za 10,3 %.

Primerjava strukture zaprtih pogodb med letoma 2024 in 2025 kaže na nekaj pomembnih premikov, ki jih je mogoče povezati z razmerami na veleprodajnem trgu električne energije. Največji delež še naprej predstavljajo pogodbe med bilančnimi skupinami, ki so se povečale s 30,1 % na 34,5 %, kar kaže na okrepljeno interno optimizacijo portfeljev v razmerah večje cenovne volatilitnosti. Ta je bila v letu 2025 izrazitejša zaradi večjega deleža obnovljivih virov in večje občutljivosti cen na vremenske razmere, kar je udeležence spodbujalo k bolj aktivnemu upravljanju znotraj bilančnih shem. Na drugi strani se je delež izvoza glede na preteklo leto zmanjšal, medtem ko je uvoz ostal stabilen, kar lahko odraža spremenjene cenovne signale na regionalnih trgih in manj izrazite izvozne priložnosti. Spremembe so vidne tudi na organiziranem trgu BSP, kjer se je delež prodaje povečal, delež nakupa pa zmanjšal, kar nakazuje prilagajanje udeležencev novim tržnim razmeram in večjo vlogo borznega trgovanja pri upravljanju presežkov energije.

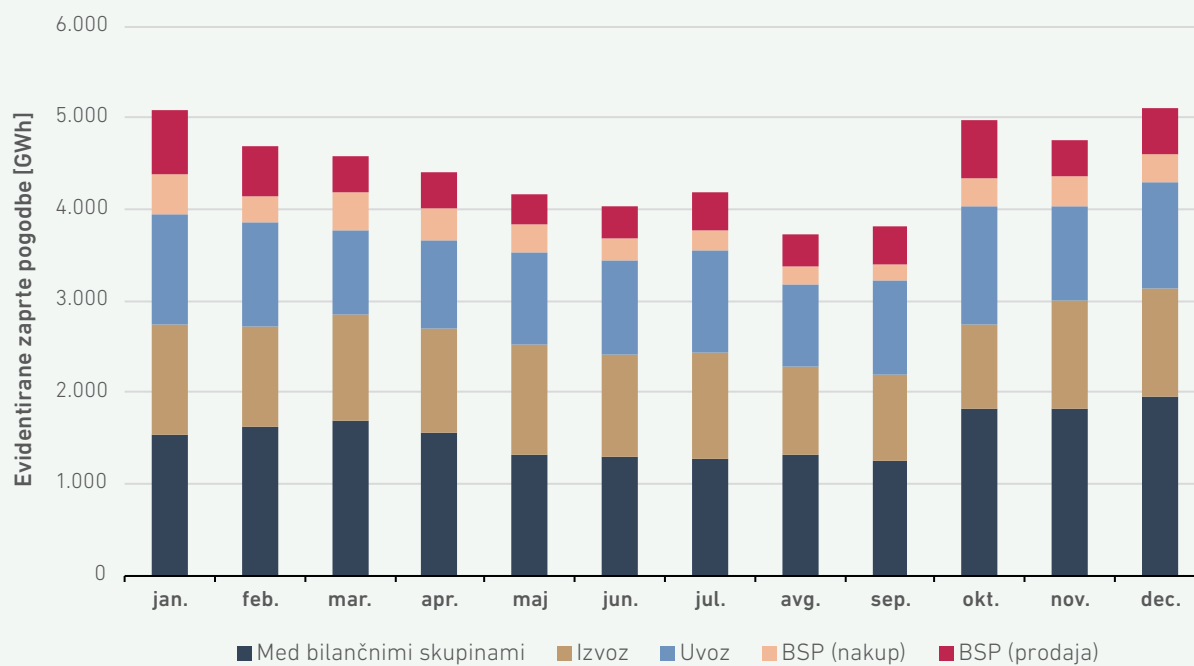
Slika 101, ki prikazuje gibanje med letom 2025, te trende dodatno potrjuje. Obseg evidentiranih zaprtih pogodb je bil najvišji v zimskih mesecih, ko so potrebe po energiji večje, ter najnižji v poletnem obdobju (v avgustu), kar je v skladu s sezonskimi vzorci porabe električne energije. V drugi polovici leta je opazno postopno povečevanje obsega, kar sovпада z rastjo cen in večjo tržno aktivnostjo. Struktura po segmentih ostaja med letom razmeroma stabilna, pri čemer imajo največji delež pogodbe med bilančnimi skupinami, medtem ko BSP segment in čezmejni tokovi odražajo kratkoročnejše prilagoditve razmeram na trgu.

SLIKA 100: STRUKTURA VOLUMNA EVIDENTIRANIH ZAPRTIH POGODB



VIR: BORZEN

SLIKA 101: KOLIČINE PRODANE OZIROMA KUPLJENE ELEKTRIČNE ENERGIJE PREK ZAPRTIH POGODB



VIR: BORZEN

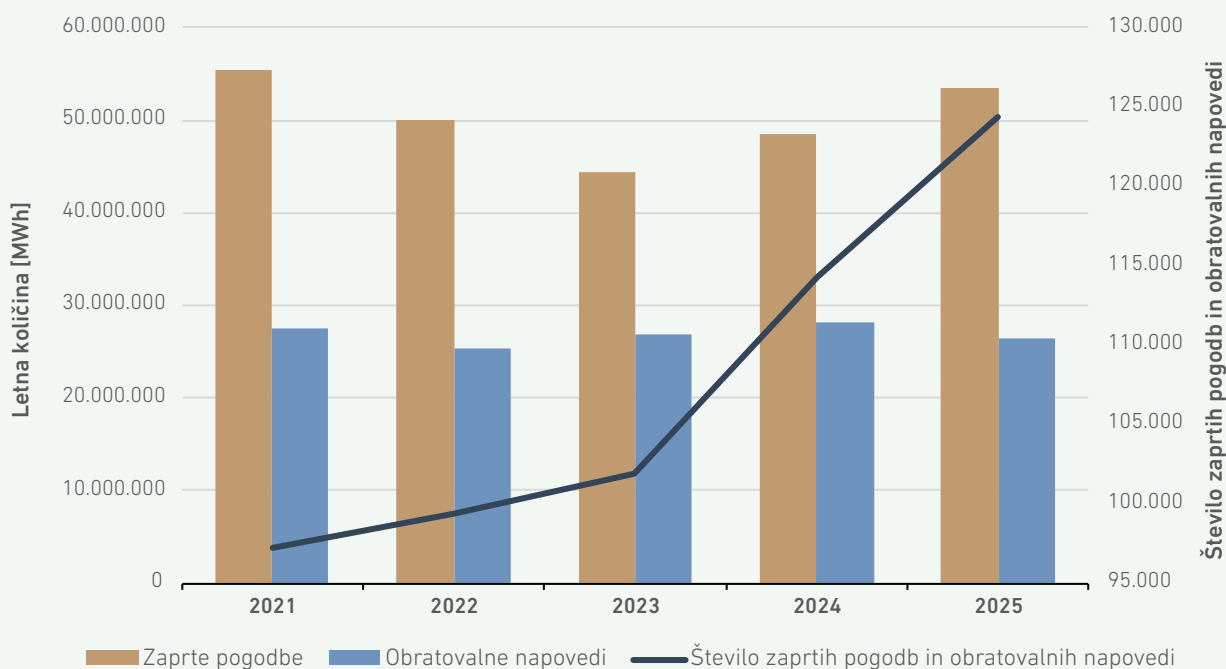
Gibanje letnih količin zaprtih pogodb, obratovalnih napovedi in njihovega števila v obdobju 2021–2025 kaže na postopno krepitev aktivnosti na trgu. Po padcu obsega zaprtih pogodb v letu 2023 se je v letih 2024 in 2025 ponovno okrepil, pri čemer je v letu 2025 dosegel eno višjih ravni v opazovanem obdobju. Obratovalne napovedi so skozi celotno obdobje razmeroma stabilne, z manjšimi nihanji, kar kaže na relativno konstantno osnovno raven načrtovanja odjema in proizvodnje.

Posebej izrazit je trend rasti števila zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi, ki se je v letu 2025 močno povečalo in doseglo najvišjo vrednost v opazovanem obdobju. Število zaprtih pogodb se je v letu

**12,3-% povečanje
števila zaprtih pogodb**

2025 povečalo za 12,26 % glede na leto prej, število obratovalnih napovedi pa za 6,35 % glede na leto 2024. To kaže na večjo razdrobljenost trgovanja in večje število posameznih transakcij, kar je povezano z večjo kompleksnostjo trga, večjo volatilnostjo cen ter prilagajanjem udeležencev na spremenjene razmere, vključno z večjim deležem obnovljivih virov in razvojem kratkoročnih trgov.

SLIKA 102: LETNA KOLIČINA ZAPRTIH POGODB, OBRATOVALNIH NAPOVEDI IN ŠTEVILA ZAPRTIH POGODB IN OBRATOVALNIH NAPOVEDI V OBDOBJU 2021–2025



VIR: BORZEN

Skupno gledano trendi kažejo na rast obsega evidentiranih zaprtih pogodb ter večjo dinamiko trgovanja in upravljanja portfeljev bilančnih skupin, kar

je v skladu s širšimi spremembami na veleprodajnem trgu električne energije.

Trgovanje na borzi za dan vnaprej

Trgovanje za dan vnaprej na BSP poteka v obliki avkcijskega trgovanja. Tržni udeleženci v fazi trgovanja vnašajo v trgovalno aplikacijo nakupne in prodajne ponudbe za standardizirane produkte, pri čemer so bili do uvedbe spremembe v letu 2025 to pretežno urni produkti. Oblikovanje tržne cene temelji na algoritmu trgovalne aplikacije, ki po

zaključku zbiranja ponudb izračuna marginalno ceno, po kateri so sklenjeni vsi posli. Trgovanje je vključeno v enotni evropski mehanizem spajanja trgov za dan vnaprej (Single Day-Ahead Coupling – SDAC), v okviru katerega se sočasno dodeljujejo tudi razpoložljive MPZ.



Pri trgovanju za dan vnaprej je v letu 2025 sodelovalo 21 tržnih udeležencev, enako kot leto prej, prevladovali so domači udeleženci.

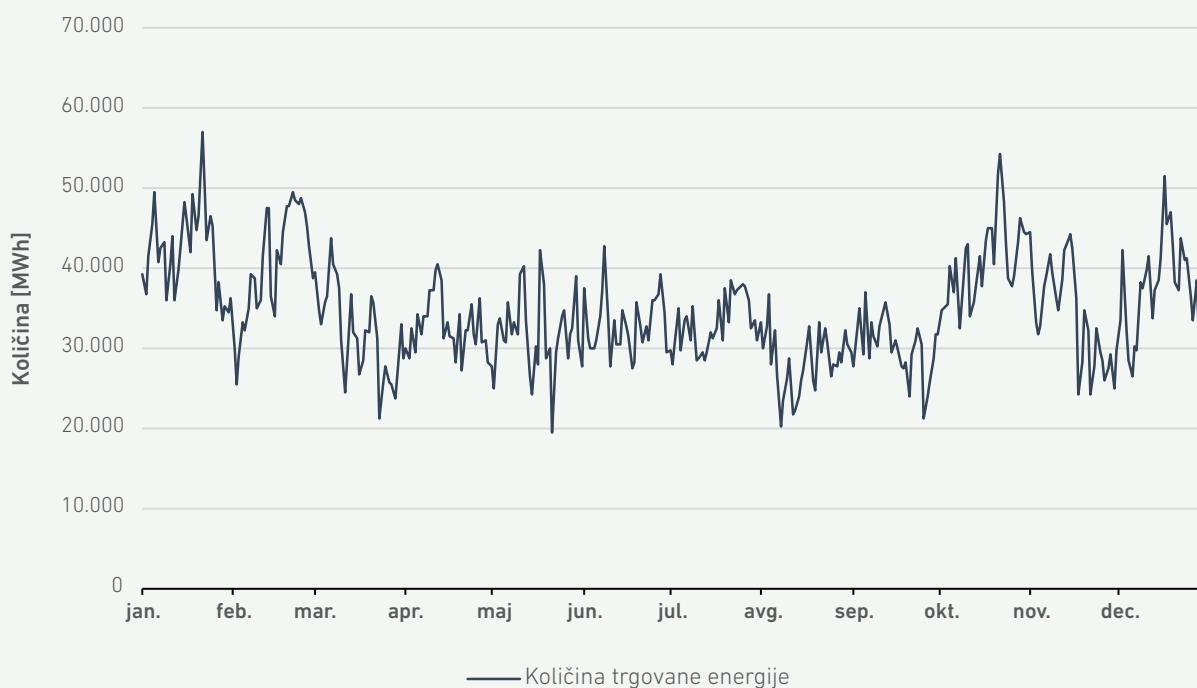
Celoten obseg trgovanja je v letu 2025 na slovenskem trgu za dan vnaprej znašal 12.650 GWh, kar je 0,1 % več kot v letu 2024. Vnesenih je bilo za 14.623 GWh ponudb, od tega 9.218 GWh nakupnih in 5.404 GWh prodajnih ponudb⁵⁴. Obseg vnesenih ponudb se je v primerjavi z letom 2024 močno povečal, in sicer za 67,6 %, predvsem zaradi povišanega obsega nakupnih ponudb, kar kaže na povečano tržno aktivnost in večjo likvidnost trga. Povprečni dnevni obseg trgovanja je znašal 34.657 MWh, največji dnevni obseg trgovanja pa je znašal 57.143,4 MWh in je bil dosežen 21. 1. 2025 za dan dobave 22. 1. 2025. Če obseg trgovanja povzamemo še bolj nazorno, lahko rečemo, da se je za posamezno uro v povprečju trgovalo z 1,44 GW moči.

Obseg trgovanja za dan vnaprej ostaja na praktično enaki ravni

Število aktivnih tržnih udeležencev na borzi za dan vnaprej ostaja nespremenjeno

Največji mesečni obseg trgovanja v letu 2025 je bil dosežen januarja, in sicer 1.310.029 MWh. Najmanjši mesečni obseg trgovanja je bil dosežen avgusta in je znašal 878.142 MWh. Izrazite razlike v obsegu trgovanja v prvi polovici leta in v drugi polovici leta ni bilo, v prvi polovici je bil obseg višji za 1,9 %. Je pa večja razlika v zadnjem četrletju, obseg se je povečal za 8,7 % glede na leto 2024. Povečanje obsega trgovanja v zadnjem četrletju leta 2025 sovpada z večjo tržno aktivnostjo in izrazitejšo volatilitnostjo cen. V tem obdobju je bila uvedena tudi 15-minutna časovna ločljivost trgovanja, ki sicer primarno vpliva na natančnost oblikovanja cen in kratkoročno dinamiko trga, posredno pa lahko prispeva k večji aktivnosti udeležencev zaradi večjih možnosti prilagajanja portfeljev.

SLIKA 103: KOLIČINA ELEKTRIČNE ENERGIJE, S KATERO SE JE TRGOVALO V LETU 2025



VIR: BSP

54 Razlika pri seštevku prodajnih in nakupnih ponudb glede na celoto je posledica zaokroževanja.

Trgovanje na borzi znotraj dneva

Trgovanje znotraj dneva na slovenskem organiziranem trgu poteka na BSP. V okviru spajanja trga znotraj dneva je slovenski borzni trg z električno energijo vključen v enotni evropski trg znotraj dneva, in sicer na mejah s Hrvaško, Avstrijo, Italijo in Madžarsko⁵⁵. Na sprotnem trgu znotraj dneva se trgovanje izvaja 24 ur na dan z urnimi, 15-minutnimi ter blok produkti⁵⁶.

Trgovanje znotraj dneva omogoča udeležencem trga in bilančnim skupinam, da z oddajanjem dodatnih nakupnih ali prodajnih naročil po zaprtju trgovanja za dan vnaprej prilagodijo svoje tržne načrte in jih čim bolj uskladijo z obratovalnimi napovedmi. Trgovanje na trgu znotraj dneva se eno uro pred časom fizične dobave zaključi in se pretvori v trgovanje na izravnalnem trgu, kjer tržni udeleženci trgujejo le še z operaterjem prenosnega sistema. Cene na trgu znotraj dneva vedno bolj odražajo vrednost energije v realnem času, kar lahko izkoriščajo tudi tržni udeleženci, ki kot ponudniki prožnosti lahko v kratkem času prilagodijo svojo proizvodnjo in/ali odjem.

Na trgu znotraj dneva je na BSP ob koncu leta 2025 sodelovalo 14 domačih in sedem tujih tržnih udeležencev. Poleg sprotnega trgovanja je tržnim udeležencem omogočeno še avkcijsko trgovanje znotraj dneva – IDA. To so implicitne avkcije znotraj dneva. Po avkciji za dan vnaprej (DA) sledijo čez dan še tri IDA avkcije.

V letu 2025 se je v primerjavi z letom 2024 za 4 % zmanjšal obseg trgovanja na segmentu sprotnega trgovanja znotraj dneva, na segmentu avkcijskega trgovanja znotraj dneva pa se je povečal za 97,2 %.

97 % večji obseg avkcijskega trgovanja na slovenskem borznem trgu znotraj dneva

Leta 2025 je skupni obseg sprotnega trgovanja znotraj dneva znašal 1.573 GWh, kar je nekaj manj kot leto prej, ko je obseg sprotnega trgovanja znašal 1.634 GWh (glej tudi poglavje Cene na sprotnem trgu znotraj dneva). Vnesenih je bilo 48.896 GWh ponudb, od tega 23.918 GWh nakupnih in 24.977 GWh prodajnih ponudb⁵⁷. Obseg vnesenih ponudb na tem borznem segmentu se je v letu 2024 povečal za 680 %. Tako velikemu porastu ponudb je najverjetneje botrovalo algoritmično trgovanje. V letu 2025 je BSP tudi povečal število ponudb, ki jih tržni udeleženci lahko vnesejo na dan.

V skupnem obsegu trgovanja znotraj dneva je obseg trgovanja na izravnalnem trgu znašal 52 GWh. Obrazložitev, zakaj določene količine pri trgovanju znotraj dneva štejejo kot količine na izravnalnem trgu, je podana v naslednjem poglavju.

V letu 2025 je obseg avkcijskega trgovanja znotraj dneva znašal 848 GWh, kar je 97,2 % več kot leto prej, ko je le ta znašal 430 GWh. Vnesenih je bilo za 11.151 GWh ponudb, od tega 6.051 GWh nakupnih in 5.100 GWh prodajnih ponudb. Obseg vnesenih ponudb pri avkcijskem trgovanju znotraj dneva se je v primerjavi z letom 2024 povečal za 49,9 %.

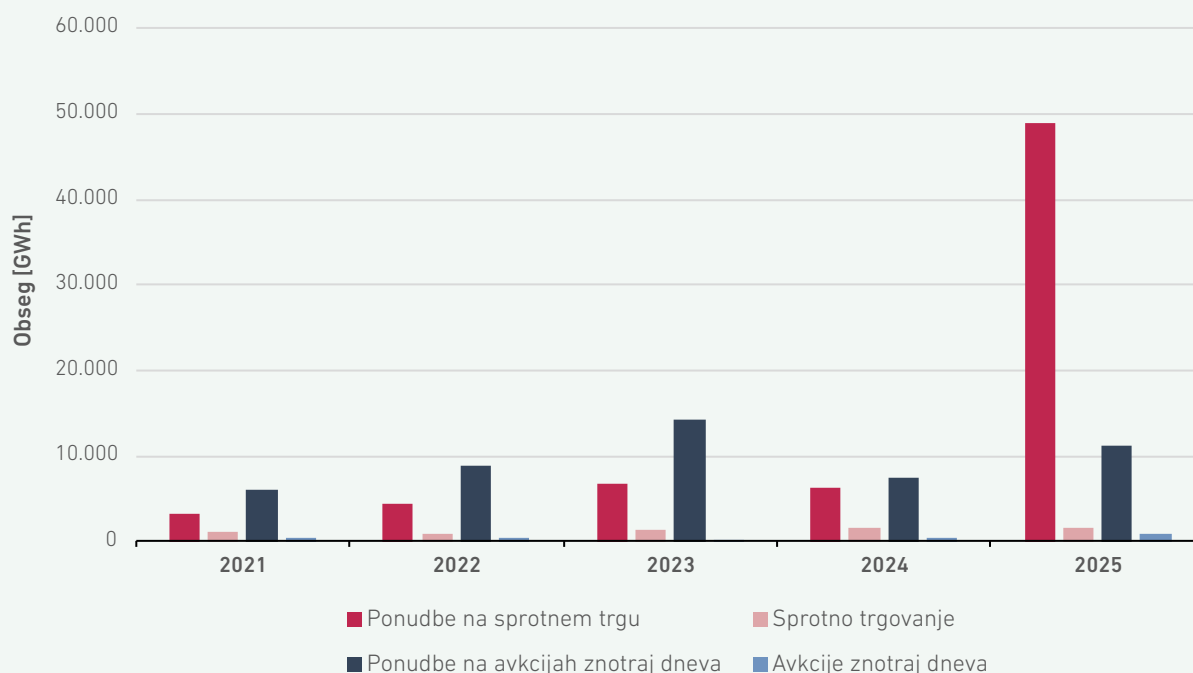
55 Meja z Madžarsko je bila od 7. julija 2022 dodana tudi v trgovanje na ID trgu.

56 Podrobnejša opredelitev produktov pri sprotnem trgovanju znotraj dneva se nahaja na uradni strani borze BSP SouthPool na naslednji povezavi: <https://www.bsp-southpool.com/podatki-in-informacije/pravila-borze-in-cenik.html>

57 Razlika pri seštevku prodajnih in nakupnih ponudb glede na celoto je posledica zaokroževanja.



SLIKA 104: OBSEG TRGOVANJA IN VNESENIH PONUDB NA BORZI ZNOTRAJ DNEVA ZA OBDOBJE 2021–2025



VIR: BSP

Trgovanje na izravnalnem trgu operaterja trga

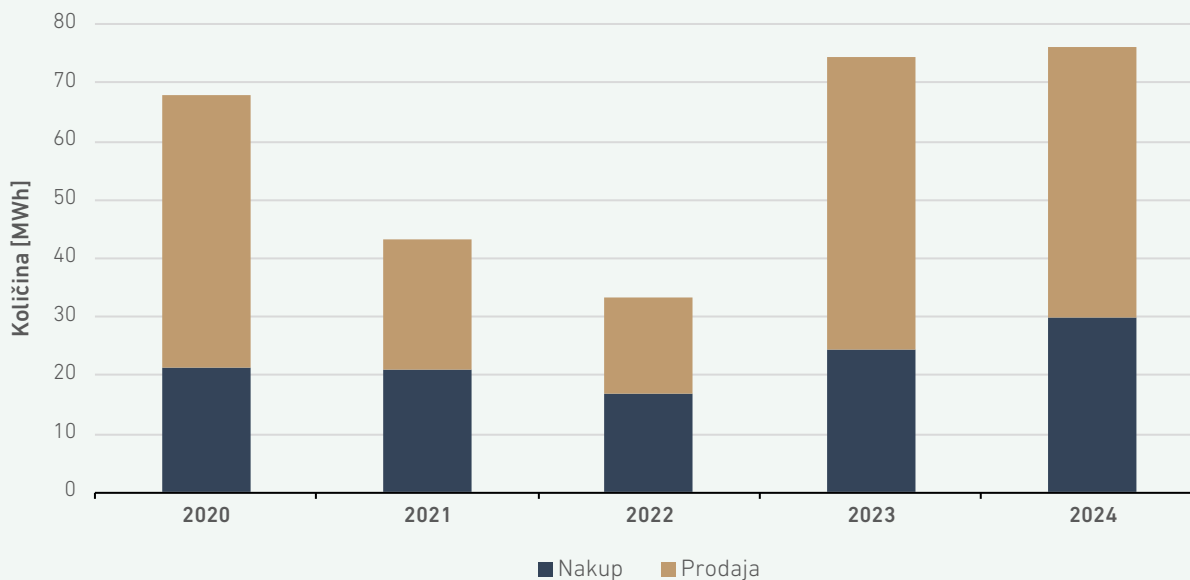
Izravnalni trg v Sloveniji vodi operater trga Borzen. Na izravnalnem trgu lahko operater prenosnega sistema od ponudnikov kupi ali proda izravnalno energijo za izravnavo odstopanj elektroenergetskega sistema. S tem sprošča obsege rezerv za povrnitev frekvence. Pravila za izvajanje izravnalnega trga določajo, da lahko ponudbe, ki jih člani izravnalnega trga oddajo v okviru trgovanja znotraj dneva, operater prenosnega sistema sprejme kot ponudbe, oddane na izravnalnem trgu, in da vsi posli, sklenjeni s ponodbami operaterja za izravnavo odstopanj elektroenergetskega sistema, štejejo kot posli na izravnalnem trgu. Posle na izravnalnem trgu lahko ločimo na posle, ki se izvedejo v fazi trgovanja znotraj dneva izven obdobja zadnje ure pred dobavo, in posle, ki se izvedejo v fazi trgovanja v zadnji uri pred dobavo. Delež zadnjih je zelo visok, to pomeni, da operater prenosnega sistema na izravnalnem trgu operaterja trga kupuje oziroma prodaja električno energijo večinoma v zadnji uri pred dobavo. Zaradi lažje izvedbe je slovenski izravnalni trg povezan s trgom znotraj dneva. Oba trga po pooblastilu operaterja trga izvaja BSP. Na

obeh trgih veljajo enaka pravila, pri čemer velja načelo, da se trgovanje na trgu znotraj dneva eno uro pred časom dobave zaključi in pretvori v trgovanje na izravnalnem trgu. V letu 2025 je bilo na izravnalnem trgu operaterja trga sklenjenih 1.725 poslov v skupni količini 51 GWh. Od tega je 25 GWh nakup izravnalne energije, 26 GWh pa prodaje izravnalne energije operaterja prenosnega sistema.

Po izraziti rasti količin in števila sklenjenih poslov v letih 2023 in 2024 je v letu 2025 sledilo zmanjšanje. Količina sklenjenih poslov se je v letu 2025 zmanjšala za 32,9 %, število poslov pa se je zmanjšalo za 24,7 %. Gibanje količin in števila poslov je neposredno pogojeno s potrebami operaterja prenosnega sistema, saj platforma deluje kot dodatni mehanizem za optimizacijo in zniževanje stroškov aRPF in rRPF.

Največ poslov je bilo sklenjenih z urnimi produkti s skupno količino 45,2 GWh električne energije. S 1.201 sklenjenim poslom so bili urni produkti tudi najbolj trgovan produkt na izravnalnem trgu.

SLIKA 105: KOLIČINA TRGOVANJA VSEH PRODUKTOV NA IZRAVNALNEM TRGU OPERATERJA TRGA V OBDOBJU 2021–2025



VIRA: BORZEN, BSP

Izravnalni trg operaterja trga je v letu 2025 obsegal 6,2 %⁵⁸ celotne izravnave sistema, kar je za 3,6 odstotne točke nižja raven kot v letu 2024, ko je delež izravnalnega trga v celotni izravnavi sistema znašal 9,8 %. Poleg operaterja prenosnega sistema je

pri trgovanju sodelovalo še devet od skupno 34 članov, ki sodelujejo v platformi operaterja trga, kar je enako število kot v letu 2024. Skupno število članov se je povečalo za ena, in sicer s 33 na 34 članov.

Trgovanje z izravnalno energijo na trgu sistemskih storitev ELES

Trg sistemskih storitev ELES vodi operater prenosnega sistema. Od začetka leta 2020 ELES za aktivacijo izravnalne energije aRPF in rRPF uporablja slovensko platformo za storitve izravnave, ki jo nadzira in upravlja operater prenosnega sistema. Platforma med drugim omogoča zbiranje in aktivacijo energijskih ponudb aRPF in rRPF. Pri tem se aktivacija energijskih ponudb aRPF izvede avtomatično prek sistema vodenja, pri ponudbah rRPF pa na zahtevo prek aplikacije za izvajanje dražbi in aktivacij rRPF. Ponudniki storitev izravnave morajo izpolnjevati tržne pogoje ter številne tehnične in komunikacijske zahteve v skladu s Pravili in pogoji za ponudnike storitev izravnave na izravnalnem trgu ELES. Ponudbe za izravnalno energijo lahko odda samo za to storitev kvalificiran ponudnik. Ponudnik storitev izravnave odda ločene ponudbe za izravnalno moč in izravnalno energijo, ki so ločene tudi po smeri izravnave. Ponudnik, ki je bil uspešen na dražbi za izravnalno moč, mora oddati obvezne ponudbe za izravnalno energijo v urni resoluciji v skladu s količino in obdobjem izbranih ponudb za izravnalno moč. Ostali kvalificirani ponudniki imajo možnost oddaje prostovoljnih ponudb za izravnalno energijo. Ponudbe za izravnalno energijo se aktivirajo po vrstnem redu tako, da so aktivirane

najprej cenejše ponudbe urejenega seznama ponudb, kjer so ponudbe razvrščene glede na ceno. Na podlagi izbranih ponudb se aktivirani izravnalni energiji aRPF in rRPF obračunata po principu plačilo na podlagi ponudbe.

Pomemben del delovanja izravnalnega trga predstavljajo tudi čezmejni mehanizmi optimizacije aktivacij regulacijske energije, predvsem platforma IGCC, ki omogoča netiranje nasprotnih odstopanj med operaterji prenosnih sistemov in s tem zmanjšuje potrebo po aktivaciji aRPF. Izravnava elektroenergetskega sistema temelji tudi na skupnem sporazumu v okviru regulacijskega bloka Slovenija–Hrvaška–Bosna in Hercegovina. Operaterji si s tem sporazumom medsebojno pomagajo pri pokrivanju primarne, sekundarne in terciarne rezerve, kar družbi ELES pomembno zmanjšuje stroške zakupa. Poleg tega se v procesu izravnave sistema uporablja še mehanizem FSkar. FSkar je korekcijski oziroma obračunski mehanizem, povezan z izravnavo odstopanj, medtem ko aktivacije operaterja prenosnega sistema v bloku predstavljajo aktivacije regulacijske energije, ki jih operaterji prenosnih sistemov izvajajo za zagotavljanje ravnovesja elektroenergetskega sistema.

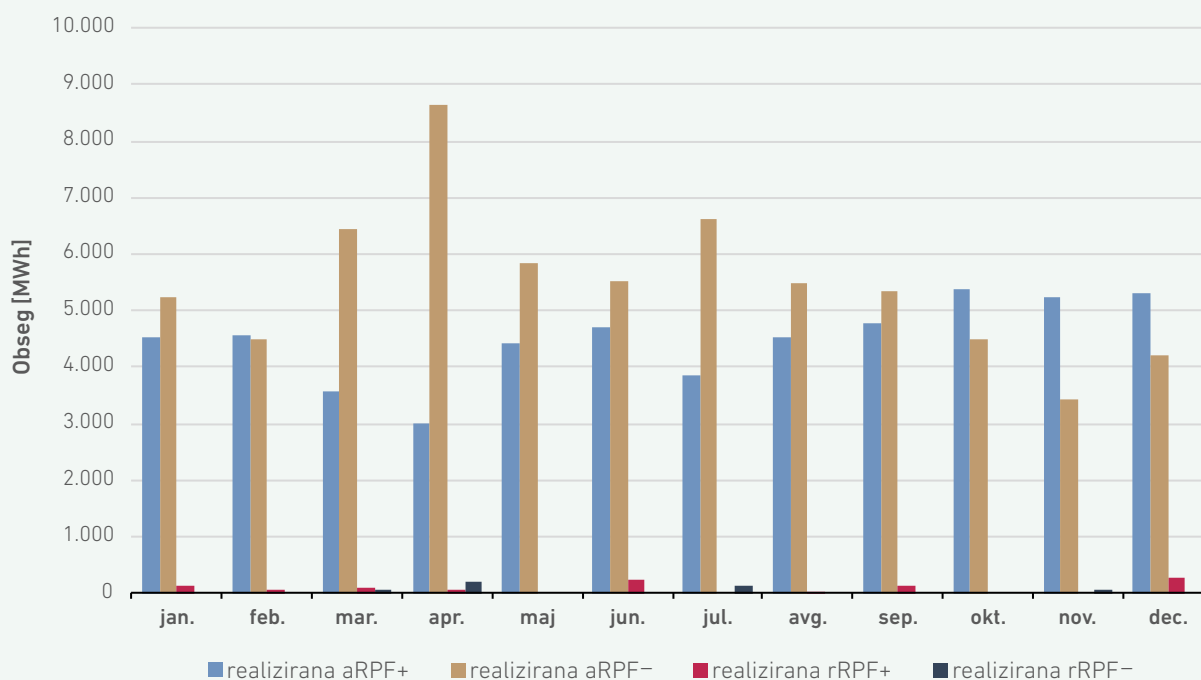
58 Delež od seštevka količin RVF, aRPF, rRPF, rezerve za nadomestitev (RR), IGCC in FSkar



V letu 2025 so energijske ponudbe za izravnalno energijo aRPF vnašali zgolj štirje kvalificirani ponudniki, za izravnalno energijo rRPF pa šest kvalificiranih ponudnikov storitve izravnave. Koncentracija na trgu sistemskih storitev je posledično zelo velika, konkurenčnost pa kljub povečanju v letu 2025 na področju aRPF, splošno na trgu sistemskih storitev še vedno ostaja nizka. V trgovalni platformi za izravnalno energijo aRPF je v letu 2025 količina vnesenih ponudb za pozitivno smer izravnave znašala 544,8 GWh, za negativno pa 537,1 GWh. Aktivirane je bilo 53,8 GWh za pozitivno smer in 65,7 GWh za negativno smer. Za izravnalno energijo rRPF+ so bile vnesene ponudbe v obsegu 1.731,7 GWh, za izravnalno energijo rRPF- pa 592,8 GWh. Od teh količin pa je bilo aktiviranih 1.096,0 MWh za pozitivno smer in 499,0 MWh za

negativno smer. Količine vnesenih ponudb v določenih mesecih presegajo zahtevan minimalen obseg ponudb za sistemske storitve, kar pomeni, da so ponudniki uporabili možnost oddaje konkurenčnih prostovoljnih ponudb. Vsota količin ponudb po posameznih mesecih nakazuje, da so prostovoljne ponudbe bile za izravnalno energijo aRPF oddane skoraj v vseh mesecih⁵⁹ in predstavljajo približno 3,4 % vseh količin ponudb v omenjenih mesecih, kar je več kot v letu 2024, ko je ta odstotek znašal le 0,2 %. Za izravnalno energijo rRPF so prostovoljne ponudbe bile podane v vseh mesecih v letu in za pozitivno izravnavo predstavljajo približno 3,9 % vseh ponujenih količin, medtem ko za negativno izravnavo približno 3,0 % vseh ponujenih količin. Odstotek prostih ponujenih količin se od prehodnega leta ni bistveno spremenil.

SLIKA 106: REALIZIRANE KOLIČINE aRPF IN rRPF



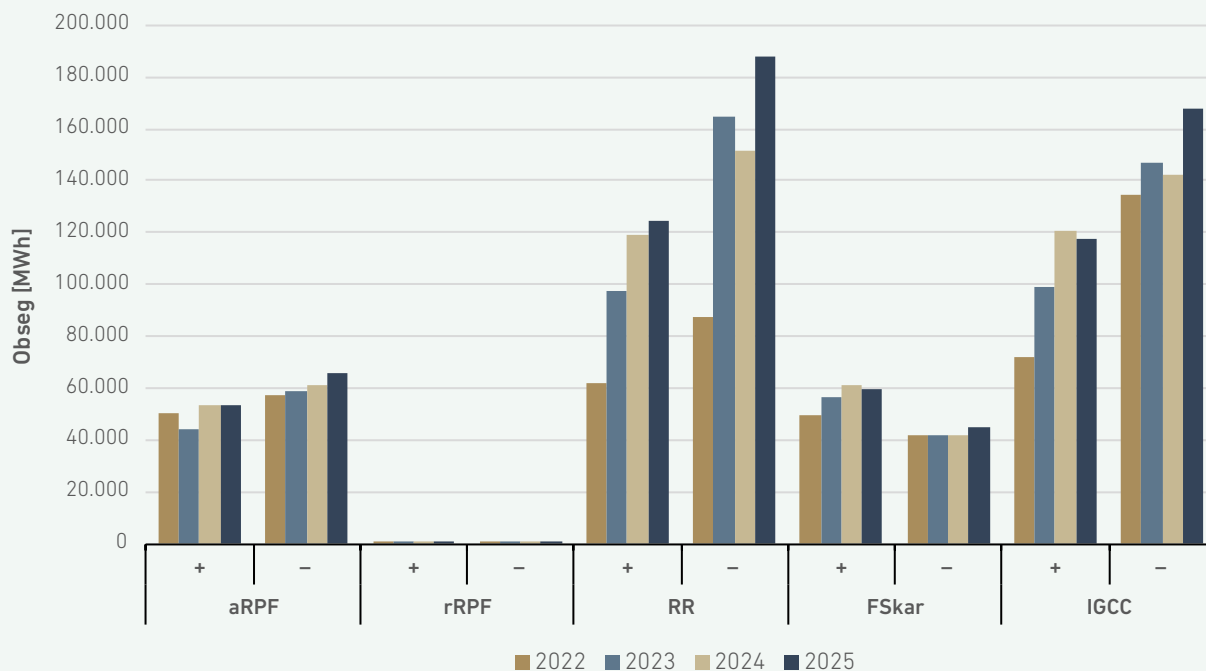
VIR: ELES

Pri izvajanju aRPF angažirane količine 53,8 GWh pozitivne in 65,7 GWh negativne energije pomenijo, da je ELES v letu 2025 angažiral nekoliko več pozitivne in negativne energije kot v letu 2024, ko je angažiral 53,6 GWh pozitivne in 61,4 GWh negativne energije. Podobno kot pri netiranju odstopanj je tudi pri storitvi aRPF že četrto leto zapored prevladovala nekoliko večja potreba po regulaciji v negativni kot v pozitivni smeri. Tako je v letu 2025 ELES za odpravo pozitivnih odstopanj v okviru

sodelovanja v IGCC izvozil 168 GWh, s čimer je zmanjšal potrebo po angažiranju negativne energije aRPF, medtem ko je za odpravo negativnih odstopanj uvozil 117 GWh, za kolikor je tudi zmanjšal potrebo po angažiranju pozitivne energije aRPF. Slovenija od leta 2019 sodeluje v projektu netiranja odstopanj IGCC, pri čemer so količine izmenjane energije v okviru tega procesa iz leta v leto višje.

⁵⁹ Iz razpoložljivih agregiranih podatkov ne moremo zagotovo potrditi obstoja teh ponudb v ostalih mesecih, saj vsi ponudniki ne uspejo v celoti izpolnjevati minimalnih pogodbenih zahtev pri nujenju storitev, kar posledično zniža mesečno vsoto ponujenih količin. Takšen mesec je v letu 2025 predstavljal le mesec januar.

SLIKA 107: KOLIČINA AKTIVIRANE POZITIVNE IN NEGATIVNE ENERGIJE PO STORITVAH V OBDOBJU 2022–2025



VIR: ELES

V okviru izvajanja rRPF je v letu 2025 bilo angažirane 1.096,2 MWh pozitivne energije, kar je več kot leto prej, ko je ELES angažiral 497 MWh pozitivne energije. Na drugi strani pa je ELES pri domačih ponudnikih v letu 2025 angažiral 499,0 MWh energije rRPF-, kar je prav tako več kot leto prej, ko je ELES angažiral 128⁶⁰ MWh negativne energije. Večinski del energije rRPF+ in rRPF- je bilo aktivirano pri slovenskih ponudnikih. Na področju rRPF+ je bil v mesecu avgustu aktiviran tuji operater prenosnega sistema HOPS v obsegu 175 MWh, medtem ko je bil na področju rRPF- v mesecu novembru aktiviran tuji operater prenosnega sistema NOS BIH, in sicer v obsegu 18,75 MWh.

Skupaj je v letu 2025 bilo 98 aktivacij rRPF, in sicer 54 v pozitivni in 44 v negativni smeri, kar je več kot v letu 2024, ko je bilo skupaj 41 aktivacij ročne rezerve za povrnitev frekvence.

ELES je v letu 2025 del energije za izravnavo odstopanj nabavil tudi na izravnalnem trgu operaterja trga, del energije pa je moral zagotoviti za izravnavo nenamernih odstopanj elektroenergetskega sistema (FSkar). V okviru nenameranih izmenjav energije (obračun FSkar) je bilo v letu 2025 izmenjanih 59,9 GWh pozitivne in 45,0 GWh negativne energije.

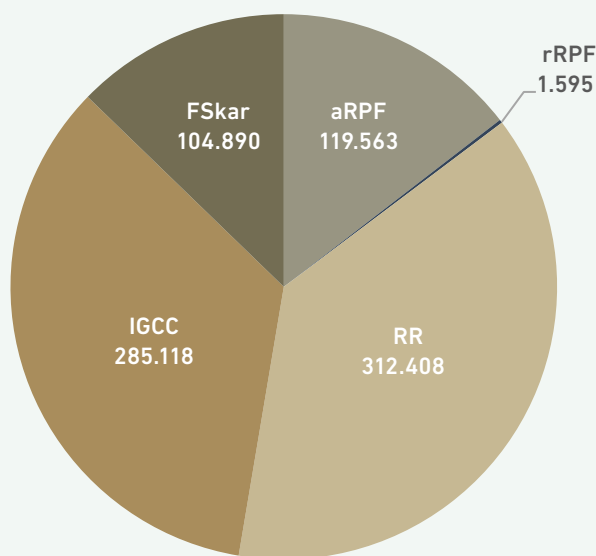
Za potrebe zagotavljanja rezerve za nadomestitev (RR), ki v tem poročilu zajema izravnalni trg operaterja trga, sproti trg znotraj dneva ter posle sklenjene na podlagi določb veljavnega pentalateralnega postopka zagotavljanja zanesljivosti obratovanja na severni italijanski meji⁶¹, je ELES angažiral 124,3 GWh pozitivne in 188,1 GWh negativne energije.

Slika 108 prikazuje razdelitev angažiranih absolutnih količin (vsota absolutnih negativne in pozitivne izravnalne energije) po vrstah storitev. V letu 2025 je mogoče opaziti še vedno visoko trgovanje za potrebe izravnave na sprotne trg znotraj dneva, kar pomeni kar 37,9 % absolutne vrednosti angažiranih količin izravnalne energije. Prav tako je razviden predvsem velik pomen, ki jo slovenskemu elektroenergetskemu sistemu prinaša izravnava odstopanj s sosednjimi operaterji prenosnih sistemov in znaša 34,6 % absolutne vrednosti angažiranih količin izravnalne energije. Kljub nekolikšnemu povečanju terciarnih aktivacij še vedno pričakovano najmanjši odstotek predstavlja sicer cenovno najdražja terciarna aktivacija, in sicer 0,1 % absolutne vrednosti angažiranih količin izravnalne energije.

60 Podatek o angažirani energiji rRPF- v letu 2024, po popravljivi verziji po revizijskem poročilu
61 Pentilateral handling of the Control Program of the Italian Northern Interconnection



SLIKA 108: ABSOLUTNE VREDNOSTI ANGAŽIRANIH KOLIČIN IZRAVNALNE ENERGIJE V MWh⁶²



VIR: ELES

Neposredno trgovanje družbe ELES na sprotnem trgu znotraj dneva za potrebe izravnave trenutno predstavlja pomemben element zagotavljanja stabilnosti in zanesljivosti delovanja slovenskega elektroenergetskega sistema. Z julijem 2026 je predvidena vključitev ELES v evropski platformi za izmenjavo izravnalne energije PICASSO za proces povrnitve frekvence z avtomatsko aktivacijo (aRPF) ter MARI za proces povrnitve frekvence z ročno aktivacijo (rRPF). Uredba (EU) 2017/2195 določa, da morajo operaterji prenosnih sistemov za zagotavljanje izravnave primarno uporabljati organizirane izravnalne trge in standardizirane izravnalne produkte, medtem ko mora trg znotraj dneva ostati namenjen uravnoveženju bilančnih skupin in tržnih udeležencev. Dodatna sprememba zasnove sprotnega trga znotraj dneva je s 1. januarjem 2026 vpeljala skrajšanje časa zaprtja trgovanja na 30 minut pred dobavo, in ker Uredba (EU) 2017/2195 določa, da čas zaprtja trgovanja z izravnalno energijo ne sme biti pred časom zaprtja trgovanja

med območji, bodo aktivnosti ELES na sprotnem trgu znotraj dneva za potrebe izravnave morale prenehati.

Ker je ELES v preteklem obdobju predstavljal pomemben delež aktivnosti na slovenskem sprotnem trgu znotraj dneva, lahko prekinitev njegovega neposrednega sodelovanja pomembno vpliva na dinamiko tega segmenta trga. Pričakovati je mogoče zmanjšanje likvidnosti in obsega trgovanja, predvsem v časovnih intervalih blizu dobave. Ta likvidnost pa bi se po učinkoviti integraciji lahko preselila na evropski platformi MARI in PICASSO, kjer bodo aktivacije potekale prek standardiziranih izravnalnih produktov in skupnih evropskih mehanizmov aktivacije. Dolgoročno lahko to prispeva k učinkovitejši integraciji slovenskega trga v evropski prostor, prehodno obdobje pa bo verjetno povezano s prilagoditvijo trgovalnih strategij in likvidnosti na domačem trgu znotraj dneva.

62 Pod postavko rRPF so zajete letne lokalne aktivacije in letne aktivacije tujina (HOPS, NOS BIH) za potrebe ELES

Koncentracija na borznem trgu

Število trgovcev na borznem trgu je v letu 2025 ostalo nespremenjeno glede na leto 2024 in znaša 21, kar kaže na stabilno strukturo udeležencev na trgu. Po obdobju zmanjševanja števila trgovcev v preteklih letih se je trg očitno konsolidiral.

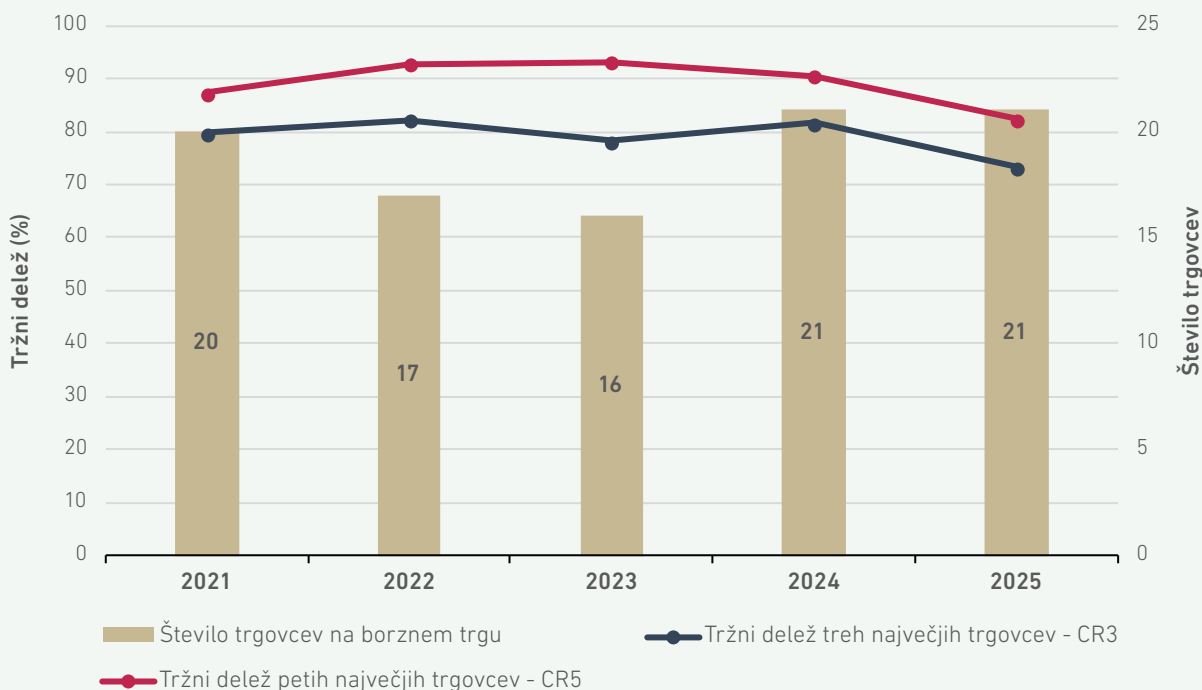
Skupni tržni delež največjih treh trgovcev (CR3) kot kazalnik stopnje koncentracije je v letu 2025 znašal 73,2 % in se je v primerjavi z letom 2024 zmanjšal za 8,3 %. Skupni tržni delež petih trgovcev (CR5) je znašal 82,4 % in se je v primerjavi z letom 2024, ko je znašal 90,5 %, zmanjšal.

Kljub zmanjšanju koncentracije kazalniki še vedno kažejo na razmeroma visoko koncentriran trg,

kjer imajo največji udeleženci pomemben vpliv na trgovanje. Znižanje vrednosti kazalnikov CR3 in CR5 nakazuje nekoliko večjo razpršenost tržnih deležev, kar lahko odraža večjo aktivnost manjših udeležencev ali spremembe v strategijah trgovanja na trgu.

Indeks koncentracije HHI se je v letu 2025 rahlo povečal glede na leto 2024 (z 2.814 na 2.861), kar kljub omenjenemu zmanjšanju deležev največjih trgovcev še vedno potrjuje visoko stopnjo koncentracije na veleprodajnem trgu.

SLIKA 109: TRŽNI DELEŽ IN ŠTEVILO TRGOVCEV NA SLOVENSKE BORZI GLEDE NA TRGOVANO KOLIČINO



VIR: BSP

Na razvoj strukture trga vplivajo tudi širši procesi regionalne integracije, zlasti vključevanje BSP v skupino ADEX, ki povezuje več trgov srednje in jugovzhodne Evrope. Skupina ADEX je bila vzpostavljena postopno – najprej z združitvijo BSP in SE-EPEX v letu 2024, nato pa se je konec leta 2024 skupini pridružila še madžarska borza HUPX, s čimer je nastala enotna regionalna borzna platforma. V letu 2025 so se aktivnosti skupine nadaljevale predvsem na področju harmonizacije pravil trgovanja, razvoja skupnih produktov ter krepitve

likvidnosti na povezanih trgih, medtem ko je začetek leta 2026 zaznamovala tudi implementacija novih trgovnih rešitev (npr. uvedba sistema MATS za trg za dan vnaprej) in usklajevanje cenikov na ravni celotne skupine.

Takšna povezovanja praviloma prispevajo k večji likvidnosti, večji konkurenčnosti in postopni razpršenosti trgovanja med več udeležencev, saj omogočajo lažji dostop do širšega regionalnega trga.



Likvidnost veleprodajnega trga

Agencija spremlja likvidnost slovenskega veleprodajnega trga z električno energijo z uveljavljenim indeksom, imenovanim Churn ratio. Indeks podaja informacijo, kolikokrat se je z enoto električne energije trgovalo, preden je bila dobavljena končnemu odjemalcu⁶³. Gibanje indeksa v opazovanem petletnem obdobju prikazuje slika 110.

Vrednost indeksa Churn ratio v Sloveniji je v letu 2025 znašala 3,04, kar predstavlja opazno povečanje glede na leto 2024 (2,72) in ponovno presežanje mednarodno priznane mejne vrednosti 3, ki označuje zadovoljivo likvidnost trga⁶⁴. Po obdobju nižje likvidnosti v letih 2022–2024 se je tako v letu 2025 likvidnost slovenskega veleprodajnega trga izboljšala.

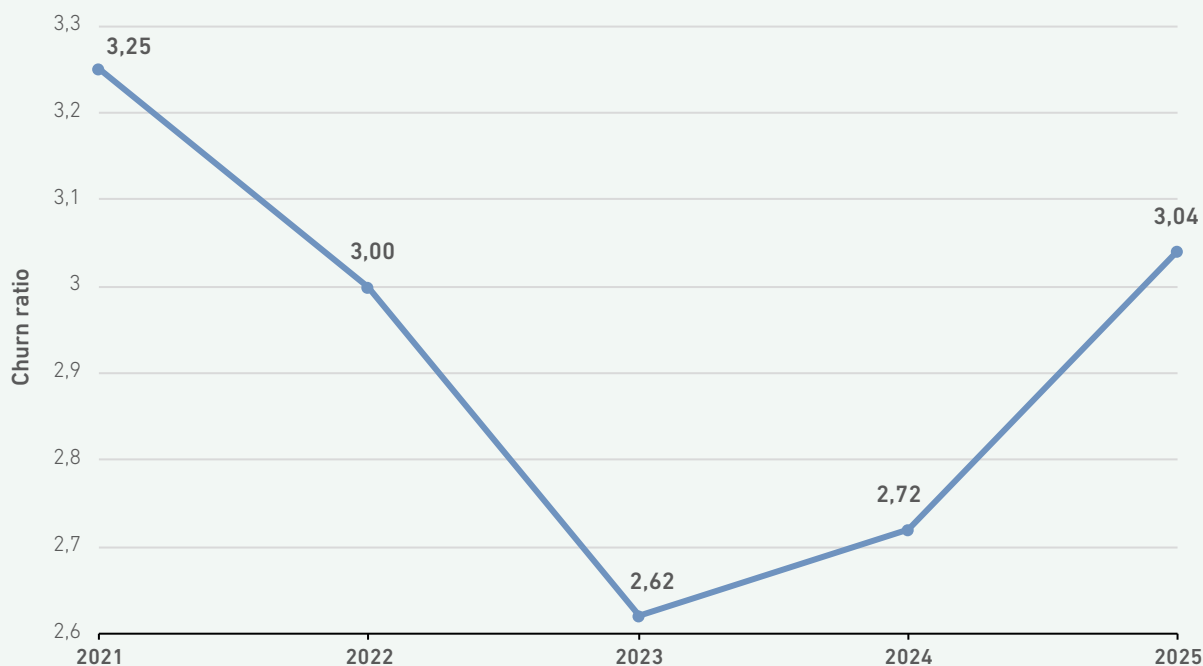
Veleprodajni trg v Sloveniji je sicer po obsegu manjši v primerjavi z večjimi evropskimi trgi, ven-

Likvidnost veleprodajnega trga ponovno dosegla raven zadovoljive razvitosti

dar na njem sodeluje razmeroma veliko število aktivnih udeležencev, tako domačih kot tujih, kar kaže na odprtost trga. Tržne razmere in cenovni signali na evropskih trgih se v veliki meri odražajo tudi na slovenskem trgu.

Povečanje vrednosti indeksa v letu 2025 kaže na večjo učinkovitost trga, saj je električna energija pred končno dobavo pogosteje predmet trgovanja, kar omogoča bolj aktivno oblikovanje cen in boljše ujemanje ponudbe in povpraševanja.

SLIKA 110: TREND GIBANJA INDEKSA CHURN RATIO PO LETIH V OBDOBJU 2021–2025



VIRA: AGENCIJA, BORZEN

63 Izračun je opravljen na podlagi metodologije, ki upošteva kvocient med vsoto evidentiranih količin iz zaprtih pogodb, ki so jim odštete izvožene količine, in porabo v Sloveniji. V količinah iz zaprtih pogodb so zajete količine, s katerimi se je trgovalo na BSP, in količine, s katerimi se je trgovalo na bilateralnem trgu.

64 ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Market in 2015, September 2016, str. 34

Bilančni obračun

Za izravnavo odstopanj elektroenergetskega sistema od napovedanih vrednosti je v Sloveniji odgovoren operater prenosnega sistema ELES, medtem ko družba Borzen nastopa kot operater trga z električno energijo in izvajalec bilančnega obračuna ter finančne poravnave odstopanj na veleprodajnem trgu. Borzen namreč enkrat mesečno izvaja bilančni obračun, s katerim ugotavlja razlike med napovedano in dejansko porabljeno ali proizvedeno električno energijo. Finančno vrednotenje odstopanj bilančnih skupin po predpisani metodologiji upošteva stroške izravnave, ki se določijo kot cena za odstopanje za vsak časovni interval. Za manjša odstopanja v sistemu uporablja rezervo za povrnitev frekvence z avtomatsko aktivacijo (aRPF), v primeru večjih odstopanj pa aktivira ročno rezervo za povrnitev frekvence (rRPF) ali poseže po nakupu oziroma prodaji energije na izravnalnem trgu. Stroške, povezane z izravnavo odstopanj, krijejo bilančne skupine preko bilančnega obračuna, katerega obračunski interval ostaja 15 minut.

Leto 2025 predstavlja tretje leto izvajanja modela izračuna cen za odstopanja na podlagi enojne cene v vsakem obračunskem intervalu, ne glede na smer odstopanja, kot ga določajo Pravila za delovanje trga z električno energijo. Podatki za bilančni

obračun so v letu 2025 v povprečju zamujali manj kot tri dni glede na predpisan rok dostave. Zamude, ki so bile predvsem posledica vključitve gospodinj-skih in samooskrbnih odjemalcev v sistem merjenih diagramov v letu 2024, so se med letom postopoma zmanjševale, od več kot deset dni v začetku leta do približno enega dneva v drugi polovici leta.

Povprečna cena za odstopanja v letu 2025 je znašala 99,37 EUR/MWh, kar predstavlja 7,9-odstotno povečanje glede na leto 2024, ko je znašala 92,11 EUR/MWh. Letni povprečni indeks SIPX je v letu 2025 znašal 104,6 EUR/MWh, kar je 14,6 % več kot leto prej.

V prvem četrtletju leta 2025 so bile cene za odstopanja višje kot v enakem obdobju leta 2024, saj se je trend povišanih cen s konca leta 2024 nadaljeval tudi v začetek leta 2025. V drugem in tretjem četrtletju so se cene stabilizirale ter bile v povprečju za približno 2,5 % višje kot v enakem obdobju leta 2024, v zadnjem četrtletju pa so bile za 2,8 % nižje glede na enako obdobje predhodnega leta. Povprečne mesečne cene za odstopanja C in indeksa SIPX za leti 2024 in 2025 so prikazane v spodnjem grafu.

SLIKA 111: POVPREČNE DNEVNE CENE ODSTOPANJ C TER INDEKSA SIPX



VIR: BORZEN



Model obračuna enojne cene za odstopanja, ki se uporablja od 1. januarja 2023, ostaja nespremenjen tudi v letu 2025. Najvišja cena za odstopanja v

letu 2025 je bila dosežena 18. januarja v večni uri (ob 20:30) in je znašala 3.409,32 EUR/MWh, najnižja (-2.095,98 EUR/MWh) pa 27. julija čez dan (ob 15:30, ko sta bili osončenost in proizvodnja iz OVE največji). Povprečna mesečna cena je bila najnižja aprila (56,16 EUR/MWh), najvišja pa februarja (146,36 EUR/MWh).

**Nadaljnji volumenski porast
bilančnih odstopanj ob stabilizaciji
ravni skupnih stroškov**

Pod določenimi pogoji se lahko še vedno izračunata ločeni ceni za pozitivna in negativna odstopanja, vendar pa sta si ceni v veliki večini primerov enaki, saj bilančni obračun temelji na enotni ceni.

TABELA 25: POVPREČNE, NAJVIŠJE IN NAJNIŽJE VREDNOSTI C IN SIPX OBRAČUNSKIH INTERVALOV

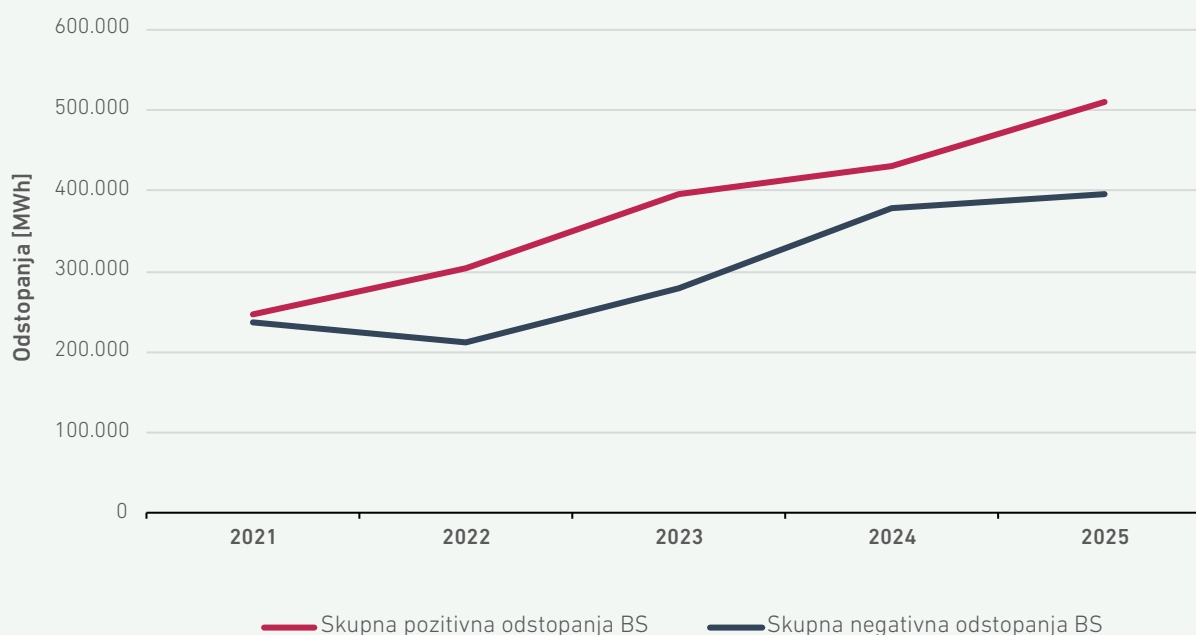
	2024 [EUR/MWh]		2025 [EUR/MWh]	
	C	SIPX	C	SIPX
Povprečne cene obračunskega intervala	92,11	91,29	99,37	104,6
Najvišja vrednost	2.625,81	1.022,27	3.409,32	561,75
Najnižja vrednost	-1.635,51	-105,88	-2.095,98	-126,46

VIR: BORZEN

Skupna negativna odstopanja bilančnih skupin so v letu 2025 znašala 395.907 MWh, skupna pozitivna odstopanja pa 508.468 MWh, kar predstavlja nadaljnjo rast glede na leto 2024. Rast odstopanj je povezana predvsem z večjim deležem razpršenih

obnovljivih virov energije, zlasti sončnih elektrarn, katerih proizvodnja je vremensko odvisna in težje napovedljiva. Na povečano volatilitnost sistema vplivajo tudi spremenjeni vzorci odjema, povečana uporaba toplotnih črpalk ter rast e-mobilnosti.

SLIKA 112: Odstopanja bilančnih skupin v obdobju 2021–2025

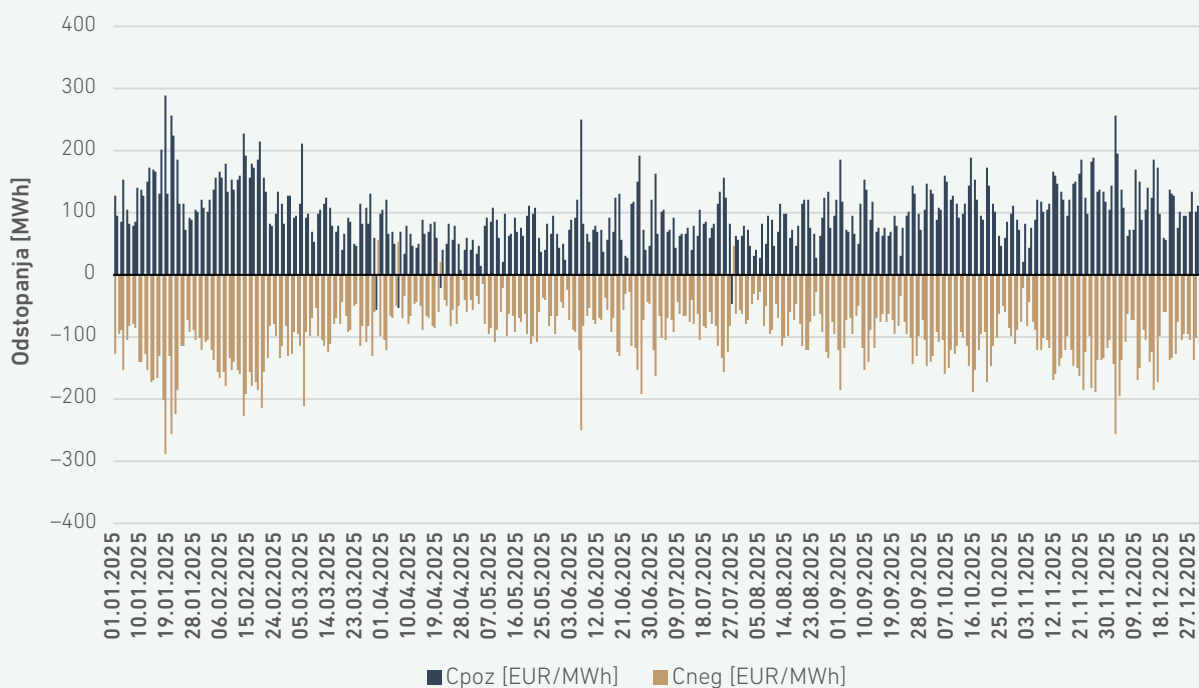


VIR: BORZEN

S slike 112 je razvidno, da se v zadnjih letih povečuje tako obseg pozitivnih kot tudi negativnih odstopanj bilančnih skupin. V letu 2025 so pozitivna odstopanja prvič presegla 500 GWh, negativna odstopanja pa skoraj 400 GWh, kar so najvišje vrednosti v opazovanem obdobju.

Na naslednji sliki so prikazane skupne dnevne vsote pozitivnih in negativnih odstopanj vseh bilančnih skupin v Sloveniji v letu 2025.

SLIKA 113: VSOTE DNEVNIH ODSTOPANJ SLOVENSKEGA OMREŽJA V LETU 2025



VIR: BORZEN

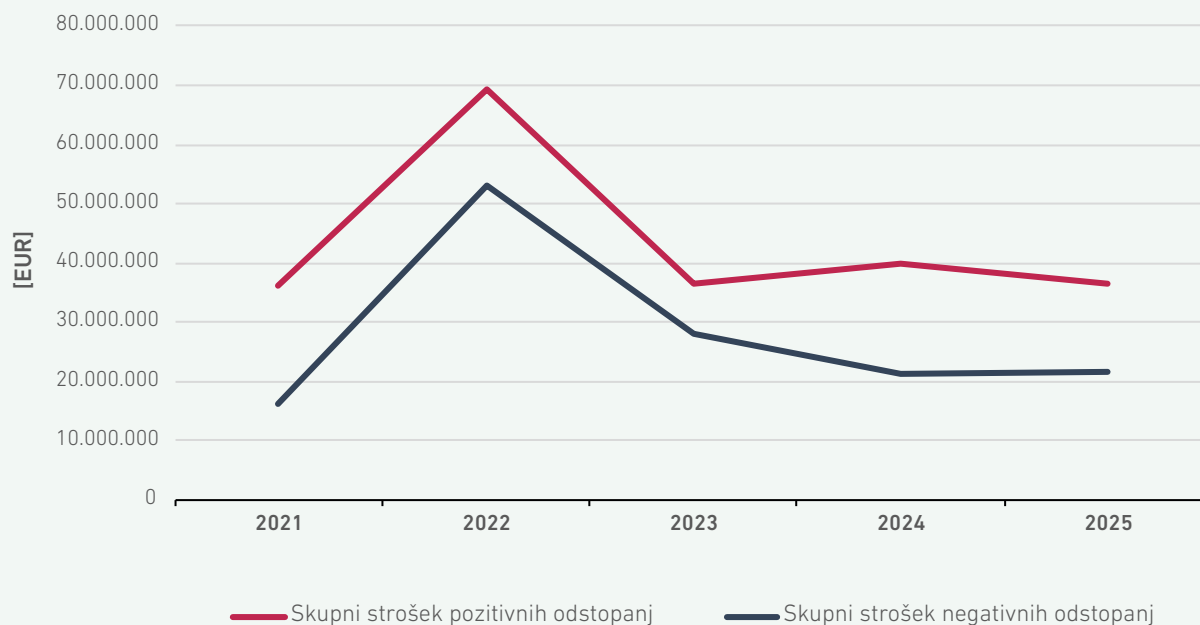
Dnevna odstopanja v letu 2025 kažejo izrazito variabilnost sistema med letom, predvsem v obdobjih povečane proizvodnje iz obnovljivih virov energije ter izrazitejših temperaturnih odstopanj.

Izravnalno energijo za uravnavanje odstopanj v elektroenergetskem sistemu Slovenije zagotavlja

operater prenosnega sistema ELES. V letu 2025 je bila za izravnavo negativnih odstopanj porabljena količina 396 GWh, za izravnavo pozitivnih odstopanj pa 508 GWh.



SLIKA 114: TREND SKUPNIH STROŠKOV POZITIVNIH IN NEGATIVNIH ODSTOPANJ V OBDOBJU 2021–2025



VIR: BORZEN

Kljub nadaljnji rasti količin odstopanj so se skupni stroški odstopanj po izrazitem porastu v obdobju energetske krize leta 2022 v letih 2023–2025 postopoma zniževali oziroma stabilizirali. V letu 2025 so skupni stroški pozitivnih odstopanj znašali približno 36 milijonov EUR, stroški negativnih

odstopanj pa približno 21 milijonov EUR. Trend kaže na postopno umirjanje razmer na trgih električne energije in izravnalnih storitev po ekstremnih cenovnih razmerah v letu 2022, čeprav stroški ostajajo višji kot v obdobju pred energetske krizo.

Maloprodajni trg

Na maloprodajnem trgu v Sloveniji dobavitelji in končni odjemalci sklepajo odprte pogodbe, s katerimi količine dobavljene energije in časovni potek dobave niso vnaprej določeni.

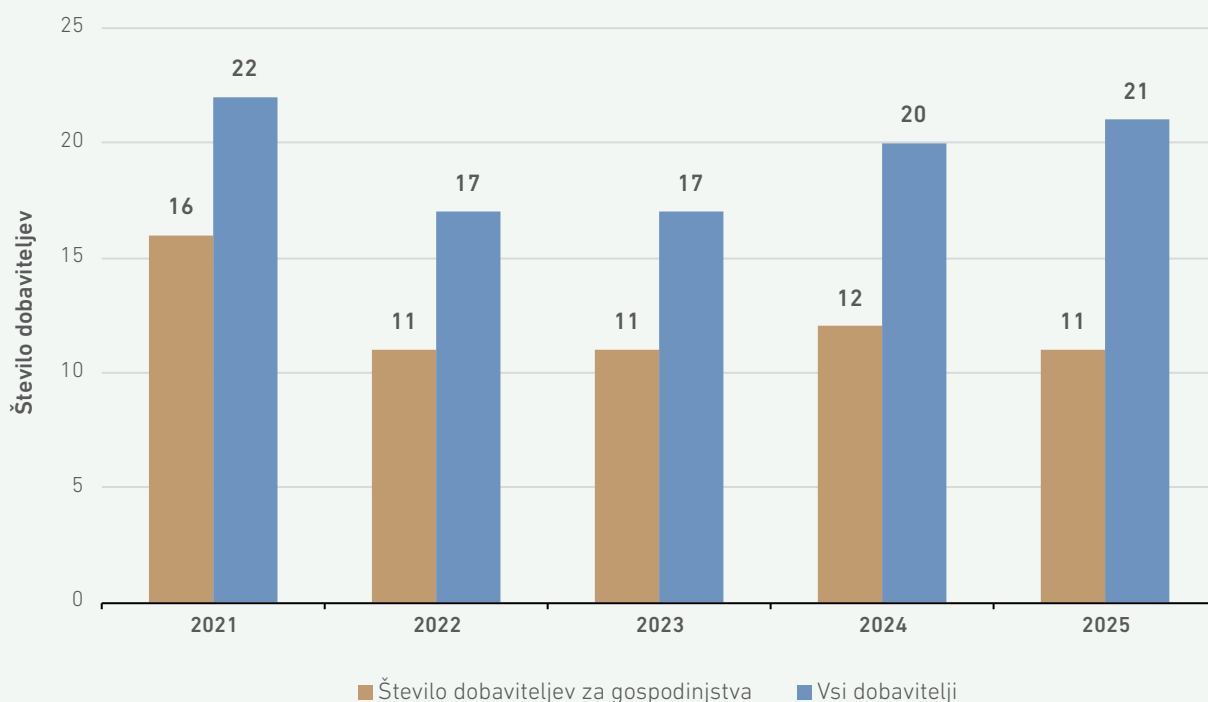
Maloprodajni trg v Sloveniji je v zadnjih letih doživel precejšnje spremembe. Na trgu se je zaradi zmanjšanja števila dobaviteljev⁶⁵ ter lastniških sprememb pri pomembnejših dobaviteljih električne energije koncentracija na trgu povečala, konkurenčnost pa se je statistično začela zmanjševati. Na drugi strani je zaradi napredka digitalizacije dostopnost do informacij lažja, odjemalci so zaradi energetske krize postali bolj ozaveščeni, na trgu pa so se pojavile številne nove storitve.

Maloprodajne cene se v letu 2024 zaradi interventnih zamejitev cen niso bistveno spreminjale, medtem ko so se večji del leta 2025 že oblikovale pretežno tržno. Do marca je vlada z uredbo določila najvišjo dovoljeno maloprodajno ceno za dobavo električne energije za obseg celotne mesečne porabe, in sicer za gospodinjstve in za porabo v skupnih prostorih večstanovanjskih stavb ter skupnih prostorih v mešanih večstanovanjsko-poslovnih stavbah.

V letu 2025 je na trg dobave električne energije za poslovni odjem vstopil nov dobavitelj, družba ENNA Next, Alpacem Cement pa je prenehal z dobavo gospodinjstvom, ostaja pa dobavitelj na področju negospodinjstev.

Ob koncu leta je bilo na maloprodajnem trgu dejavnih 21 dobaviteljev električne energije, 11 od teh je dobavljalo električno energijo gospodinjstvom.

Na trg vstopil en nov dobavitelj

SLIKA 115: GIBANJE ŠTEVILA DOBAVITELJEV NA MALOPRODAJNEM TRGU V SLOVENIJI V ODOBJU 2021–2025⁶⁶

VIR: AGENCIJA

Poslovni modeli dobaviteljev še naprej ostajajo različni. Nekateri dobavljajo električno energijo

samo gospodinjskim odjemalcem, drugi samo poslovnim, več kot polovica pa obojim.

Cene

V začetku leta 2025 so še vedno veljali ukrepi, ki jih je Vlada Republike Slovenije sprejela leta 2024 za regulacijo cen električne energije, da bi omilila vpliv energetske draginje na gospodinjstva in določene ranljive skupine. Uredba o določitvi cen električne energije je določala najvišjo dovoljeno

maloprodajno ceno električne energije za gospodinske odjemalce in za porabo v skupnih prostorih večstanovanjskih stavb in skupnih prostorih v mešanih večstanovanjsko-poslovnih stavbah. V tabeli 26 so prikazane zamejene cene, ki so veljale do 28. 2. 2025:

TABELA 26: UKREPI ZA REGULACIJO CEN ELEKTRIČNE ENERGIJE

Uredba Vlade RS	Veljavno obdobje regulacije	Obseg regulacije	Višja tarifa (VT) [EUR/kWh]	Nižja tarifa (NT) [EUR/kWh]	Enotna tarifa (ET) [EUR/kWh]	Prispevek OVE + SPTE
Uradni list RS, št. 96/24	1. 11. 2024–28. 2. 2025	100 % porabe	0,084	0,070	0,077	Oproščen

VIR: UREDBA O DOLOČITVI CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE (URADNI LIST RS, ŠT. 96/24)

Ukrep, ki je bil sprejet v letu 2024, je bil usmerjen v omejitve zvišanja končnega zneska oskrbe predvsem zaradi višjih stroškov omrežnin ob začetku

visoke sezone in je zato veljal od 1. 11. 2024 do 28. 2. 2025.

⁶⁶ V statistiko dobaviteljev je vključeno število dobaviteljev, ki so dobavljali električno energijo na zadnji koledarski dan posameznega leta.

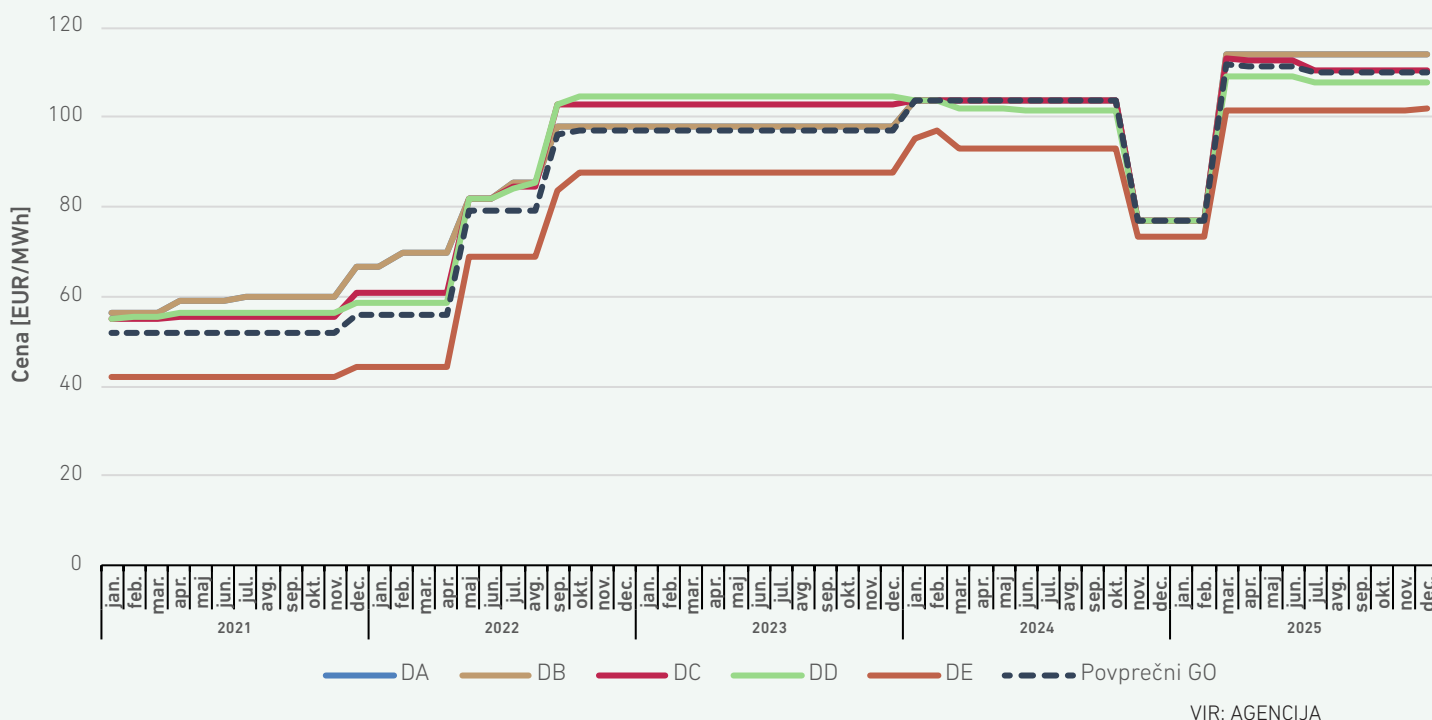


Maloprodajni indeks cen za značilne gospodinjse odjemalce

Agencija na podlagi rednega spremljanja maloprodajnega trga električne energije za gospodinjse odjemalce določa maloprodajne indekse cen (MPI). MPI temelji na najugodnejši ponudbi na trgu, ki je dostopna vsem gospodinjstvom odjemalcem in omogoča menjavo dobavitelja brez pogodbenih omejitev ali stroškov. Kot tak predstavlja referenčni kazalnik cenovnega potenciala maloprodajnega trga in zaradi uporabe enotnega referenčnega odjemalca omogoča primerljivo spremljanje cenovnih gibanj na maloprodajnem trgu med posameznimi leti.

Na maloprodajnem trgu ima večina gospodinjstev odjemalcev – z izjemo tistih, ki so vezani s pogodbenimi s pogodbenimi kaznimi – možnost, da z zamjenjavo dobavitelja ali izbiro drugega produkta pri obstoječem dobavitelju doseže dobavo električne energije po ceni, ki jo odraža MPI. Indeks tako ponazarja raven cen, ki je ob aktivnem ravnanju odjemalca realno dosegljiva na trgu.

SLIKA 116: MALOPRODAJNI INDEKS CEN V OBDOBJU 2021–2025



Slika 116 prikazuje trend gibanja MPI za standardne porabniške skupine DA, DB, DC, DD, DE⁶⁷ in povprečnega gospodinjstvenega odjemalca v Sloveniji⁶⁸ v obdobju 2021–2025. Iz grafa je razvidno, da je v prvih dveh mesecih leta 2025 še bila v veljavi 100-odstotna zamejitev cen električne energije z Uredbo o določitvi cene električne energije⁶⁹, zaradi česar MPI v tem obdobju ni odražal dejanskega stanja maloprodajnega trga, temveč učinek regulativnega ukrepa.

Po izteku ukrepa konec februarja 2025 so se cene dobave ponovno oblikovale tržno, kar se v grafu odraža kot izrazit dvig MPI v marcu 2025.

Okrepitev vpliva tržnih razmer na oblikovanje maloprodajnih cen

V nadaljevanju leta se MPI pri večini porabniških skupin stabilizira na ravni približno 110-114 EUR/MWh. Pri skupinah DC, DD in povprečnem gospodinjstvenem odjemalcu pa v sredini leta zaznamo še manjši padec vrednosti MPI.

67 Porabniške skupine po metodologiji Eurostat v uporabi do leta 2007 (DC: letna poraba 3.500 kWh od tega 1.300 kWh (MT)) - https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_204_H_custom_6471365/default/table?lang=en

68 Profil odjema povprečnega gospodinjstvenega odjemalca v Sloveniji: obračunska moč 8 kW, letna poraba 1.996 kWh (VT) in 2.100 kWh (MT)

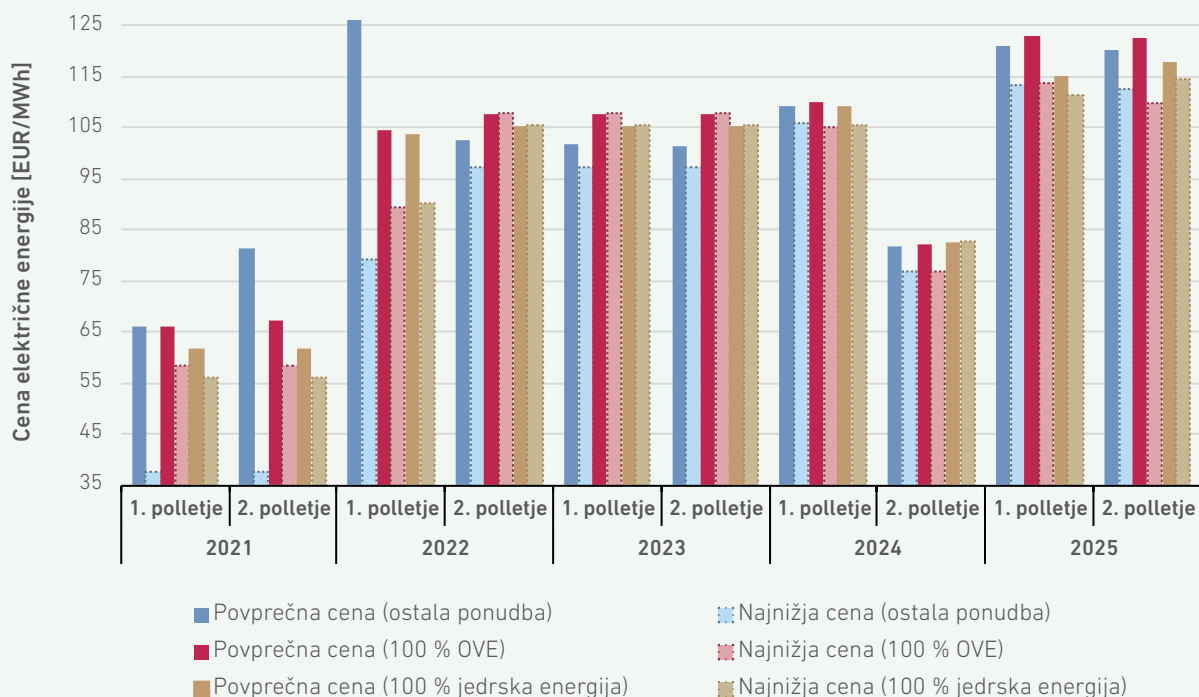
69 Uradni list RS, št. 96/24

Analiza gibanja cen ponudbe zelene ali nizkoogljične energije

Ponudbe električne energije se med drugim razlikujejo tudi po strukturi primarnih proizvodnih virov. Na maloprodajnem trgu so dobavitelji odjemalcem v okviru storitev dobave električne energije tudi v letu 2025 ponujali ponudbe z električno energijo iz obnovljivih virov energije (100 % OVE), ponudbe z energijo iz jedrskih virov (100 % jedrska energija) ter kombinirane ponudbe, ki vključujejo različne proizvodne vire.

Slika 117 prikazuje gibanje povprečnih cen energije⁷⁰ na podlagi ponudb, sestavljenih iz 100 % OVE, 100 % jedrske energije in ostalih virov energije, ter gibanje najnižje cene energije na podlagi ponudb, sestavljenih iz 100 % OVE, 100 % jedrske energije in ostalih virov energije za ponudbe dobaviteljev na trgu v obdobju 2023–2025 za povprečnega gospodinjkega odjemalca⁷¹. Cene v 1. in 2. polletju so bile izračunane za ponudbe, veljavne na dan 1. 7. 2025 in 31. 12. 2025.

SLIKA 117: GIBANJE CEN PONUDB V SLOVENIJI, SESTAVLJENIH IZ 100 % OVE, 100 % JEDRSKE ENERGIJE IN IZ OSTALIH VIROV ENERGIJE ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA V OBDOBJU 2023–2025



VIR: AGENCIJA

Povprečne cene ponudb v letu 2025 so se gibale med 115 EUR/MWh in 122 EUR/MWh. Najnižje cene vseh ponudb so si bile nekoliko bolj blizu, in sicer približno 112,5 EUR/MWh.

V primerjavi s prejšnjimi leti je bila v letu 2025 povprečna cena ponudb, sestavljenih iz 100 % jedrske energije, nižja od povprečnih cen ponudb, sestavljenih iz 100 % OVE (za 5 % v 1. polletju in 2 %

v 2. polletju) in ostalih virov energije (za 6 % v 1. polletju in 4 % v 2. polletju).

Zaradi prenehanja že omenjene veljavnosti vladne uredbe za zamejitev cen⁷² so se v primerjavi z letom 2024 najnižje cene ponudb v letu 2025, sestavljenih iz 100 % OVE in iz ostalih virov energije, zvišale za 19 %. Cene ponudb, sestavljenih iz 100 % jedrske energije, pa so se zvišale za 17 %.

70 V ceno energije so vključeni tudi pavšalni stroški poslovanja in drugi dodatki, ki so nekoliko bolj pojavn pri zelenih ponudbah.

71 Profil odjema povprečnega gospodinjkega odjemalca v Sloveniji: obračunska moč 8 kW, letna poraba 1.996 kWh (VT) in 2.100 kWh (MT)

72 Uradni list RS, št. 96/24



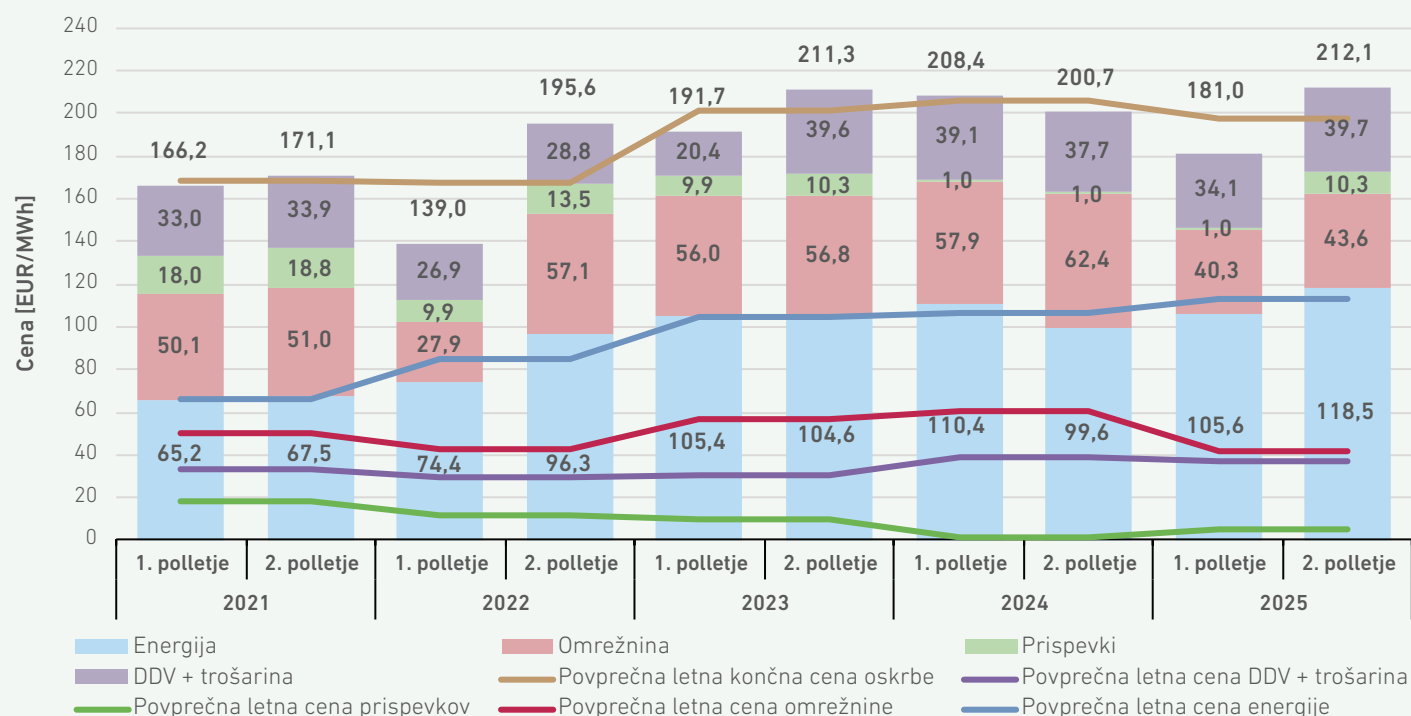
Končne cene električne energije za gospodinjiski odjem

V nadaljevanju je prikazana analiza strukture končnih cen oskrbe z električno energijo za gospodinjne odjemalce iz standardne porabniške skupine DC⁷³.

Končna cena oskrbe z električno energijo za odjemalca je sestavljena iz:

- cene električne energije, ki je bila v letu 2025 prva dva meseca navzgor omejena;
- omrežnine:
 - omrežnina za prenos in
 - omrežnina za distribucijo;
- prispevkov:
 - prispevek za zagotavljanje podpor proizvodnji električne energije v soproizvodnji z visokim izkoristkom in iz obnovljivih virov energije (OVE),
 - prispevek za energetske učinkovitost (URE) in
 - prispevek za delovanje operaterja trga;
- trošarine na električno energijo in
- davka na dodano vrednost (DDV).

SLIKA 118: GIBANJE KONČNE CENE OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V SLOVENIJI ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA V OBDOBJU 2021–2025



VIRA: AGENCIJA, SURS⁷⁴

Povprečna letna končna cena se je v letu 2025 znižala za 4,3 % predvsem zaradi znižanja omrežnine za kar 30,2 % v primerjavi z letom 2024. Po uveljavitvi nove metodologije obračuna omrežnine s 1. 10. 2024, je od 1. januarja 2025 do 28. februarja 2025 veljala uredba za začasno delno znižanje stroška za uporabo omrežja v višji sezoni za gospodinjse

4,3-% znižanje povprečne letne končne cene oskrbe za značilnega gospodinjsega odjemalca

73 Standardna porabniška skupina DC zajema gospodinjne odjemalce z letnim odjemom med 2.500 in 5.000 kWh.
74 SURS – Metodološko pojasnilo: <https://www.stat.si/StatWeb/File/DocSysFile/8130>

odjemalce, ki je vrednost tarifne postavke elektrooperaterjev za obračunsko moč v časovnem bloku 1 znižala na vrednost tarifne postavke časovnega bloka 2⁷⁵. Prav tako je za november in december veljalo prehodno obdobje določitve tarifnih postavk za moč, kjer se je tarifna postavka za moč za časovni blok 1 obračunala le v višini 50 % vrednosti⁷⁶. Ob tem beležimo še 4,1 % skupno znižanje DDV in trošarine, kar je posledica nižje osnove za obračun DDV zaradi znižanja končnih cen električne energije. K nižji ravni postavke je prispevala tudi še vedno veljavna znižana trošarina za električno energijo⁷⁷.

Zaradi omilitve visokih računov za električno energijo v zimski sezoni 2024/2025 je vlada v obdobju od novembra 2024 do februarja 2025 omejila cene električne energije za gospodinjstva⁷⁸, tako da so bile cene regulirane za celotno porabo. Ker je omejitev trajala le do konca februarja, se je povprečna letna cena energije v 2025 zvišala za 6 %.

Končne cene oskrbe z električno energijo za poslovni odjem

Končna cena oskrbe z električno energijo za povprečnega poslovnega odjemalca po SURS⁸⁰, ki obsega povprečje cen električne energije, omrežnine, dodatkov, prispevkov, trošarin in davkov⁸¹ prve in druge polovice leta, je v letu 2025 znašala 181,00 EUR/MWh in se je v primerjavi z letom 2024 znižala za 12,6 %. Posledica znižanja končnih cen so predvsem nižji stroški omrežnine, kar je razvidno s slike 79, ki predstavlja gibanje omrežnine za nekatere značilne poslovne odjemalce. Ker terminske pogodbe predstavljajo večinski delež pri oblikovanju končne cene, je kljub povišanju cen na veleprodajnem trgu v letu 2025, ki ga vidimo na sliki 80, k znižanju končne cene oskrbe povprečnega poslovnega odjemalca pripomogel padec cen letnih terminskih pogodb na borzi EEX za dobavo električne energije v letu 2025, ki so bile v primerjavi s pogodbami za dobavo v letu 2024 nižje za 27,3 %.

Končne cene oskrbe so se znižale za vse porabniške skupine, največje znižanje pa je bilo pri porabniški skupini IB, za katero je bila povprečna letna končna cena oskrbe v 2025 za 17,6 % nižja v primerjavi z letom 2024, saj se je znižala tako cena

Do 30. junija 2025 je veljala oprostitev plačila prispevkov OVE in SPTA za gospodinjstve odjemalce, nato pa je od 1. novembra 2025 začela veljati prehodna določba polovične oprostitve plačila prispevkov OVE in SPTA za gospodinjstve odjemalce⁷⁹. Ker pa je bila v letu 2024 oprostitev prispevka v veljavi celotno leto, je bila povprečna vrednost prispevka v letu 2025 v primerjavi z letom 2024 višja za 511,1 %.

V letu 2025 je delež postavke cene električne energije znašal 57,1 %, delež omrežnine zgolj 21,3 %, delež dajatev v energetiki 2,8 %, delež trošarine in davka na dodano vrednost pa 18,8 % od povprečne letne končne cene. Zaradi teh ukrepov struktura končne cene v letu 2025 ni odražala dolgoročnih stroškovnih signalov elektroenergetskega sistema.

12,6-% znižanje končnih cen oskrbe z električno energijo za povprečen poslovni odjem

električne energije kot cena omrežnine. Najmanjše znižanje je bilo za porabniško skupino IE, kjer se je znižala le cena električne energije, cena omrežnine pa se je kljub vladnemu ukrepu nekoliko povišala (omrežnina poslovnih odjemalcev, priključenih na VN, ima večjo težo na tarifnih postavkah za energijo, ukrepi pa so bili zastavljeni za tarifno postavko za moč⁷⁶). Povprečna letna končna cena oskrbe za porabniško skupino IE v 2025 je tako bila za 10,1 % nižja v primerjavi z letom 2024.

Gibanje končne cene oskrbe z električno energijo v Sloveniji za značilne poslovne odjemalce po polletjih v letih od 2021 do 2025 in primerjava s povprečno končno ceno oskrbe za poslovni odjem v Sloveniji je prikazano na sliki 119.

75 Zakon o nujnih ukrepih za omilitve posledic obračuna visoke omrežnine za gospodinjstve odjemalce (ZNUOPOVO) (Uradni list RS, št. 9/25)

76 Akt o spremembah in dopolnitvah Akta o metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje (Uradni list RS, št. 76/25)

77 Uredba o določitvi zneska trošarine za energente in električno energijo

78 Uredba o določitvi cene električne energije (Uradni list RS, št. 96/24)

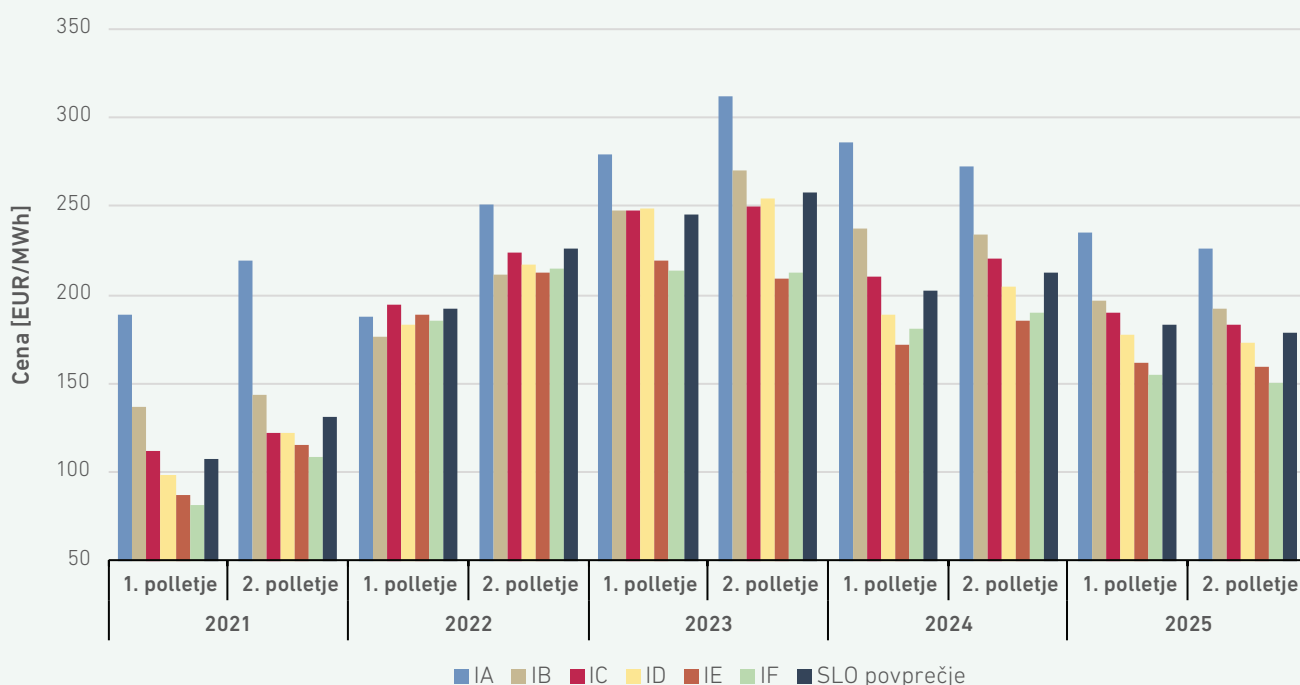
79 Akt o prispevkih za zagotavljanje podpor za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov energije in v soproizvodnji z visokim izkoristkom

80 SURS – Metodološko pojasnilo: <https://www.stat.si/StatWeb/File/DocSysFile/8130>

81 DDV je upoštevan zaradi zagotavljanja primerljivosti z metodologijo Eurostata.



SLIKA 119: GIBANJE KONČNE CENE OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V SLOVENIJI ZA ZNAČILNE POSLOVNE ODJEMALCE V OBDOBJU 2021–2025



VIR: SURS

Primerjava strukture končnih cen oskrbe z električno energijo v državah EU

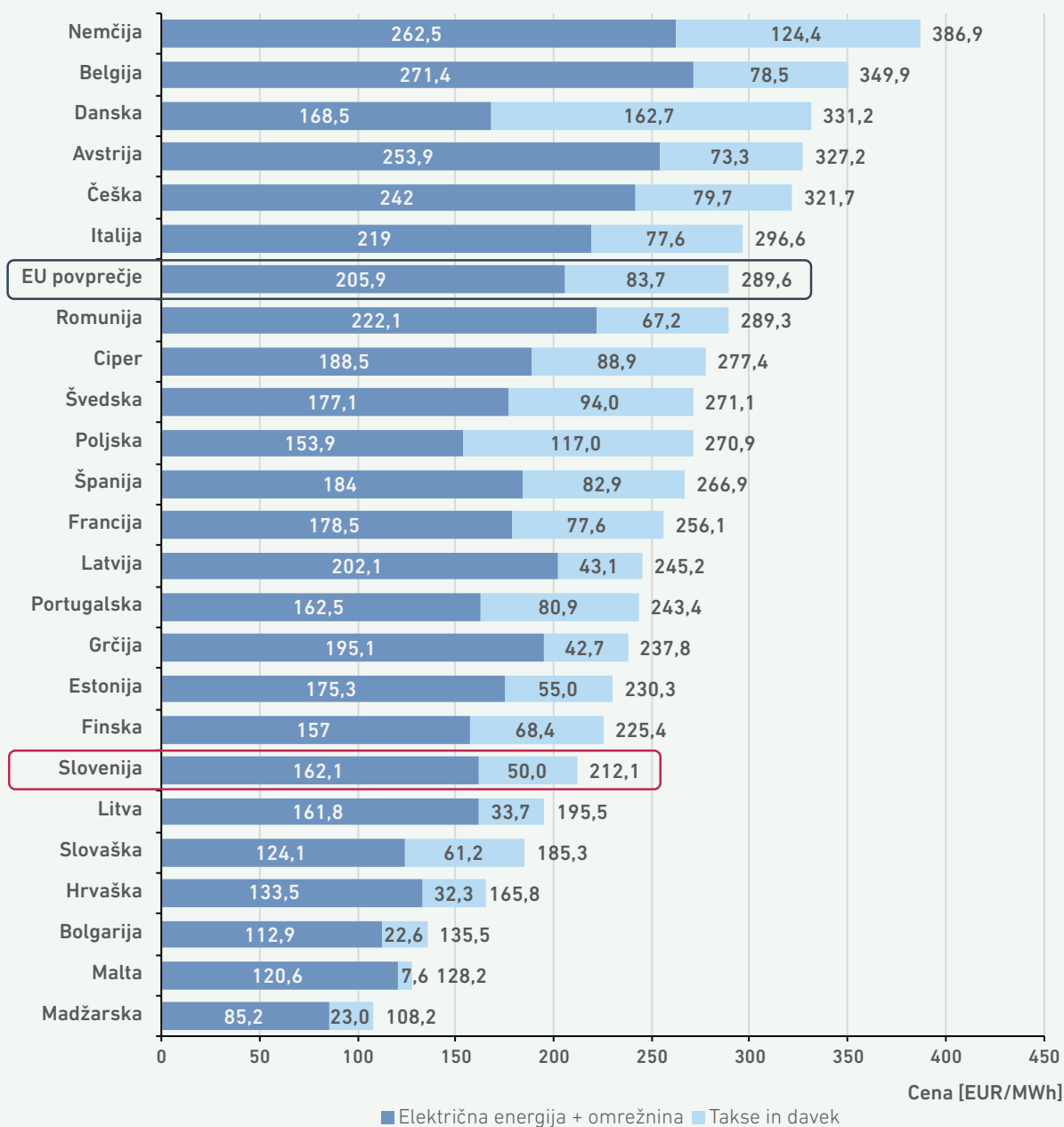
Slika 120 in slika 121 prikazujeta primerjavo končnih cen oskrbe z električno energijo v državah EU za drugo polovico leta 2025 za značilne gospodinske in poslovne odjemalce, izbrane po metodologiji Eurostata. Med takse in davke so vključeni prispevki, trošarina in DDV, v ceno brez taks in davkov pa cena za energijo in omrežnina.

Na notranjem trgu z električno energijo se v večini držav EU maloprodajna cena električne energije

oblikuje tržno, v nekaterih državah EU pa je mogoče zaslediti tudi regulirane maloprodajne cene električne energije, ki so veljale v začetku leta. Maloprodajna cena je odvisna od strukture proizvodnih virov in dostopnosti do sosednjih trgov ter tržnih aktivnosti.

Razlike pri končni ceni oskrbe se kažejo še na delu omrežnine, prispevkov za različne podporne politike za proizvodnjo iz OVE ter obdavčitve.

SLIKA 120: PRIMERJAVA KONČNIH CEN OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA Z LETNO PORABO OD 2.500 DO 5.000 kWh (DC) V DRŽAVAH EU ZA DRUGO POLOVICO LETA 2025 V EUR/MWh



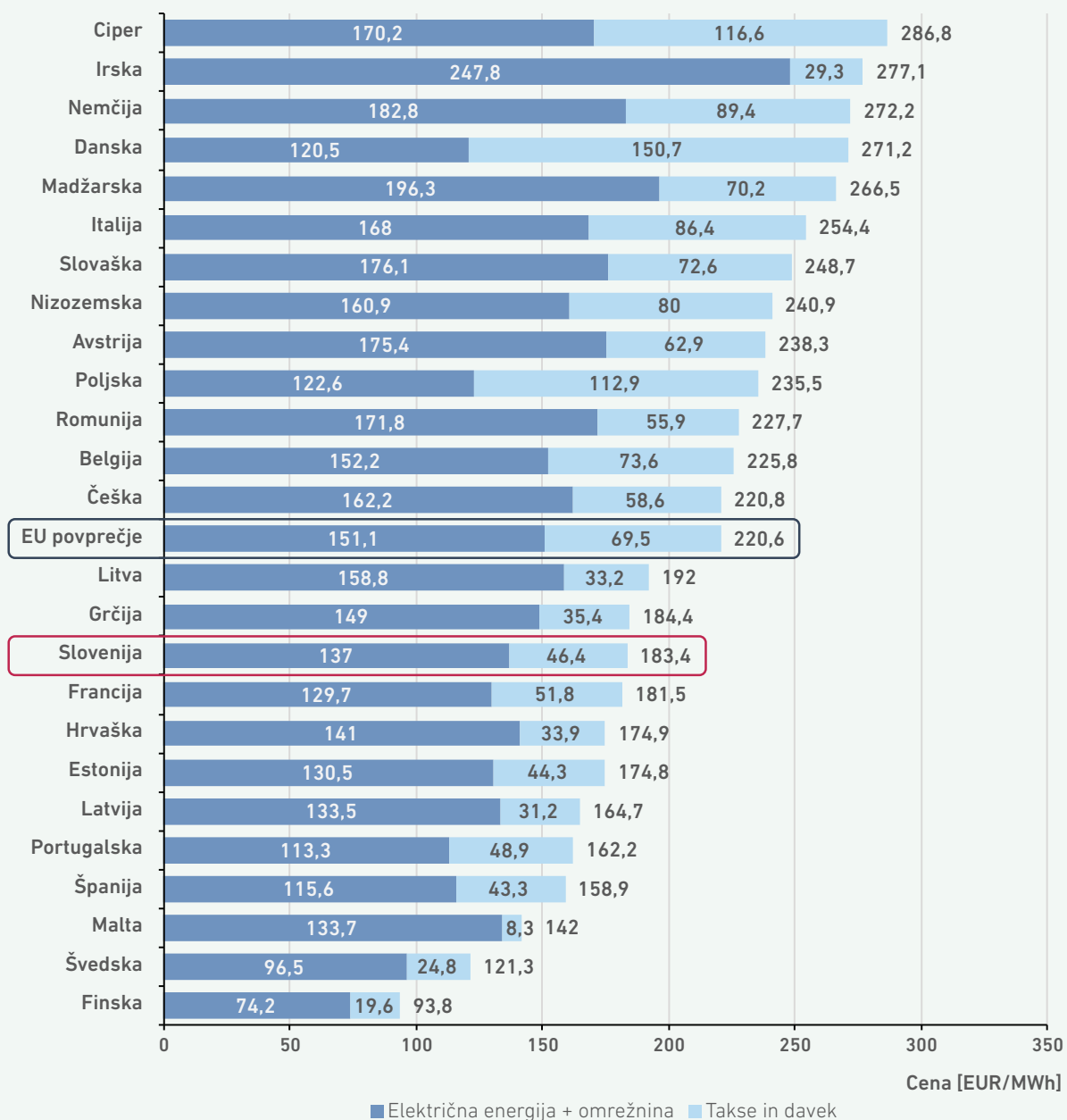
VIR: EUROSTAT

Za značilnega gospodinjstvenega odjemalca v Sloveniji je bila končna cena oskrbe nominalno na ravni, ki je bistveno pod povprečjem v EU, prav tako pa

tudi nižja kot v Avstriji in Italiji ter višja kot na Hrvaškem in Madžarskem, kar predstavlja enako stanje kot v preteklem letu.



SLIKA 121: PRIMERJAVA KONČNIH CEN OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO ZA ZNAČILNEGA POSLOVNEGA ODJEMALCA Z LETNO PORABO OD 500 MWh DO 2.000 MWh (IC) V DRŽAVAH EU ZA DRUGO POLOVICO LETA 2025 V EUR/MWh

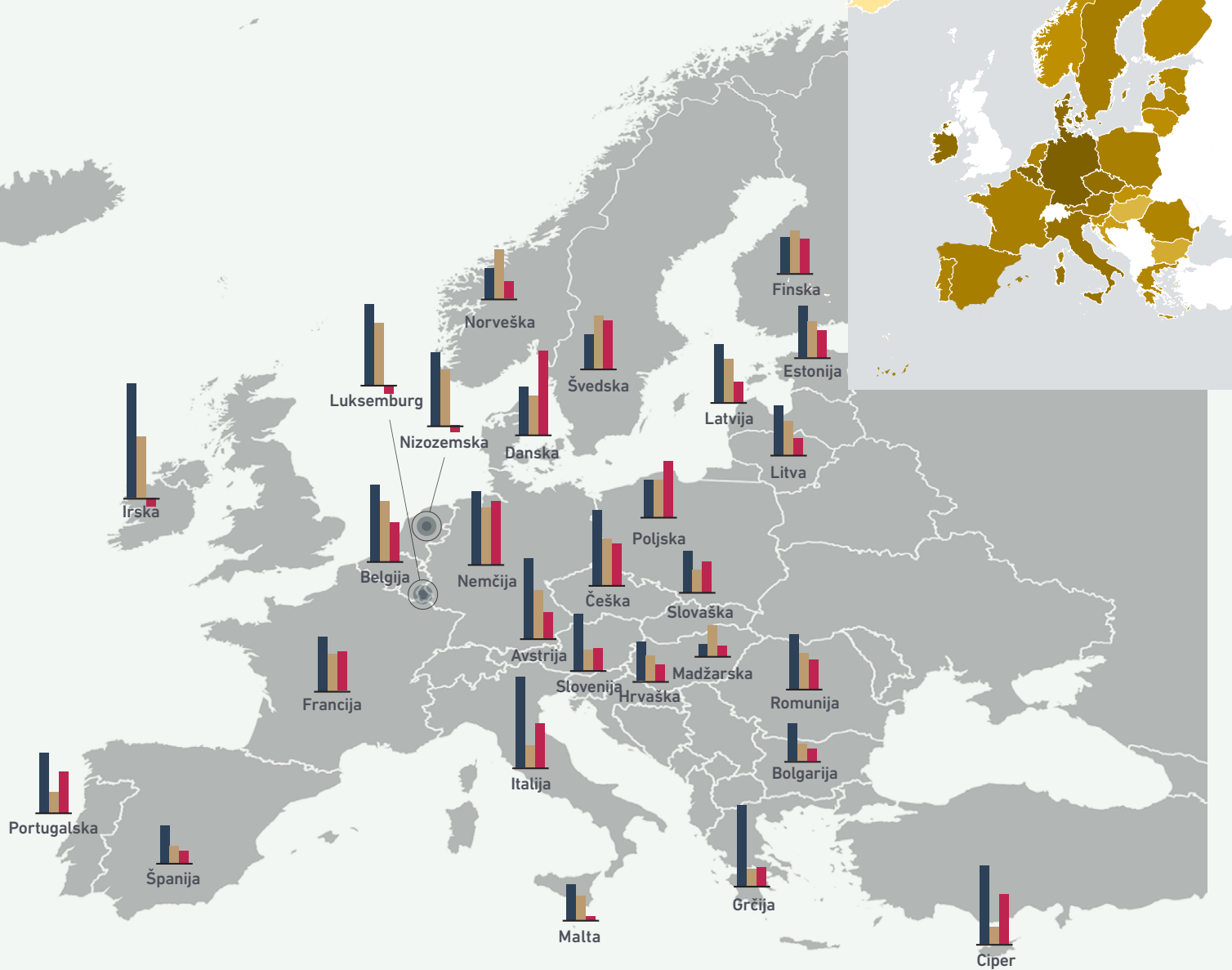


VIR: EUROSTAT

Končna cena oskrbe z električno energijo za značilnega poslovnega odjemalca v Sloveniji je bila na nominalni ravni nižja od povprečja EU ter tudi nižja

kot v Avstriji, Italiji in na Madžarskem, medtem ko je, za razliko od preteklega leta, bila višja kot na Hrvaškem.

SLIKA 122: STRUKTURA CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA (DC) PO DRŽAVAH V EU (V VDELANEM PRIKAZU TEMNEJŠA OBARVANOST POMENI VIŠINO KONČNE CENE)



KOMPONENTE KONČNE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE

■ Energija ■ Omrežnina ■ Takse, dodatki, DDV

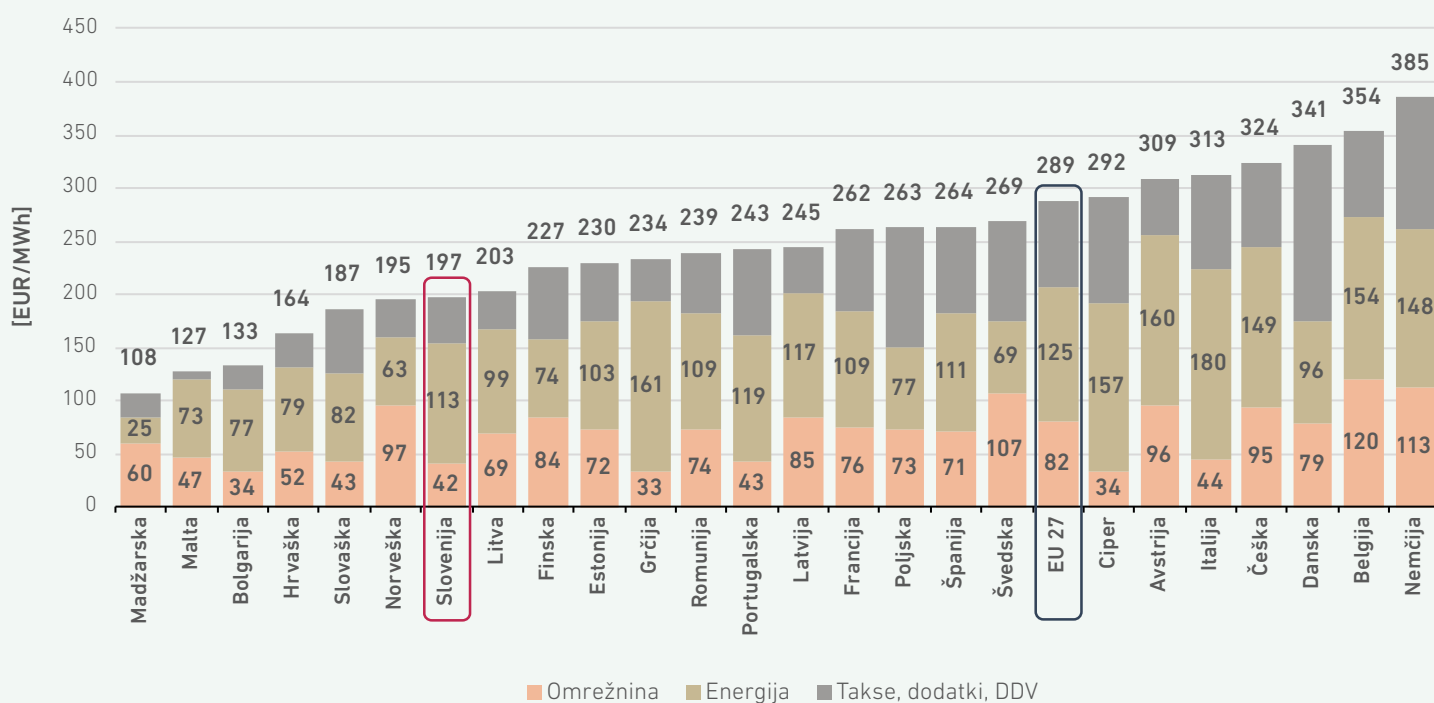
VIR: EUROSTAT

Trend blaženja visokih cen po EU tudi v 2025 kaže različne rezultate. Če je bil v letu po energetske krizi neposreden pritisk na niževanju zgolj na sami ceni električne energije, so opazni različni trendi po državah EU pri spreminjanju omrežnine in predvsem dajatev ter dodatkov, ki so del skupnega računa pri oskrbi z električno energijo za značilnega gospodinjstvenega odjemalca. Podatki Eurostat kažejo, da so se cene električne energije sicer stabilizirale po EU v zadnjih dveh letih (ostajajo pa še vedno visoke), vendar celotnega znižanja zaradi ukrepov odjemalci niso občutili, saj so države ukinjale v kri-

zi sprejete subvencije oziroma ukrepe. Opazna je tako rast davkov in trošarin. Na ravni EU se je cena električne energije sicer znižala za 9 %, dajatve pa zvišale za 15 %. Slovenija ostaja primer, kjer je bila rast cen električne energije skoraj enaka kot rast dajatev (električna energija 6 %, dajatve 7,6 %), vendar je bil zaradi znižane omrežnine zabeležen padec končne cene oskrbe z električno energijo za 4,3 %. Delež omrežnine za značilnega gospodinjstvenega odjemalca je bil v Sloveniji med nižjimi v EU in je znašal v skupni ceni le 21 % (povprečje v EU je znašalo 28 %).



SLIKA 123: PRIMERJAVA DELEŽEV V SKUPNI CENI OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA V DRŽAVAH EU

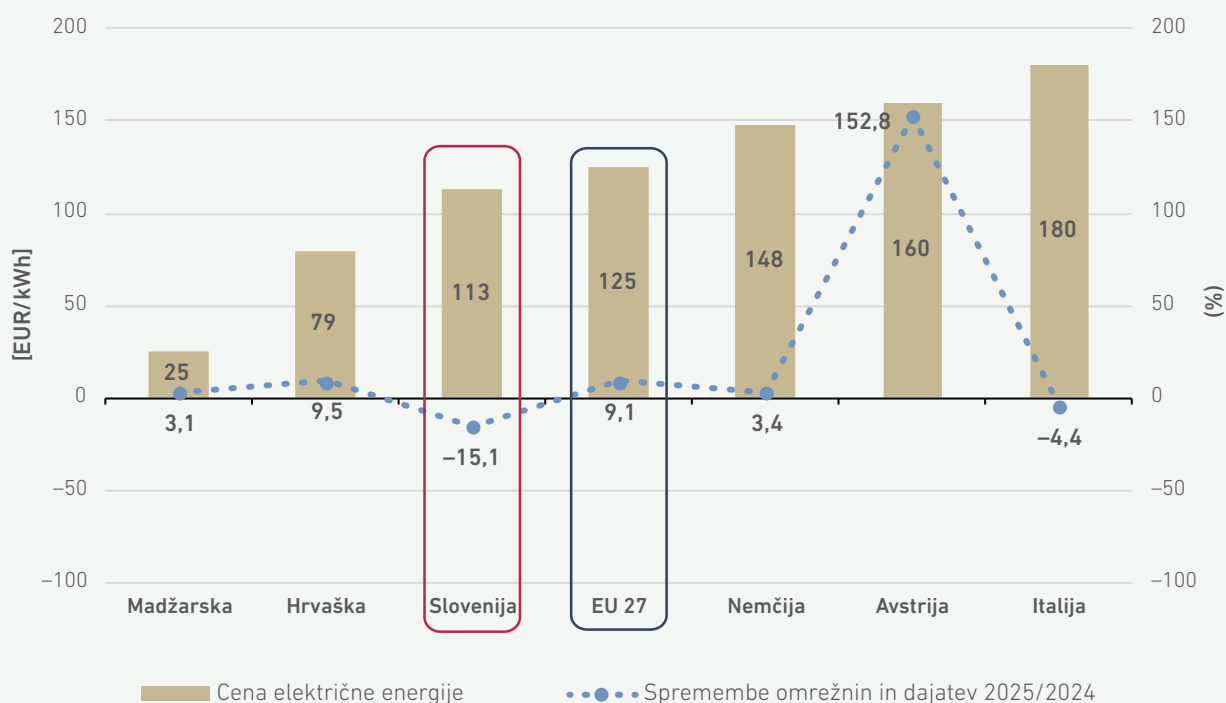


VIR: EUROSTAT

V Sloveniji so bili na področju omrežnin in dajatev uvedeni obsežni ukrepi za blaženje cen električne energije ter reforma omrežninskega sistema. Njihov vpliv na znižanje končnih cen je med največjimi tako v primerjavi s sosednjimi državami kot tudi v širšem evropskem prostoru, saj kot kaže naslednja slika, medletna sprememba omrežnin in obdavčitev cen oskrbe z električne energije presega 15 % glede na preteklo leto. Kljub temu končne cene električne energije za značilnega gospodinjkega odjemalca v Sloveniji še vedno niso med najnižjimi v Evropski uniji.

Primerjava nominalnih cen električne energije na veleprodajnem trgu v letu 2025 in cen električne energije za gospodinjke odjemalce, ki jih za posamezne države poroča Eurostat, kaže, da so cene, ki jih plačujejo značilni gospodinjke odjemalci, nižje od tržnih cen. To nakazuje, da še vedno obstajajo ukrepi, ki neposredno vplivajo na ceno dobave električne energije in jo znižujejo.

SLIKA 124: MEDLETNA SPREMEMBA OMREŽNIN IN OBDAVČITEV CEN OSKRBE Z ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA ZA NEKATERE DRŽAVE V EU



VIR: EUROSTAT

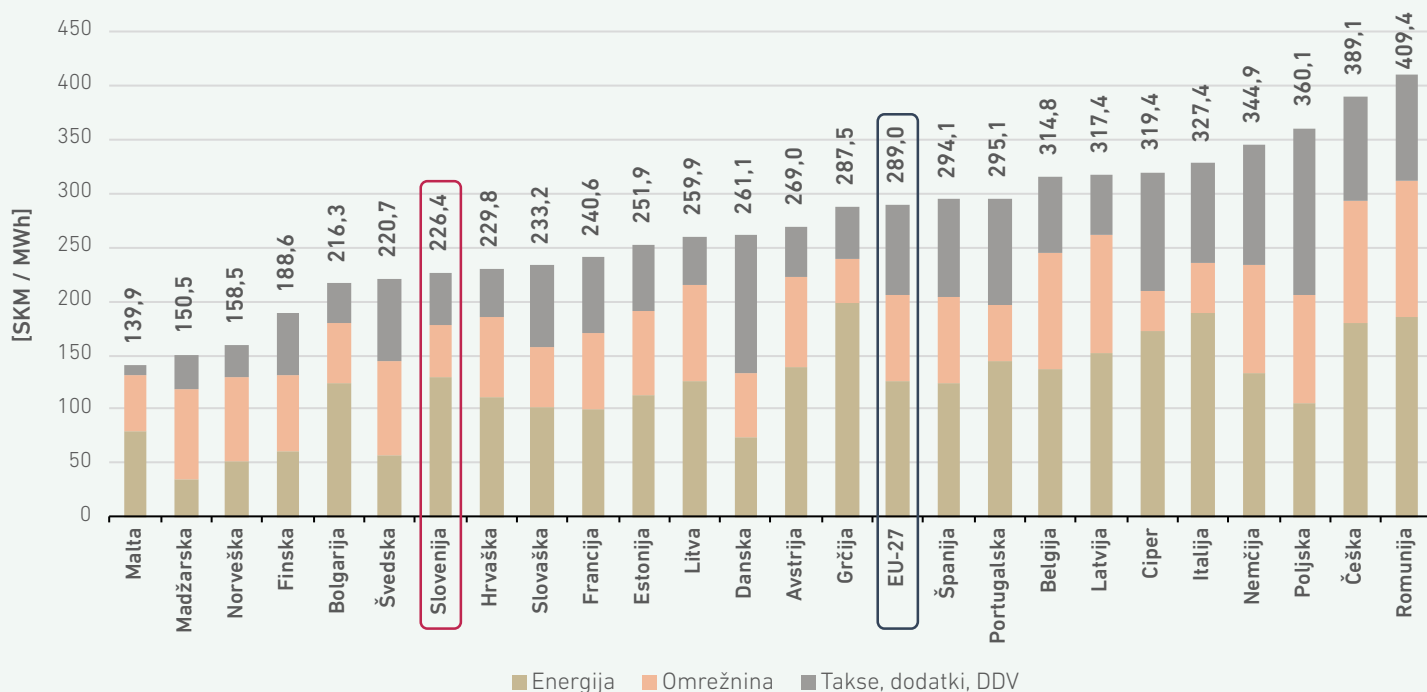
Blaženje cen oskrbe z električno energijo je po merjenju standarda kupne moči (SKM)⁸² pokazalo dodatne prepoznavnosti ukrepov po državah. Za značilnega gospodinjkega odjemalca se je povprečna skupna cena v EU povečala za 1,4 %, medtem ko se je v Sloveniji znižala za 5,4 %. V strukturi skupne cene analiza kupne moči kaže, da je bila cena dobave električne energije v Sloveniji glede na 2024 višja za 4,7 %, medtem ko v EU nižja za 7,4 %. Izrazit vpliv na skupno ceno oskrbe z električno energijo kaže znižanje omrežnine za 31,1 % v

Sloveniji, v EU pa so se omrežnine zvišale za 4,3 %. Je pa bila v Sloveniji zabeležena nižja rast dajatev (za 6,1 %), medtem ko so se dajatve v EU zvišale za 14,8 %. Naslednja slika kaže, da je cena oskrbe z električno energijo v Sloveniji še bolj ugodna v primerjavi z drugimi državami v EU, saj se je Slovenija glede na leto prej uvrstila v zadnjo tretjino držav po višini cene oskrbe z električno energijo po indeksu kupne moči. V primerjavi s podatki predhodnega leta lahko vidimo tudi drugačno razvrstitev držav.

82 Standard kupne moči (SKM) – (PPS - Power Purchase Standard) je umetna, fiktivna valuta. Na ravni povprečja držav EU je enaka enemu evru. Teoretično lahko en SKM kupi enako količino blaga in storitev v vsaki državi. Čezmejne razlike v cenah pomenijo, da so za isto blago in storitve potrebne različne količine enot v nacionalni valuti. SKM se izračuna z deljenjem katerega koli ekonomskega agregata države v nacionalni valuti na njene paritete kupne moči. Paritete kupne moči so menjalni tečajji, ki izenačijo kupno moč različnih valut tako, da izločijo razlike v ravni cen med državami.



SLIKA 125: PREGLED SKUPNE CENE OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO PO INDEKSU KUPNE MOČI ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA V DRŽAVAH EU



VIR: EUROSTAT

Marža in odzivnost maloprodajnih cen

Analiza povezanosti med veleprodajnimi cenami električne energije in energijsko komponento maloprodajnih cen za gospodinjske odjemalce kaže stopnjo odzivnosti maloprodajnega trga na spremembe razmer na veleprodajnih trgih. Primerjava gibanja povprečne maloprodajne cene energije za značilnega gospodinjskega odjemalca⁸³ in indeksa veleprodajne cene omogoča oceno teoretične bruto marže dobaviteljev ter vpogled v dinamiko prilagajanja maloprodajnih cen tržnim razmeram.

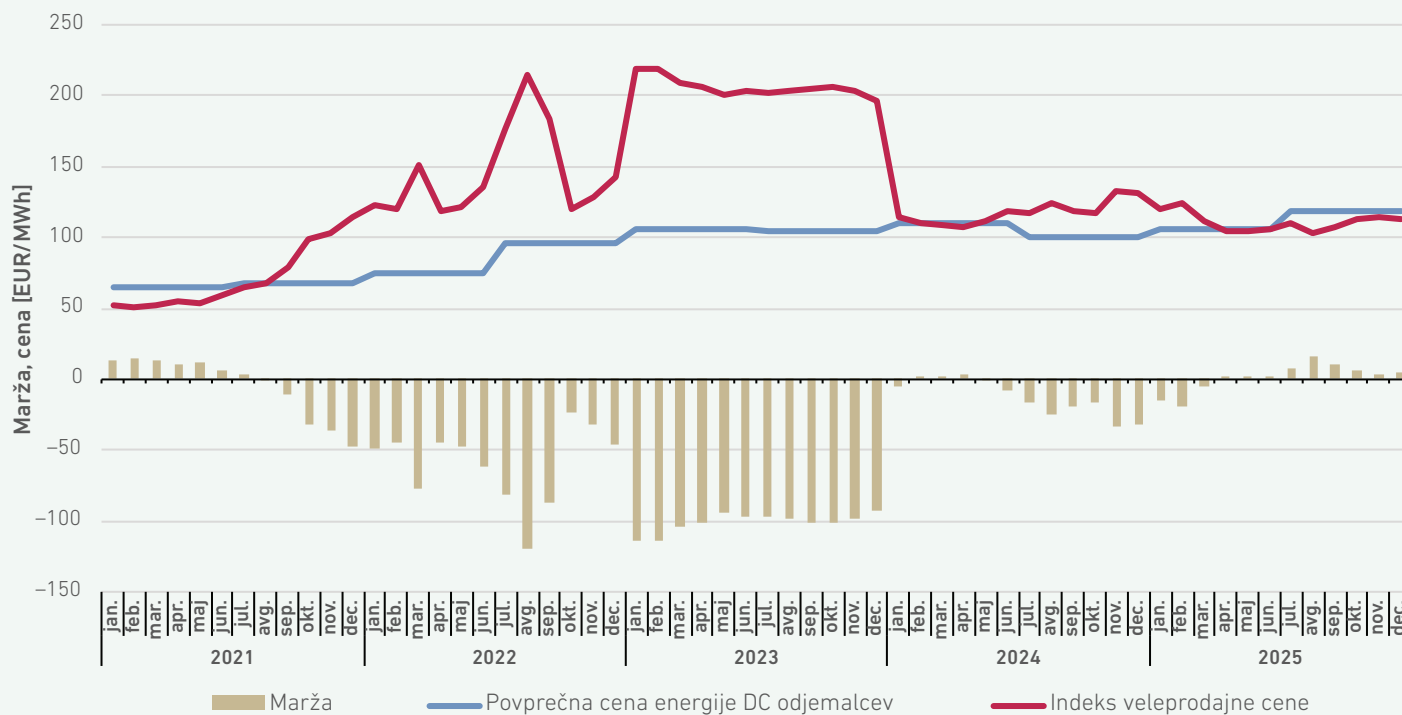
Marža v tem kontekstu predstavlja razliko med ceno energije za značilnega gospodinjskega odjemalca in ocenjeno nabavno ceno energije na veleprodajnem trgu. Pri izračunu veleprodajne

komponente⁸⁴ je uporabljen nabavni indeks veleprodajne cene, ki temelji na kombinaciji letnih terminkih produktov (kjer uporabimo povprečno ceno v 18 mesecih pred točko dobave) in nakupov na dnevnem trgu. Za izračun deleža terminkih nakupov (enak delež se nato uporabi za vsa opazovana leta) smo namesto minimalne vrednosti⁸⁴ urne porabe v letu 2025 uporabili 10. percentil urnega profila, s čimer se metodologija bolj približa poenostavljeni referenčni strategiji nabave električne energije. Marža je teoretični kazalnik in ne predstavlja dobička dobaviteljev, saj ti iz nje krijejo tudi stroške bilančnih odstopanj, upravljanja portfelja, prodaje in drugih poslovnih aktivnosti.

83 Odjemna skupina DC z letno porabo od 2.500 kWh do 5.000 kWh.

84 Metodologija je obširneje razložena v Aneksu 6 dokumenta ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2014.

SLIKA 126: MARŽA IN ODZIVNOST ENERGIJSKE KOMPONENTE MALOPRODAJNIH CEN



VIRA: AGENCIJA, SURS

V letu 2025 so marže na maloprodajnem trgu električne energije po koncu regulacije ponovno dosegle pozitivne vrednosti. Povprečna letna marža je tako znašala 0,95 EUR/MWh, kar predstavlja pomembno izboljšanje v primerjavi z letom 2024, ko je znašala -12,54 EUR/MWh⁸⁵.

K povrnitvi marž na pozitivne ravni so prispevali predvsem znižanje nabavne komponente veleprodajne cene električne energije in postopno prilagajanje maloprodajnih ponudb novim tržnim razmeram. Ker termenske pogodbe predstavljajo pomemben del nabavne strategije dobaviteljev, je k zvišanju marže v letu 2025, kljub povišanju cen na trgu za dan vnaprej, pomembno prispevalo znižanje cen letnih termenskih pogodb na borzi EEX za dobavo električne energije v letu 2025 v primerjavi s ceno letnih termenskih pogodb za dobavo v letu 2024.

Zamejitev maloprodajnih cen je v kombinaciji z neugodnimi razmerami na veleprodajnih trgih bila ključni dejavnik za ohranjanje negativnih marž v obdobju od septembra 2021 do marca 2025. Posledično trg ni deloval v polni meri in se maloprodajne cene zaradi administrativne omejitve niso

Konec obdobja izrazito negativnih marž na maloprodajnem trgu električne energije

mogle prilagoditi dogajanju na veleprodajnem trgu, kar pomeni, da je bila marža odvisna zgolj od gibanja veleprodajnih cen. Po prenehanju veljavnosti Uredbe o določitvi cen električne energije⁸⁶ je viden porast maloprodajnih cen za 7 %, medtem ko se je nabavni indeks veleprodajnih cen v primerjavi z letom 2024 znižal za 5,5 %.

V začetnih mesecih let 2024 in 2025 vidimo skorajšnje izenačenje povprečne cene energije porabniške skupine DC in nabavnega indeksa veleprodajne cene. Ključna razlika med letoma 2024 in 2025 je, da je bilo v letu 2024 približevanje predvsem posledica padca veleprodajnih cen, medtem ko je v letu 2025 pomembno vlogo odigral tudi ponovni prenos tržnih signalov v maloprodajne ponudbe po koncu regulacije.

85 Vrednost za leto 2024 izračunana na podlagi spremenjene metodologije

86 Uradni list RS, št. 96/24



Korelacija med povprečno maloprodajno ceno energije in indeksom veleprodajne cene je v letu 2025 ostala negativna. Negativna korelacija pa ne pomeni nujno slabše odzivnosti trga, temveč lahko odraža večjo stabilizacijo maloprodajnih cen in vpliv hedging mehanizmov dobaviteljev.

Dinamične in fiksne cene

Pogodbe z dinamičnimi cenami so v segmentu poslovnih odjemalcev na slovenskem maloprodajnem trgu prisotne že več let, medtem ko je bila v segmentu gospodinjkega in malega poslovnega odjema pravna podlaga za njihovo ponudbo vzpostavljena po prenosu Direktive (EU) 2019/944⁸⁷ v Zakon o oskrbi z električno energijo (ZOEE) leta 2022. ZOEE to področje ureja v 17. členu, ki določa pravice v zvezi s pogodbami z dinamičnimi cenami električne energije. Dobavitelji, ki imajo sklenjene pogodbe o dobavi električne energije z več kot 100.000 končnimi odjemalci, so dolžni ponuditi tudi pogodbe z dinamičnimi cenami. Hkrati ima vsak končni odjemalec z nameščenim naprednim števcem pravico zahtevati sklenitev takšne pogodbe. Dejanska vzpostavitev in uskladitev ponudbe z dinamičnimi cenami za gospodinjke in male poslovne odjemalce se je začela šele v prvi polovici leta 2024, ko so dobavitelji na podlagi poziva v skladu s 17. členom ZOEE prilagodili svoje cenike, pogodbene pogoje in poslovne politike.

V letu 2025 je pet dobaviteljev oskrbovalo več kot 100.000 odjemalcev: E 3, ECE, Elektro energija, Energija plus in GEN-I.

Slika 127 prikazuje število sklenjenih pogodb na podlagi dinamičnih cen v obdobju 2022–2025 za gospodinjke odjemalce (GO), male poslovne odjemalce (MPO) in poslovne odjemalce (PO).

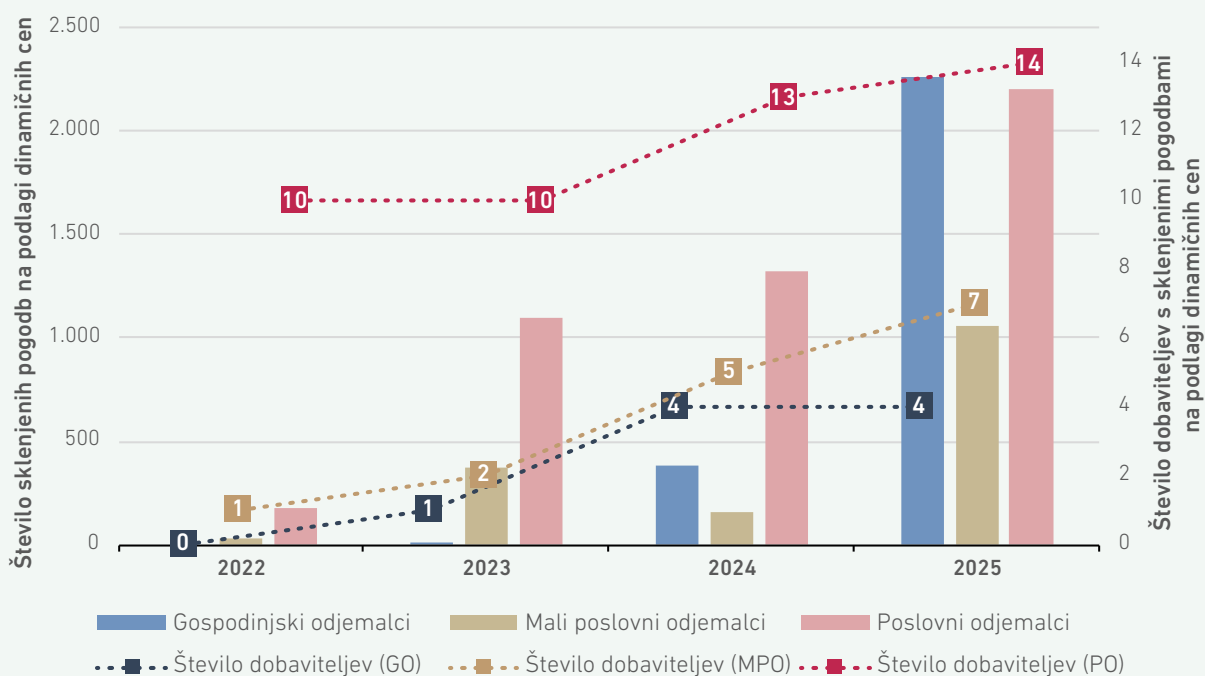
Maloprodajne cene bolje odražajo veleprodajne tržne signale

Energetska kriza, povezana z izrazitim porastom veleprodajnih cen električne energije in povečano cenovno nestanovitnostjo, je v letu 2022 pomembno omejila tako ponudbo kot tudi povpraševanje po tovrstnih produktih. Posledično je bilo število sklenjenih pogodb zelo nizko, v segmentu gospodinjstvih odjemalcev pa tovrstnih pogodb v tem obdobju še ni bilo.

V naslednjih letih je sledila izrazita rast števila sklenjenih pogodb pri gospodinjstvih in poslovnih odjemalcih, medtem ko se je pri malih poslovnih odjemalcih v letu 2024 število pogodb nekoliko zmanjšalo. V letu 2025 se je število sklenjenih pogodb ponovno izrazito povečalo v vseh treh skupinah odjemalcev, kar dodatno potrjuje nadaljnje uveljavljanje tovrstnih produktov na trgu. Ob tem se je pri vseh treh skupinah odjemalcev postopoma povečevalo tudi število dobaviteljev, ki ponujajo oziroma sklepajo takšne pogodbe, kar kaže na nadaljnji razvoj in širitev te ponudbe na trgu.

V letu 2025 so štirje dobavitelji imeli sklenjene pogodbe na podlagi dinamičnih cen z 2.259 gospodinjstvi odjemalci, sedem dobaviteljev s 1.063 malimi poslovnimi odjemalci ter 14 dobaviteljev z 2.204 poslovnimi odjemalci. Ne glede na pozitivne trende pa ostaja število odjemalcev, ki so oskrbovani na podlagi dinamičnih cen, majhno in še vedno predstavlja nepomemben segment maloprodajnega trga.

SLIKA 127: ŠTEVILO SKLENJENIH POGODB NA PODLAGI DINAMIČNIH CEN TER ŠTEVILO DOBAVITELJEV, S KATERIMI SO ODJEMALCI SKLENILI TE POGODBE V OBDOBJU 2022–2025



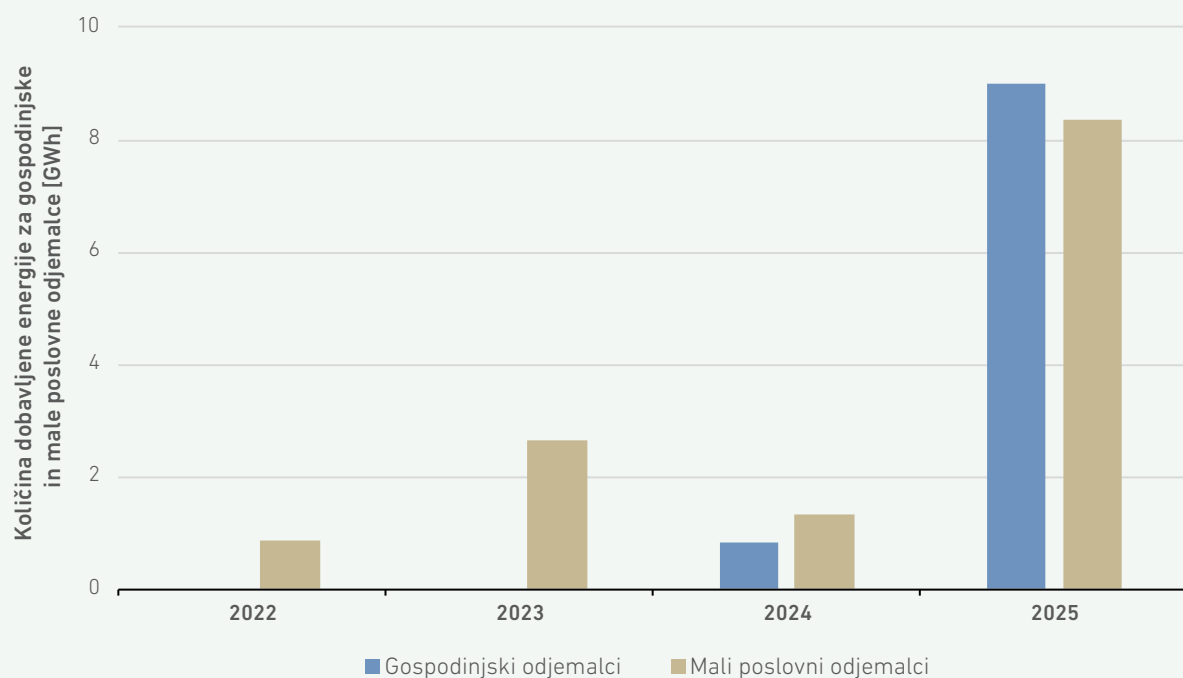
VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI

Skupna količina električne energije, dobavljene odjemalcem s pogodbami na podlagi dinamičnih cen, je v letu 2025 znašala 9,00 GWh za gospodinjski odjem (v povprečju 3,98 MWh na gospodinjskega odjemalca), 8,36 GWh za mali poslovni odjem (v povprečju 7,87 MWh na malega poslovnega odjemalca) ter 4.108,1 GWh (v povprečju 1.863,92 MWh na poslovnega odjemalca).

Dobavljena količina energije na podlagi dinamičnih pogodb se je med letoma 2022 in 2025 razvijala različno po posameznih skupinah odjemalcev. Medtem ko je pri gospodinjskih in poslovnih odjemalcih mogoče opaziti postopno krepitev dobave na podlagi dinamičnih pogodb, so mali poslovni odjemalci po začetni izraziti rasti v letu 2024 zabeležili znižanje, ki mu je v letu 2025 ponovno sledila občutna rast.

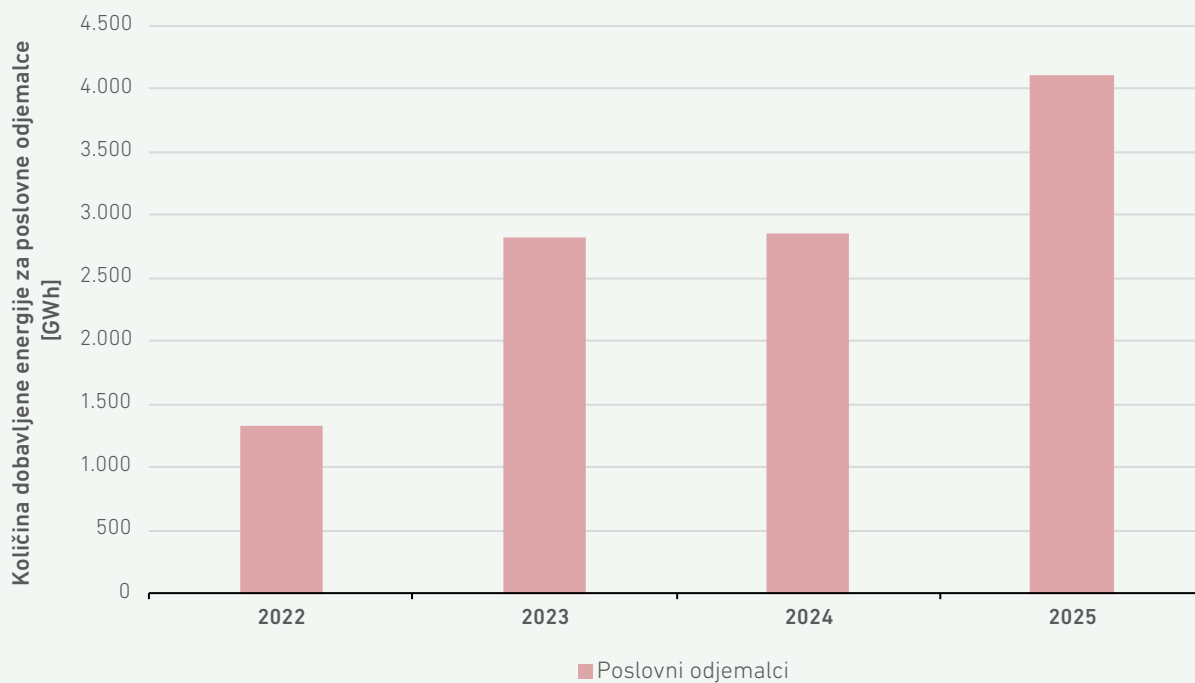


SLIKA 128: KOLIČINA DOBAVLJENE ENERGIJE ZA GOSPODINJSKE IN MALE POSLOVNE ODJEMALCE V GWh V OBDOBJU 2022–2025



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI

SLIKA 129: KOLIČINA DOBAVLJENE ENERGIJE ZA POSLOVNE ODJEMALCE V GWh V OBDOBJU 2022–2025

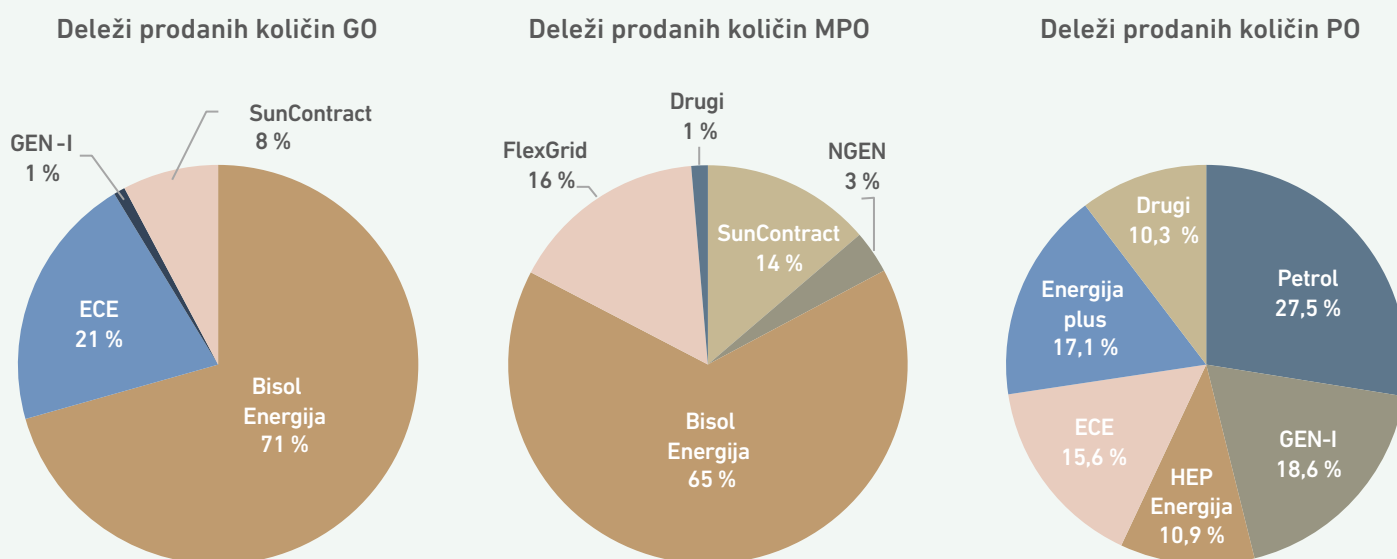


VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI

Porazdelitev dobavljene količine električne energije na podlagi pogodb z dinamičnimi cenami po dobaviteljih je za različne skupine odjemalcev prikazana na sliki 130. Iz podatkov je razvidno, da je BISOL Energija z 71 % dobavljene električne energije vodilni dobavitelj med gospodinjstvi

odjemalci. Prav tako pri malih poslovnih odjemalcih največji delež dobavljene energije pripada dobavitelju BISOL Energija (65 %). Pri poslovnih odjemalcih največji delež dobavljene energije pripada dobavitelju Petrol, in sicer 27,5 %.

SLIKA 130: DELEŽI PRODANIH KOLIČIN ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PODLAGI POGODB Z DINAMIČNIMI CENAMI PO DOBAVITELJIH V LETU 2025⁸⁸



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI

Večina razpoložljivih ponudb, ki so temeljile na dinamičnih cenah, so bile vezane na indeks električne energije SIPX (EUR/MWh) na borznem trgu z električno energijo v Sloveniji (BSP SouthPool). Opisi oblikovanja dinamičnih cen razpoložljivih ponudb, posredovani od strani dobaviteljev, večinoma ne vključujejo cenovnih zamejitev, z izjemo enega dobavitelja, ki ponuja paket z zamejitvijo na ravni mesečnega povprečja, in enega, ki ima zamejitev najvišje cene na 220 EUR/MWh, ter še dva dobavitelja, ki imata zamejitev cene za poslovne odjemalce. Pri enem je zamejitev definirana znotraj PPA (Power Purchase Agreement), pri drugem je zamejitev definirana na podlagi izračuna. Nezadostna prisotnost mehanizmov za omejevanje najvišjih cen električne energije predstavlja za odjemalce pomembno tveganje, saj jih izpostavlja cenovni nestanovitnosti veleprodajnega trga, kar lahko hkrati odvrača odjemalce od odločanja za tovrstne ponudbe.

Dobavitelji so dinamičnim cenam večinoma dodajali pribitke, ki so bodisi nespremenljivi glede na dogajanja na veleprodajnem trgu, oz. fiksni in podani v EUR/MWh, ali pa so podani kot relativni pribitek, ki se doda vrednosti indeksa. Vrednosti relativnega pribitka se po podatkih dobaviteljev gibljejo v obsegu med 6 in 10 % vrednosti na ceno 15-minutnega intervala na energetski borzi BSP SouthPool, fiksne vrednosti pribitkov, ki se prištejejo k posameznemu indeksu SIPX, pa med 6,5-14 EUR/MWh. Pribitki so vključevali operativne stroške prodajalca za napovedovanje in upravljanje z energijo, stroške odstopanj dejanske porabe od napovedane porabe odjemalca, stroške upravljanja merilnega mesta, spremljanje porabe in upravljanje z energijo po potrebah odjemalca. Samo en dobavitelj navaja pribitek, vezan na porabo. Podobno kot v primeru ostalih ponudb dobave električne energije so tudi pri ponudbah, ki so temeljile na dinamičnih cenah, bili del ponudbe različni podporni in pavšalni stroški.

88 Razlika med skupno vsoto in seštevki je posledica zaokroževanja na eno decimalno mesto.



Fiksne cene za določen čas

Z Zakonom o spremembah in dopolnitvah Zakona o oskrbi z električno energijo (ZOEE-A), ki je začel veljati leta 2025, se je spremenil 17. člen ZOEE, ki določa obveznost dobaviteljev električne energije, ki oskrbujejo več kot 100.000 končnih odjemalcev, da tem odjemalcem poleg drugih oblik pogodb ponudijo tudi pogodbe o dobavi električne energije s fiksno ceno za določeno obdobje.

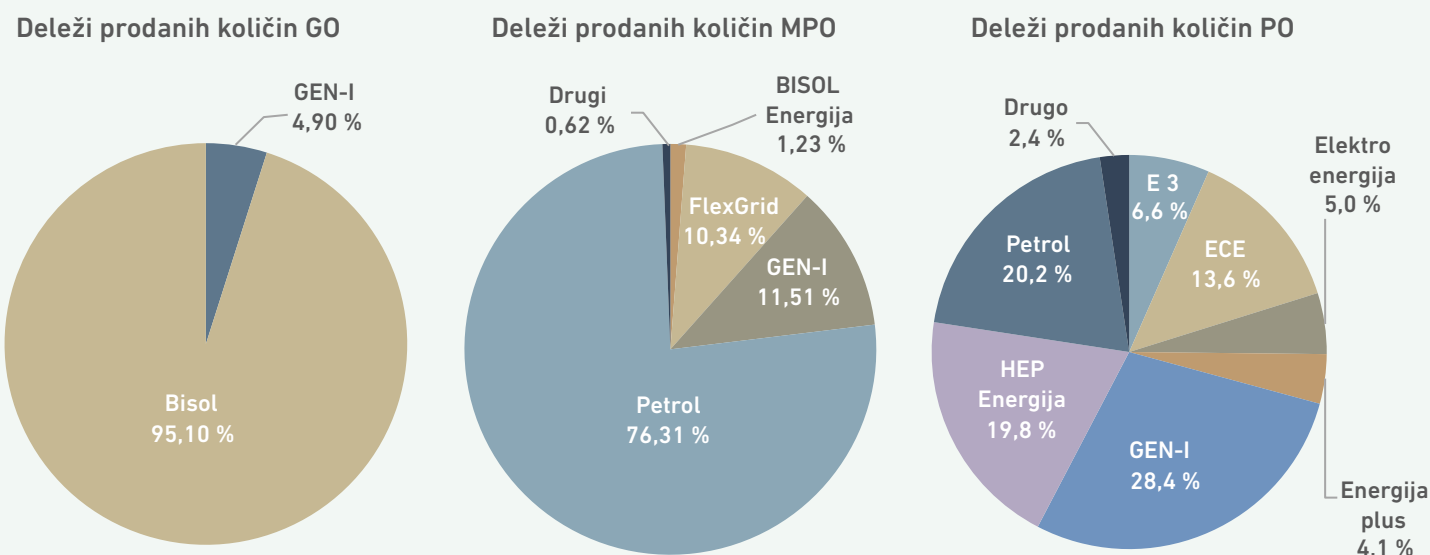
Med anketiranimi dobavitelji jih 14 navaja, da imajo na podlagi 17. člena ZOEE sklenjene pogodbe s fiksno ceno za določeno obdobje. Trenutno imata le

dva odjemalca sklenjene takšne pogodbe z vsemi vrstami odjemalcev, medtem ko jih imajo ostali le za male poslovne ali poslovne odjemalce.

V letu 2025 sta dva dobavitelja imela sklenjene pogodbe na podlagi fiksnih cen s 628 gospodinjstvi odjemalci, šest dobaviteljev s 8.694 malimi poslovnimi odjemalci ter 12 dobaviteljev z 12.471 poslovnimi odjemalci.

Porazdelitev dobavljene količine električne energije na podlagi pogodb s fiksnimi cenami za določen čas po dobaviteljih je za različne skupine odjemalcev prikazana na sliki 131.

SLIKA 131: DELEŽI PRODANIH KOLIČIN ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PODLAGI POGODB S FIKSNIMI CENAMI ZA DOLOČEN ČAS PO DOBAVITELJIH V LETU 2025⁸⁹



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI

Bisol Energija in GEN-I sta edina dobavitelja, ki imata sklenjene pogodbe s fiksno ceno za določen čas z gospodinjstvi odjemalci, pri čemer večinski delež teh odjemalcev (95 %) pokriva družba Bisol Energija, preostali delež pa družba GEN-I. Pri malih poslovnih odjemalcih največji delež dobavljene energije pripada dobavitelju Petrol (76,31 %). Pri poslovnih odjemalcih pa so deleži dobavljene energije bolj enakomerno razporejeni med dobavitelji.

Večina dobaviteljev navaja, da je povprečno časovno obdobje, za katero so bile sklenjene pogodbe o dobavi električne energije s fiksno ceno, znašalo 12 mesecev, ter da sklenjene pogodbe v okviru fiksne cene niso vsebovale prožnega elementa, razen enega dobavitelja, ki navaja, da pogodbe vsebujejo prožni element, ki je vezan na višjo ali nižjo tarifo.

Cenovne nestanovitnosti

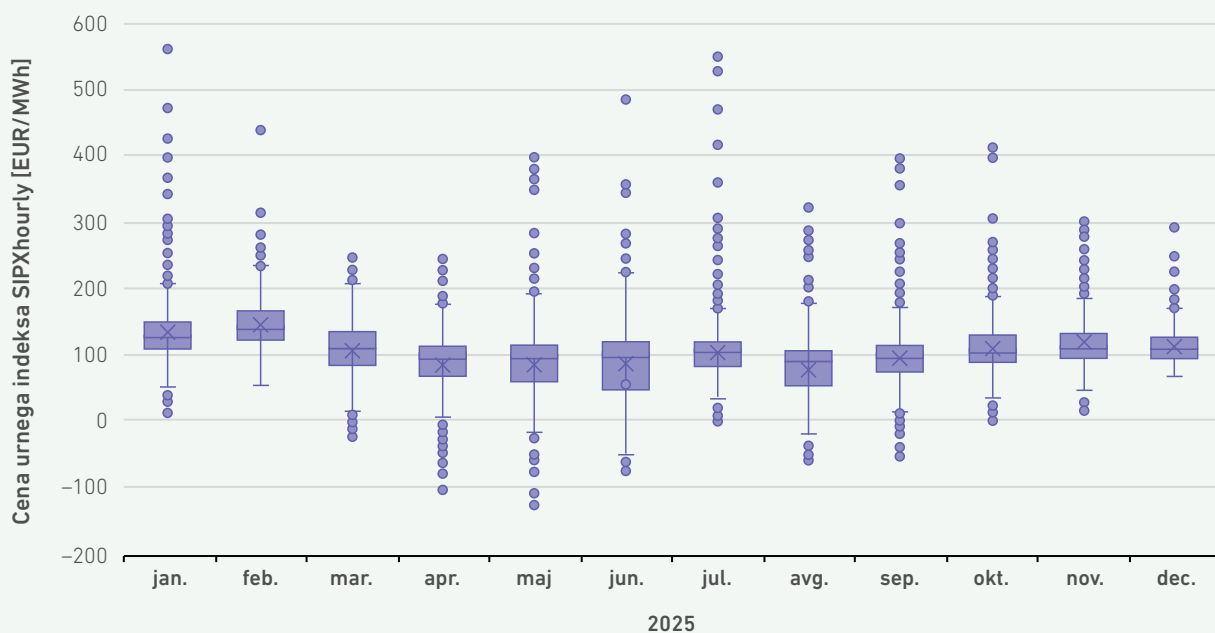
V skladu s 53. členom EZ-2 mora agencija spremljati tudi stopnjo volatilitnosti, tj. nestanovitnosti cen na trgu električne energije, predvsem v kontekstu njenega vpliva na račune končnih odjemalcev. Nestanovitnost veleprodajnih cen električne energije predstavlja enega glavnih virov tveganja pri sklepanju pogodb z dinamičnim oblikovanjem cen. Ker je bila v Sloveniji v letu 2025 ponudba takšnih produktov nekoliko omejena in vezana na cene na sprotnih veleprodajnih trgih, v nadaljevanju podajamo analizo cenovne nestanovitnosti na trgu za dan vnaprej na slovenski energetski borzi BSP SouthPool v obdobju 2021–2025.

89 Razlika med skupno vsoto in seštevki je posledica zaokroževanja na eno decimalno mesto.

Slika 132 prikazuje mesečne porazdelitve urnih indeksov električne energije na trgu za dan vnaprej (SIPXhourly) v letu 2025, iz katerih je razvidno, da se srednje vrednosti (mediane) veleprodajnih cen električne energije po posameznih mesecih gibljejo med približno 90 in 140 EUR/MWh. Te so, v skladu s povpraševanjem po električni energiji, pričakovano nekoliko višje v hladnejših ter nižje v toplejših mesecih. Prisotna je izrazita razpršenost cen,

zlasti v mesecih, ko je proizvodnja iz obnovljivih virov povečana, kot tudi januarja zaradi vremensko odvisne variabilnosti odjema ter morebitnih omejitev na strani ponudbe. Pojavnost negativnih cen pa je značilna za obdobje od marca do septembra in je tudi posledica stohastične narave proizvodnje iz obnovljivih virov. Porazdelitev je večinoma desno asimetrična, kar pomeni, da so visoke konice izrazitejše in pogostejše kot negativni odkloni.

SLIKA 132: PORAZDELITEV URNIH VELEPRODAJNIH CEN ZA DAN VNAPREJ NA SLOVENSKI ENERGETSKI BORZI BSP SOUTHPOL



VIRA: BSP, AGENCIJA

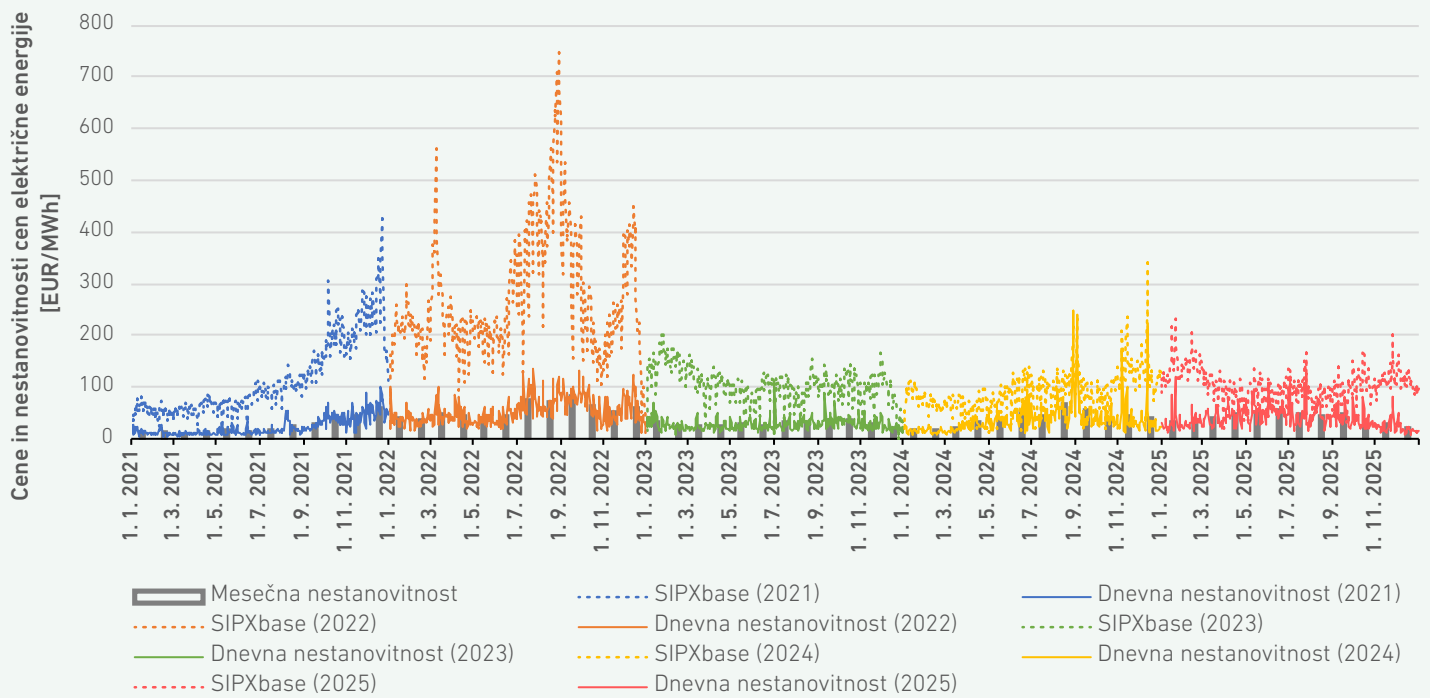
Za kvantitativno ovrednotenje predstavljene razpršenosti cen je v nadaljevanju izvedena analiza nestanovitnosti cen, ki temelji na izračunu standardnih deviacij urnih indeksov električne energije SIPXhourly glede na referenčni indeks SIPXbase⁹⁰. SIPXbase je indeks električne energije na borznem trgu z električno energijo v Sloveniji in predstavlja povprečno dnevno ceno za sklenjene posle. Gibanje povprečnih dnevni cen električne energije (SIPXbase) ter dnevni in mesečni vrednosti cenovni nestanovitnosti v obdobju 2021–2025 prikazuje slika 133. V letu 2025 se struktura nestanovitnosti cen na trgu za dan vnaprej v primerjavi z letom

2024 nekoliko spremeni. Opaziti je manj izrazite ekstremne cenovne odklone, vendar povprečna raven volatilitosti ostaja primerljiva oziroma je v posameznih obdobjih celo višja kot v letu 2024. Volatilitnost je prisotna skozi celotno leto, z občasnimi izrazitejšimi skoki, ki pa ne dosegajo najvišjih ravni iz preteklega leta. V kontekstu uvedbe 15-minutnega tržnega intervala konec leta 2025 ter povečane granulacije tržnih produktov se volatilitnost sicer lahko kratkoročno odraža tudi v večji razpršenosti cenovnih signalov, vendar agregirani urni kazalniki ne kažejo izrazitega povečanja sistemske nestanovitnosti.

90 Metodologija ovrednotenja nestanovitnosti cen je predstavljena v Poročilu o stanju na področju energetike v Sloveniji 2023 (Agencija za energijo, 2024), v študiji primera Analiza stopnje volatilitnosti cen električne energije na trgu za dan vnaprej v obdobju 2021–2024, str. 102–104. Kljub uvedbi 15-minutnega tržnega intervala na enotnem evropskem trgu za dan vnaprej s trgovalnim dnevom 30. september, je bil izračun za leto 2025 izveden na osnovi urnih vrednosti, v skladu z ohranjenim urnim cenovnim indeksom SIPXhourly ter možnostjo trgovanja z urnimi produkti na slovenski energetski borzi BSP.



SLIKA 133: RAZVOJ CEN TER NESTANOVITNOSTI CEN NA SLOVENSKI ENERGETSKI BORZI



VIRA: BSP, AGENCIJA

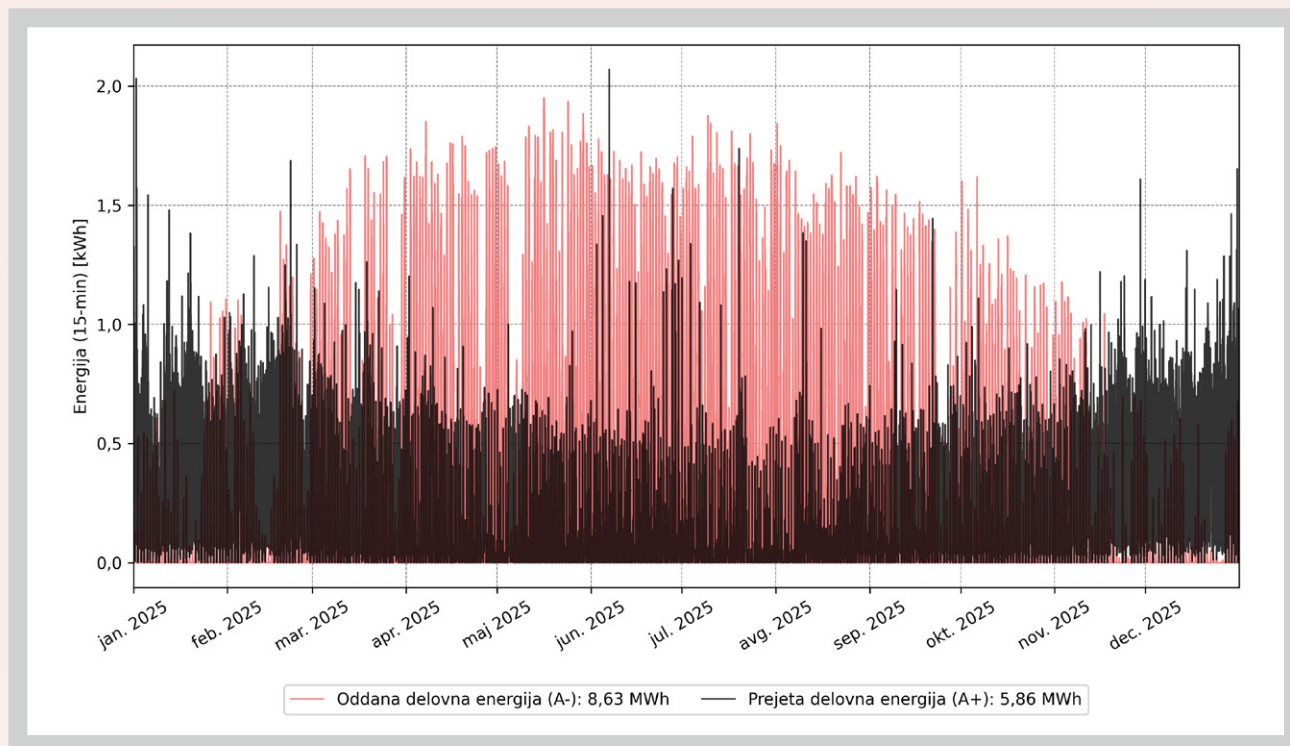
ŠTUDIJA PRIMERA

Učinkovitost cenovnih signalov za spodbujanje potenciala implicitne prožnosti pri gospodinjskih odjemalcih s samooskrbo

Sprememba metodologije obračuna omrežnine ter prehod gospodinjskih odjemalcev s samooskrbo iz modela letnega netiranja (v skladu z EZ-1) v tržne modele samooskrbe (v skladu z ZSROVE oziroma ZSROVE-1) povečujeta pomen implicitne prožnosti na strani uporabnikov, saj lahko časovno prilagajanje odjema ugodno vpliva na zniževanje njihovih stroškov oskrbe. Hkrati pa ustrezno oblikovani cenovni signali lahko spodbujajo zmanjševanje odjema v času povečane obremenitve omrežja oz. zmanjšane oddaje v obdobjih povečane proizvodnje obnovljivih virov energije, s čimer lahko ugodno vplivajo na obratovalne razmere v distribucijskem omrežju.

V tej študiji primera je na podlagi realnega samooskrbnega gospodinjskega odjemalca (slika 134) naslovljeno vprašanje, ali obstoječi signali dejansko ustvarjajo zadostno ekonomsko spodbudo za implicitno prožnost odjemalca z uporabo baterijskih hranilnikov električne energije (BHEE). V kontekstu te analize implicitna prožnost predstavlja časovno prilagajanje odjema in oddaje električne energije z BHEE z namenom znižanja celotnih stroškov oskrbe, ob upoštevanju dobavnih cen električne energije in omrežninskih signalov, brez neposrednega aktiviranja s strani dobavitelja, agregatorja ali sistema operaterja.

SLIKA 134: PROFIL ODJEMA IN ODDAJE IZBRANEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA



VIR: AGENCIJA

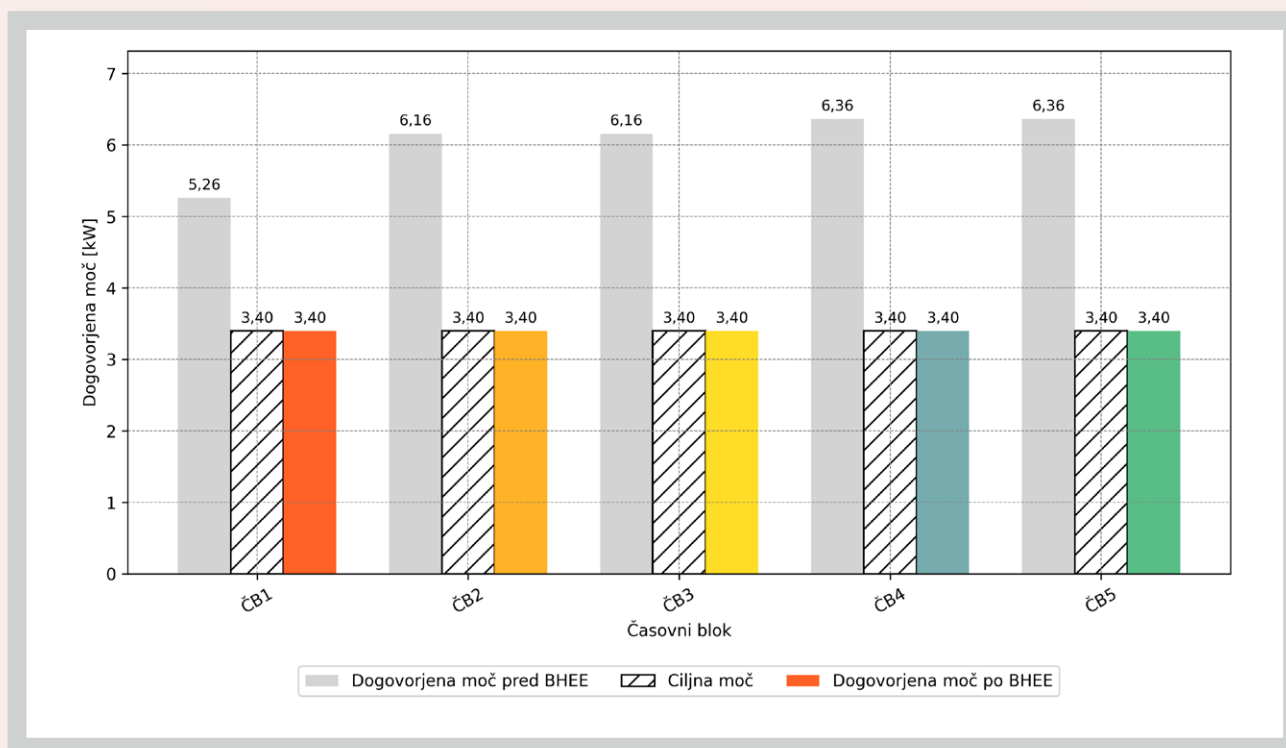
V nadaljevanju študije so ovrednoteni stroški oskrbe z električno energijo izbranega samooskrbnega gospodinjskega odjemalca v letu 2025, ob upoštevanju stroškov omrežnine za energijo in moč, stroškov prevzema energije iz omrežja ter prihodkov

prodaje energije, oddane v omrežje, brez in z upoštevanjem izbranega BHEE (moči 5 kW ter kapacitete 10 kWh). Pri izračunu stroškov oskrbe niso upoštevani prispevki, trošarine in druge dajatve.

Če je samooskrbni gospodinjiski odjemalec vključen v model letnega netiranja energije in letna količina v omrežje oddane energije presega letno količino energije, prevzete iz omrežja, so njegovi letni stroški oskrbe odvisni izključno od stroškov omrežnine za moč. Hkrati pa odjemalec ni upravičen do plačila za energijo, ki jo odda v omrežje. Takrat cenovni signal dobave nima vloge pri oblikovanju obnašanja uporabnika in se lahko BHEE uporablja predvsem za omejevanje konic odjema in zagotavljanje zelene vrednosti dogovorjene moči. Za izbranega odjemalca s priključno močjo 14 kW se po priključitvi BHEE lahko izhodiščne vrednosti dogovorjenih moči (5,26 kW v prvem časovnem bloku do 6,36 kW

v petem časovnem bloku) znižajo na minimalno dogovorjeno obračunsko moč⁹¹, ki znaša 3,40 kW (slika 135). Na ta način se doseže 40,3-odstotno znižanje stroškov oskrbe, vendar na letni ravni in za izbrani primer to pomeni le 61 EUR prihrankov v celotnem letu (slika 136). Rezultati kažejo, da je ekonomski učinek uporabe BHEE v primeru letnega netiranja energije nezadosten, da pokrije naložbene stroške v BHEE. Vendar pa je BHEE v takšnem načinu obratovanja izrazito slabo izkoriščen, saj za doseganje ciljnih dogovorjenih moči izkoristi le deset ekvivalentnih ciklov in s tem omogoča dodatno uporabo razpoložljive prožnosti za druge namene, npr. za izvajanje sistemskih storitev proti plačilu.

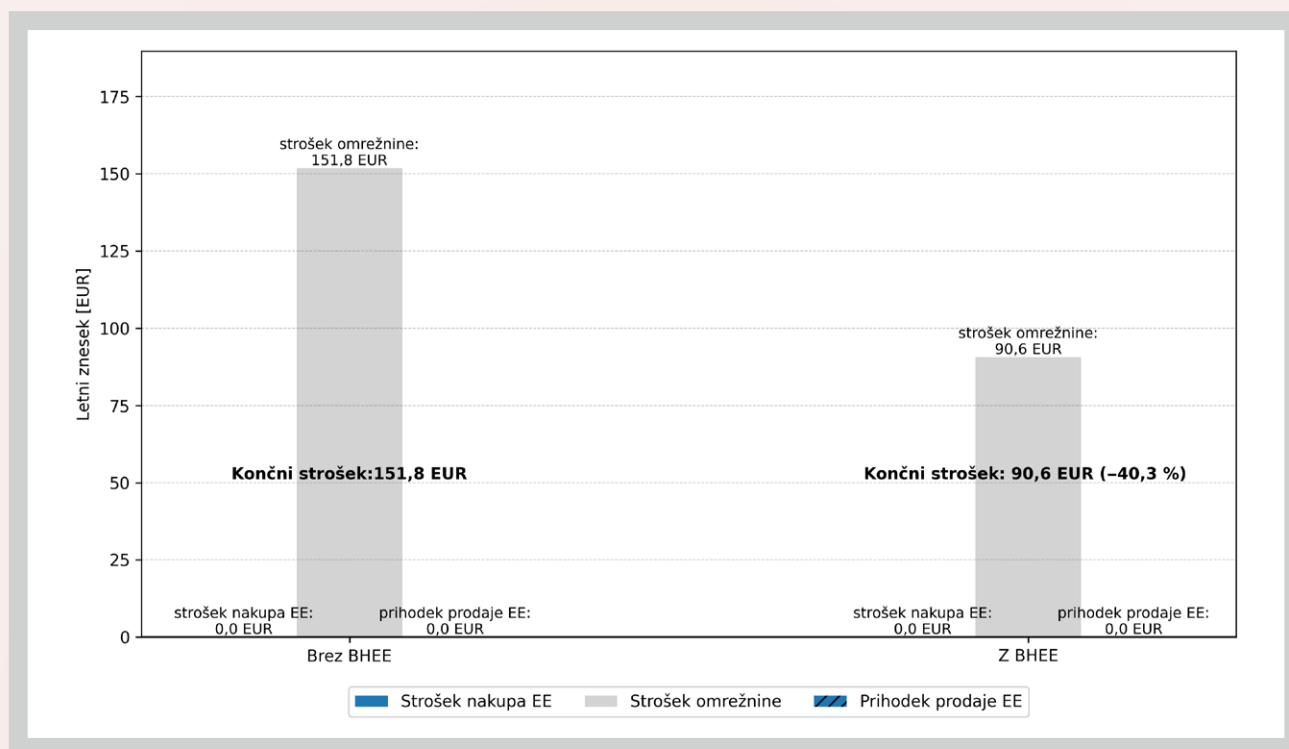
SLIKA 135: PRIMERJAVA DOGOVORJENIH MOČI BREZ IN Z BHEE



VIR: AGENCIJA

91 Akt o metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje (Uradni list RS, št. 146/22, 161/22, 50/23, 71/23, 117/23, 5/24, 30/24, 49/24, 107/24, 27/25, 76/25 in 753/26) določa, da je za trifazne priključke s priključno močjo enako ali manjšo od 43 kW to 20 % priključne moči iz soglasja za priključitev, vendar ne manj kot 2,8 kW.

SLIKA 136: PRIMERJAVA LETNEGA STROŠKA OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO PRI LETNEM NETIRANJU ENERGIJE Z IN BREZ BHEE



VIR: AGENCIJA

Pri tržnih modelih samooskrbe lahko cenovni signali dobave električne energije postanejo bistveno pomembnejši gonilnik stroškov in zato implicitna prožnost uporabnika lahko pomembneje vpliva na končni letni strošek oskrbe z električno energijo. Za ovrednotenje tega potenciala so v nadaljevanju uporabljeni trije dobavni modeli izbranega dobavitelja, namenjeni obračunu prevzema in oddaje električne energije pri samooskrbi gospodinjstev:

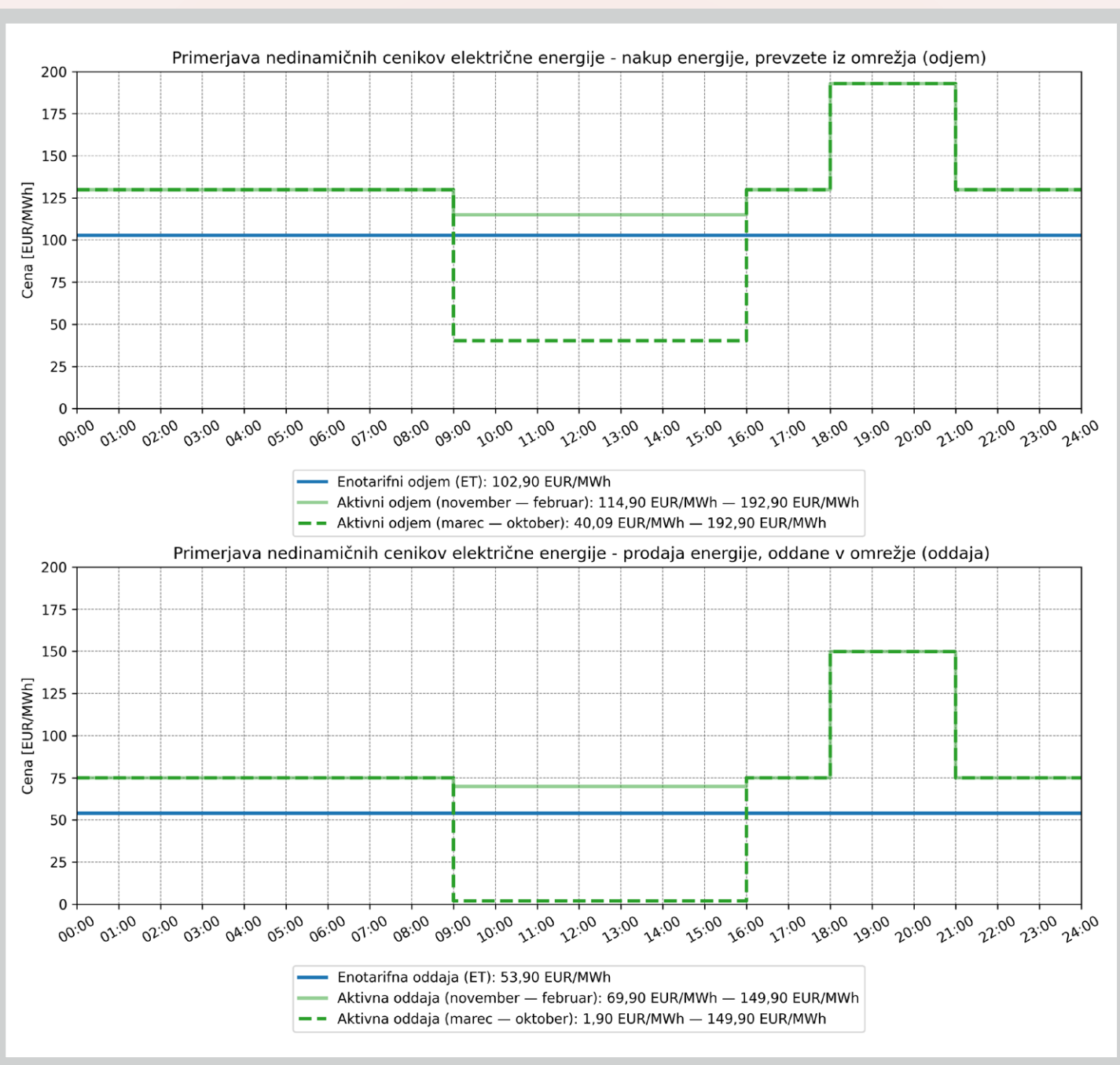
- enotarifni model, s časovno nespremenljivo ceno prevzema in oddaje električne energije,
- aktivni model, z večtarifnimi cenami prevzema

in oddaje glede na del dneva in sezono, ki spodbuja odjem iz omrežja v času sončne proizvodnje oz. oddajo v omrežje v večernih konicah, ter

- dinamični model, pri katerem je cena električne energije oblikovana na osnovi urnega indeksa na slovenski energetski borzi (SIPXhourly) ob upoštevanju cenovnih pribitkov.

Primerjavo upoštevanih tarifnih postavk enotarifnega ter aktivnega modela prikaže slika 137, predstavitev veleprodajnih cen pa je namenjeno poglavje z naslovom Delovanje veleprodajnega trga in celovitost trga.

SLIKA 137: TARIFNE POSTAVKE ZA PREVZEM IN ODDAJO ELEKTRIČNE ENERGIJE PRI ENOTARIFNEM TER AKTIVNEM MODELU DOBAVE

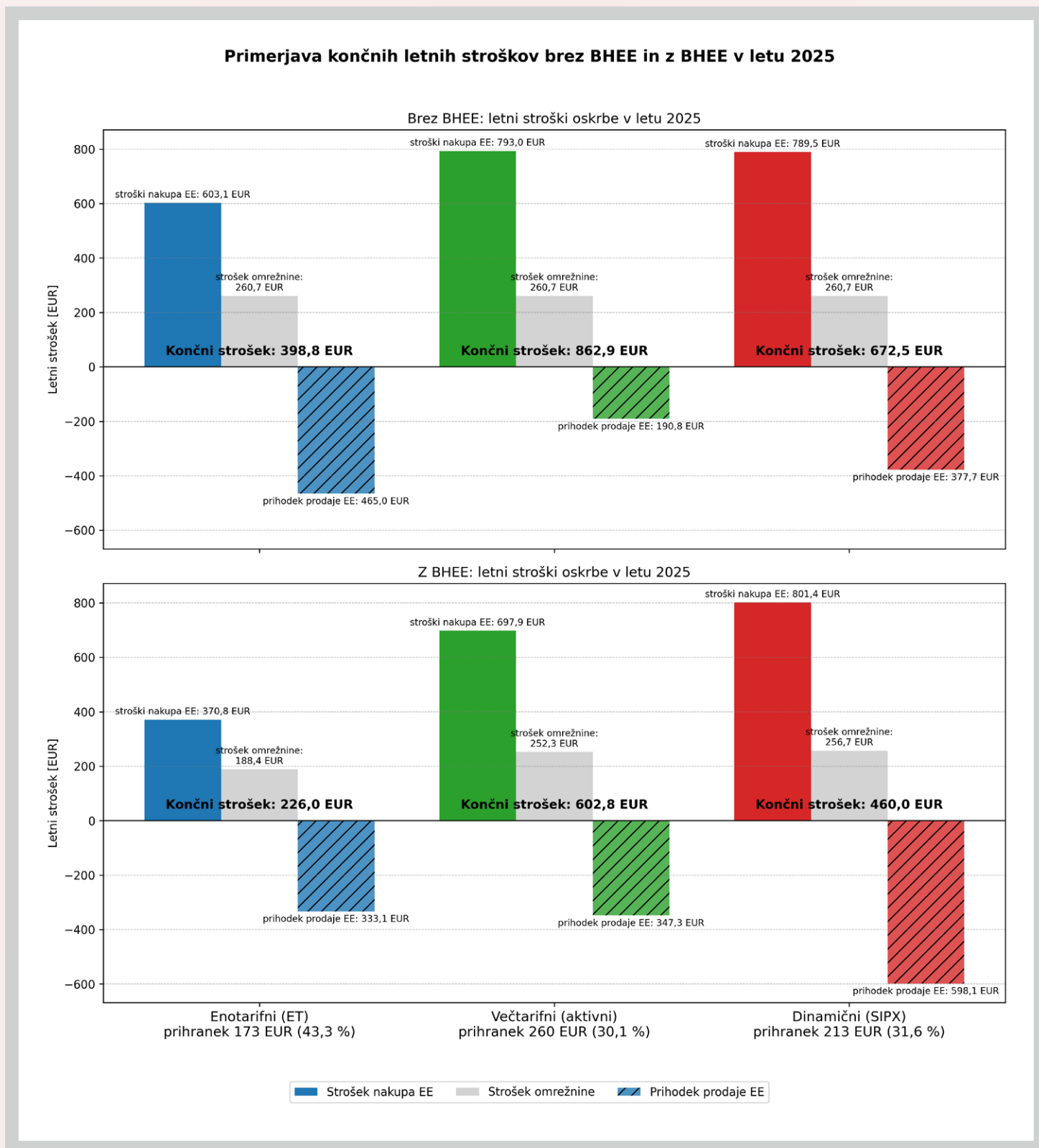


VIR: GEN-I

Na sliki 138 so predstavljeni letni stroški oskrbe izbranega gospodinjstkega odjemalca po različnih tržnih modelih samooskrbe brez in z upoštevanjem BHEE. Rezultati prikažejo ekonomske učinke v okviru predpostavk te študije primera in so močno odvisni od izbranega profila odjemalca, uporabljenih dobavnih modelov ter razmer na veleprodajnih trgih električne energije. Pomemben vpliv

na rezultate imajo tudi v simulaciji izbrane strategije delovanja BHEE, saj te temeljijo na vnaprej definiranih pravilih delovanja in kompromisu med različnimi cilji, predvsem med zniževanjem dogovorjenih moči ter izvajanjem cenovne arbitraže. Posledično bi lahko drugačne strategije vodenja, ki temeljijo predvsem na optimizacijskih algoritmih, izkazale tudi boljše učinke.

SLIKA 138: PRIMERJAVA LETNIH STROŠKOV OSKRBE PO RAZLIČNIH DOBAVNIH MODELJIH, BREZ IN Z UPOŠTEVANJEM BHEE



VIR: AGENCIJA



Na podlagi rezultatov pred vključitvijo BHEE (zgornji del slike 138) se pokaže, da ima izbrani samooskrbni gospodinjiski odjemalec najnižje letne stroške oskrbe pri enotarifnem modelu, medtem ko sta aktivni in dinamični model za uporabnika bistveno manj ugodna. Čeprav aktivni model, za razliko od enotarifnega, vključuje časovno odvisne cenovne signale dobave, ki so na posplošenem nivoju tudi usklajeni z dinamiko obremenitve omrežja, se izkaže, da so stroški prevzema električne energije visoki, a prihodki od prodaje električne energije v omrežje nizki, zaradi česar je skupni letni strošek oskrbe najvišji med obravnavanimi modeli dobave. Dinamični model, vezan na urne vrednosti veleprodajnega indeksa SIPXhourly, uporabnika izpostavi volatilitnim veleprodajnim trgov električne energije, vendar ob sprejemanju povečanega tveganja lahko v primerjavi z aktivnim modelom prinese tudi večje prihodke prodaje energije.

Uporaba BHEE pri tržnih modelih samooskrbe v obravnavanem primeru zmanjša letne stroške oskrbe za 170–260 EUR oziroma za 30–44 % (spodnji del slike 138). Prihranki so doseženi predvsem z lastno porabo proizvedene energije, ki je pred BHEE bila oddana v omrežje, zmanjševanjem stroškov omrežnine z omejevanjem konic odjema ter z izvajanjem cenovne arbitraže, tj. prilagajanjem časa prevzema in oddaje električne energije glede na časovno odvisne cenovne signale, pri čemer je učinek močno odvisen od izbranega dobavnega modela ter strategije obratovanja baterijskega sistema.

Kljub uporabi BHEE pa se kot ekonomsko najugodnejši ponovno izkaže enotarifni model.

Implicitna prožnost uporabnika v takšnem modelu temelji predvsem na prilagajanju omrežninskim signalom skozi omejevanje konic odjema, medtem ko uporabnik nima dodatne ekonomske spodbude za časovno prilagajanje odjema glede na razmere v elektroenergetskem sistemu. Po drugi strani aktivni model vključuje časovno odvisne cenovne signale, ki bi ob zadostni ekonomski privlačnosti (vrednosti posameznih tarif) uporabnikom omogočila ne le optimizacijo lastnih stroškov oskrbe, temveč tudi dodatne pozitivne učinke na delovanje distribucijskega omrežja skozi premik odjema in oddaje v primernejše časovne intervale. Rezultati obravnavanega primera pa nakazujejo, da trenutna razmerja med cenami prevzema in oddaje električne energije uporabniku še ne ustvarjajo zadostne ekonomske spodbude za doseganje takšne implicitne prožnosti.

Ob ocenjeni vrednosti BHEE podobnih karakteristik (približno 3.500 EUR, z upoštevanjem subvencij) pa so ovrednoteni prihranki brez dodatnega izkoriščanja prostih zmogljivosti baterije, prilagojenih subvencij ali nadaljnjega znižanja cen baterijskih sistemov lahko nezadostna spodbuda odjemalcem za naložbo v BHEE. Po drugi strani pa prihodnje razmere na maloprodajnih trgih, predvsem v obdobju po prenehanju izplačil nadomestil dobaviteljem, ki dobavljajo električno energijo odjemalcem s samooskrbo z letnim netiranjem⁹², lahko prinesejo odjemalcem nove stroške, ki bi lahko bistveno vplivale na ekonomsko upravičenost prikazane uporabe BHEE in prehoda na tržne modele samooskrbe.

92 Uredba o nadomestilu dobaviteljem električne energije za dobavo gospodinjiskim odjemalcem s samooskrbo z letnim netiranjem (Uradni list RS, št. 37/26)

Preglednost trga

Finančna preglednost dobaviteljev, preglednost računov ter obveza javne objave ponudb

Na podlagi Zakona o gospodarskih družbah (ZGD-1) se zagotavlja javna objava letnih poročil dobaviteljev električne energije, organiziranih kot gospodarske družbe, kar zagotavlja ustrezno finančno preglednost na področju izvajanja dejavnosti dobave električne energije. Konsolidirana letna poročila morajo prikazovati resničen in pošten prikaz finančnega stanja in poslovnega izida skupine družb, kadar so izpolnjeni pogoji za njihovo pripravo in revizijo, ter so revidirana s strani neodvisnih revizorjev in predložena AJ PES za potrebe javne objave. S tem je bila tudi v letu 2025 zagotovljena osnovna finančna preglednost dobaviteljev, pri čemer ta preglednost izhaja predvsem iz splošnih pravil korporacijskega in računovodskega prava.

Pravni okvir je v letu 2025 zagotavljal preglednost na več ravneh, in sicer na ravni finančnega poročanja dobaviteljev, na ravni preglednosti računov, na ravni predpogodbenih in pogodbenih informacij ter na ravni javne objave ponudb. Na računih dobaviteljev so bili tako ločeno prikazani stroški za električno energijo, omrežnino, prispevke, trošarino in davek na dodano vrednost. Poleg tega je račun vseboval informacije o deležu sestave primarnih virov za proizvodnjo električne energije, izpustu ogljikovega dioksida in nastalih radioaktivnih odpadkih. Preglednost računov je bila podrobneje urejena z Aktom o načinu izkazovanja informacij na računu za električno energijo in v dodatnem pojasnilu, ki določa način prikazovanja informacij na računu za omrežnino, računu za dobavo električne energije in enotnem računu.

V letu 2025 je bil navedeni akt dodatno spremenjen zaradi prilagoditve obveščanja končnih odjemalcev o dogovorjeni obračunski moči za prihodnje kalendarско leto. Informacija o dogovorjeni obračunski moči se po spremembi akta izkazuje na računih oziroma v dodatnih pojasnilih za oktober, november in december, kar je pomembno z vidika razumljivosti novega tarifnega sistema za obračunavanje omrežnine. Pomembno vlogo pri tem prevzema spletni portal Moj elektro, ki uporabnikom omrežja omogoča podroben vpogled v obračunane količine moči in energije, povezane z uporabo omrežja, in množico drugih podatkov, povezanih s priključkom na omrežje. Portal Moj elektro tako predstavlja pomembno digitalno podporo preglednosti obračunskih podatkov, saj končnemu odjemalcu omogoča dodatno preverjanje merilnih in obračunskih podatkov, ki so podlaga za izdani račun.

Na podlagi določb svežnja Čista energija za vse Evropejce, ki so implementirane v ZOEE, morajo

določeni dobavitelji na maloprodajnem končnim odjemalcem zagotavljati produkte dobave na podlagi dinamičnih cen energije, povezanih z veleprodajnimi cenami, npr. s cenami na trgu za dan vnaprej. ZOEE-A je v letu 2025 dodatno okrepil obveznost preglednega informiranja odjemalcev, saj mora dobavitelj gospodinjskemu in malemu poslovnemu odjemalcu v povzetku glavnih pogodbenih pogojev navesti cene vseh sestavin računa, obrazložiti, ali je cena fiksna, spremenljiva ali dinamična, ter po potrebi vključiti tudi informacije o enkratnih plačilih, posebnih ponudbah, dodatnih storitvah in popustih.

Navedeno prinaša izrazito povečano kompleksnost računov, posebej še, če gre za skupne račune za omrežnino in dobavo energije, saj se dinamične tarifne postavke spreminjajo znotraj dneva na urni ravni. Dodatna kompleksnost informacij na računu pa je lahko posledica obračuna drugih, inovativnih energetskih storitev, kot so agregacija, storitve prožnosti, aktivni odjem, samooskrba oziroma v prihodnosti tudi uporabe souporabe energije. Navedene novosti predstavljajo za dobavitelje nov izziv, posebej še, kako oblikovati skupne račune za dobavo in uporabo omrežja, da se zagotovi preglednost in razumljivost računov. Pri tem je pomembno, da je odjemalcu tudi pri zahtevnejših produktih zagotovljena jasna razmejitev med stroški energije, stroški uporabe omrežja, dajatvami, davki in morebitnimi dodatnimi storitvami. Večja kompleksnost dinamičnih in inovativnih produktov zato povečuje pomen digitalno podprtih prikazov obračunskih podatkov ter dodatnih pojasnil k računu, ne glede na to, ali odjemalec prejme enotni račun ali ločena računa za dobavo energije in uporabo omrežja.

V vsakem primeru stanje tehnike oziroma digitalizacija omogoča nove, moderne pristope pri zagotavljanju informacij odjemalcem: podrobne informacije o obračunu storitev je tako možno in priporočljivo zagotavljati tudi z ustreznimi elektronskimi podatkovnimi storitvami prek spletnega portala nacionalnega podatkovnega vozlišča oziroma prek spletnih aplikacij dobaviteljev. Informacije je možno na ta način ustrezno strukturirati in zagotoviti tudi potrebne tabelarične in grafične prikaze, kar končnim odjemalcem omogoča podrobno analizo obračunanih količin in lažje razumevanje obračunskih postavk.

Dobavitelji so bili gospodinjskim odjemalcem in malim poslovnim odjemalcem tudi v letu 2025 dolžni z objavo na svoji spletni strani zagotoviti pregledne informacije o svojih ponudbah za



dobavo električne energije, z njimi povezanih cenikih ter splošnih pogodbenih pogojev za storitev dobave, ki jo nudijo odjemalcem. ZOEE-A je to obveznost izrecno okreplil z zahtevo, da dobavitelj na svoji spletni strani objavi cenike in tarife ter splošne pogodbene pogoje v zvezi z dobavo električne energije gospodinjskim in malim poslovnim odjemalcem, po katerih ponuja sklepanje pogodbe ali izdaja račune. Dodatno so pri ponudbah produktov, ki temeljijo na podlagi dinamičnih cen, obvezani ustrezno informirati odjemalce o priložnostih, stroških in tveganjih, ki se lahko realizirajo na podlagi tovrstne dobave energije. Večji dobavitelji, ki izpolnjujejo zakonski prag števila končnih odjemalcev (100.000 končnih odjemalcev), morajo končnim odjemalcem zagotavljati tudi možnost sklenitve pogodbe s fiksno ceno in pogodbe z dinamičnimi cenami električne energije.

Prej navedene javno objavljene informacije so vhodni podatek za primerjalne storitve stroškov oskrbe z električno energijo in plinom, ki jih po

Potrdila o izvoru električne energije

Potrdilo o izvoru je dokument, ki ga izda agencija na zahtevo proizvajalca električne energije in ki omogoča sledljivost ter potrditev, iz katerega vira je proizvedena določena električna energija. Potrdila o izvoru električne energije so pomembna predvsem za odjemalce, saj se z njimi dokazuje izvor dobavljene električne energije. Pomembna pa so tudi za dobavitelje, saj dobavitelji z njimi odjemalcem izkažejo izvor električne energije, ki so jim jo dobavili, zavezujoče za električno energijo iz OVE. Lahko pa se potrdila o izvoru proizvajalcem izdajo tudi za druge, neobnovljive vire. Vsako potrdilo ima svojo identifikacijsko številko, ki omogoča njegovo sledljivost do proizvajalca in izvora energije, ter vsebuje podatke o izvoru električne energije ter količini proizvedene električne energije, za katero se izdaja potrdilo, podatke o proizvajalcu, proizvodni napravi, informacijo o podpori za proizvedeno električno energijo in obdobje proizvodnje. Izdaja potrdil o izvoru ter transakcije in razveljavitev potekajo elektronsko v registru potrdil o izvoru.

Zagotavljanje preglednosti maloprodajnega trga

Preglednost maloprodajnega trga, na katerem delujejo številni udeleženci, ki v normalnih razmerah oblikujejo zelo številčno in raznoliko ponudbo storitev, se zagotavlja predvsem z javno objavo vseh potrebnih informacij. Dobavitelji in agregatorji objavljajo na svojih spletnih straneh informacije o svojih ponudbah in produktih ter pogoje sodelovanja.

zakonu zagotavlja agencija. V letu 2025 je bil na tem področju sprejet tudi Akt o načinu elektronskega posredovanja podatkov za zagotavljanje orodja za primerjavo cen električne energije in plina za gospodinjske in male poslovne odjemalce, ki določa način posredovanja podatkov, potrebnih za zagotavljanje primerjalnih storitev agencije. S tem je bila obveznost javne objave ponudb povezana tudi z obveznostjo strukturiranega in ažurnega elektronskega posredovanja podatkov za potrebe primerjalnika, kar dodatno prispeva k preglednosti, primerljivosti ponudb in varstvu končnih odjemalcev.

Leto 2025 je zato pomenilo nadaljnjo krepitev pravnega okvira preglednosti na maloprodajnem trgu električne energije. Finančna preglednost dobaviteljev je še naprej temeljila na pravilih ZGD-1 in javni objavi letnih poročil, preglednosti računov, pogodbenih pogojev, javno objavljenih ponudb in podatkov za primerjalne storitve, pa je bila dodatno normativno in digitalno podprta.

Z razveljavitvijo je potrdilo o izvoru uporabljeno ter služi dobaviteljem in odjemalcem za dokazovanje izvora električne energije.

Za električno energijo, proizvedeno v letu 2025, je bilo izdanih za 9.834 GWh potrdil o izvoru, od tega 4.155 GWh za električno energijo, proizvedeno iz OVE, 5.541 GWh pa za električno energijo, proizvedeno iz jedrske energije. Preostala potrdila so bila izdana za energijo, proizvedeno iz fosilnih energentov.

Za dokazovanje izvora električne energije na domačem trgu je bilo razveljavljenih 5.604 GWh potrdil o izvoru, od tega 2.555 GWh za OVE. V druge članice EU je bilo prenesenih 5.138 GWh potrdil (od tega 3.738 GWh za električno energijo, proizvedeno iz OVE), 3.894 GWh potrdil (od tega 2.488 GWh za električno energijo, proizvedeno iz OVE) pa je bilo iz drugih članic EU prenesenih v Slovenijo.

Po implementaciji svežnja EU Čista energija za vse Evropejce in kasneje tudi novele zasnove trga so vzpostavljeni pogoji za pospešen razvoj maloprodajnega trga in za bistveno povečanje možnosti izbire za odjemalce, ki pa ju je v prvem četrtletju 2025 še hromila regulacija maloprodajnih cen, v obliki intervencijskih ukrepov Vlade RS za blaženje posledic energetske krize.

Pričakovati je bilo, da bo po končanju regulacije maloprodajnih cen pestrost ponudbe povečala morda tudi vstop novih udeležencev na trg. A na maloprodajnem trgu tudi v letu 2025 ne beležimo razmaha inovativnih poslovnih modelov, ki vključujejo prožnost na strani odjema, se pa je utrdila ponudba produktov dobave na podlagi dinamičnih cen. Kljub rasti števila sklenjenih pogodb na podlagi produktov z dinamičnim določanjem cen dobave električne energije za najmanjše odjemalce je bilo zanimanje za tovrstne produkte v letu 2025 še vedno zelo omejeno. Poleg tega večina dobaviteljev v preteklem obdobju še ni ponujala produktov na podlagi dinamičnih cen, kar je omejevalo njihovo prepoznavnost in razumevanje med odjemalci, medtem ko tisti, ki so jih sicer imeli v ponudbi, teh praviloma niso agresivneje tržili. Pomembno oviro za širšo uveljavitev dinamičnih produktov predstavlja tudi tveganje, ki ga ti prinašajo za odjemalce, še posebej tistim, ki se ne prilagajajo cenovnim signalom na trgu. Po obsegu še zmeraj majhen delež elektromobilnosti tudi v letu 2025 ni spodbudil razvoja novih poslovnih modelov dobave na modelu deljene dobave.

Kljub ohromljenemu razvoju ostaja obseg informacij, ki so pomembne z vidika preglednosti in jih je treba obdelovati, obsežen, informacije pa so izrazito razpršene. Preglednost na podlagi veljavnega zakona zagotavlja agencija in operater trga Borzen.

Agencija izvaja monitoring maloprodajnega trga na podlagi javnih in drugih podatkov, ki jih pridobiva od zavezancev za poročanje. Na podlagi izsledkov monitoringa, prijav kršitev oziroma omejevalnih praks in drugega agencija izvaja nadzorne dejavnosti ter izvaja različne ukrepe za zagotavljanje preglednosti. Med drugim agencija zagotavlja preglednost tudi z javno objavo informacij in storitev v skupni kontaktni točki, ki obsegajo primerjalne in

validacijske e-storitve, vključno s seznamom dobaviteljev in elektrooperaterjev z osebno izkaznico posameznega podjetja, ključne kazalnike na trgih z energijo (portal eMonitor⁹³), poročila o stanju na maloprodajnih in veleprodajnih trgih in druge koristne podatke ter pomembne in sprotne posodobljene informacije, s katerimi pripomore k preglednosti maloprodajnega trga in storitev (strukturiran seznam zakonodaje, obrazložitev računa ipd.).

Brezplačen dostop do primerjalnega orodja za primerjavo ponudb dobaviteljev je v skladu s prvim odstavkom 20. člena ZOEE omejen na gospodinj-ske odjemalce in mikropodjetja s pričakovano letno porabo pod 100.000 kWh. Zakon z vidika dodatne zaščite naslavlja gospodinj-ski in mali poslovni odjem, slednji pa po razpoložljivih analizah zelo redko dosega porabo 100.000 kWh, zato v praksi primerjalno orodje s pokrivanjem segmentov gospodinj-skega odjema in malega poslovnega odjema izpolnjuje zakonske zahteve⁹⁴.

Sklop primerjalnih e-storitev omogoča izračun in primerjavo stroškov storitve dobave za porabljeno energijo za posamezne značilnosti odjema. Primerjalne izračune je mogoče izvajati za ponudbe storitve dobave gospodinj-skim in malim poslovnim odjemalcem. Podatke o ponudbah dobavitelji posredujejo agenciji na mesečni ravni, standardizirano na podlagi akta, ki ureja način elektronskega posredovanja podatkov za zagotavljanje orodja za primerjavo cen električne energije in plina za gospodinj-ske in male poslovne odjemalce⁹⁵.

Agencija od konca leta 2023 zagotavlja novo spletno aplikacijo Primerjalnik stroškov omrežnine, ki na podlagi 15-minutnega obremenilnega profila omogoča analizo konic simuliranje različnih scenarijev prilagoditve dogovorjene obračunske moči (z in brez prilagoditve odjema).

Primerjava ponudb za dobavo energije – Primerjalnik stroškov oskrbe

Zagotovitev neodvisne primerjave vseh ponudb na trgu na enem mestu zagotovo bistveno prispeva k večji preglednosti ponudb na maloprodajnem trgu. Agencija je primerjalne storitve v letu 2025 zagotavljala z novo rešitvijo, predano v uporabo sredi oktobra predhodnega leta, ki temelji na sistemu za spremljanje maloprodajnega trga.

**Število primerjalnih izračunov
stroškov dobave električne energije
ostaja na nepomembni ravni**

93 Uredba o nadomestilu dobaviteljem električne energije za dobavo gospodinj-skim odjemalcem s samooskrbo z letnim netiranjem (Uradni list RS, št. 37/26)

94 Iz tega bi lahko skleпали, da je treba brezplačen dostop do primerjalnega orodja nuditi tudi nekaterim končnim odjemalcem, ki ne zadostijo definiciji malega poslovnega odjema, a so obenem mikropodjetja. Ob upoštevanju dejstva, da dobavitelj električne energije oblikuje ponudbo o dobavi za profil odjema, ki ga ni mogoče zadovoljivo upoštevati z reprezentativnimi sintetičnimi profili, posebej za vsakega tovrstnega končnega odjemalca, ni pričakovati, da bi lahko dobavitelji v skladu z osmim odstavkom 15. člena ZOEE za take končne odjemalce oblikovali standardne produkte dobave in z njimi povezane cenike ter jih javno objavili, kot je slučaj za gospodinj-ski in mali poslovni odjem. S tem pa tudi ni izpolnjen pogoj za vključitev tovrstnih ponudb v primerjalne storitve.

95 V letu 2025 so dobavitelji zagotavljali podatke na podlagi posodobljenega Akta o načinu elektronskega posredovanja podatkov za zagotavljanje orodja za primerjavo cen električne energije in plina za gospodinj-ske in male poslovne odjemalce (Uradni list RS, št. 41/25).

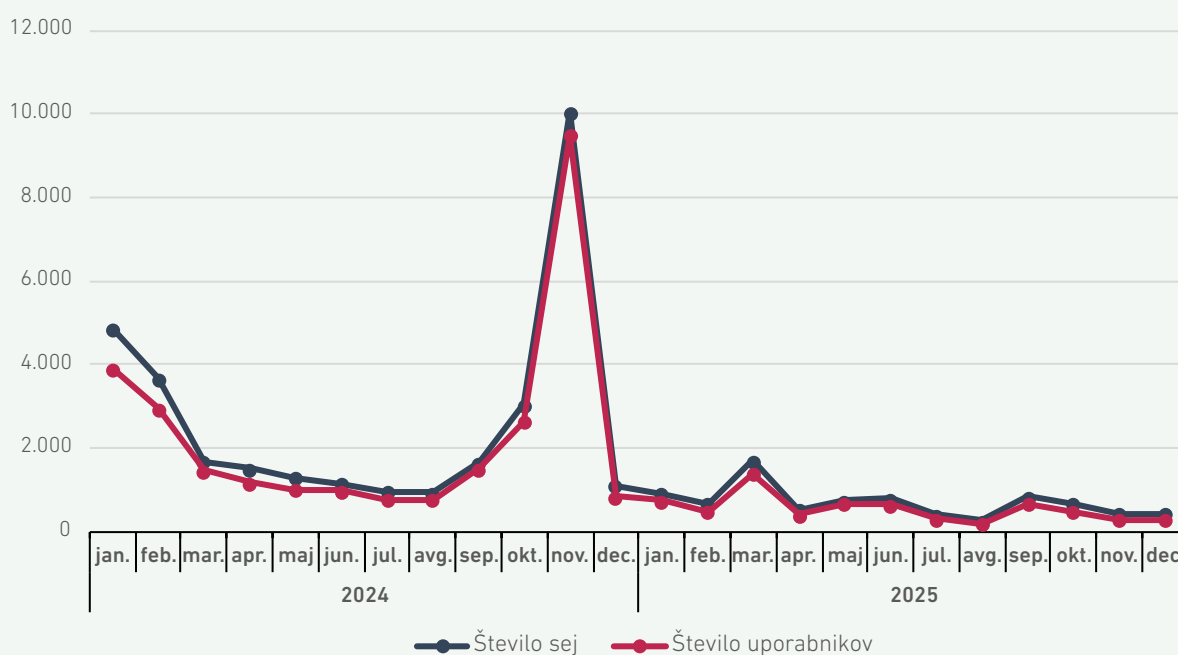


Agencija je v letu 2025 zagotavljala primerjavo celotne ponudbe na maloprodajnem trgu s posameznimi izjemami – izločene so bile le posamezne ponudbe dobaviteljev, katerih zasnova oziroma njihove lastnosti (dobavni produkti) niso zagotavljale minimalne ravni primerljivosti oziroma bi izkrivljale primerjavo ali pa so toliko specifične zasnove, da jih ni mogoče vključiti v primerjavo zaradi sistemskih omejitev. Tovrstna ponudba na trgu je še zmeraj zelo okrnjena, zato njihova odsotnost v primerjalnem izračunu ni imela pomembnejšega vpliva na celovitost primerjalnega izračuna.

Analiza števila opravljenih primerjav in preverjanj računov potrjuje nepomemben interes uporabni-

kov za izvajanje primerjalnih izračunov v letu 2025, potem ko se je interes zgolj kratkoročno povečal po 12. 10. 2024, ko je agencija predala v uporabo novo rešitev. Takrat je prenovljena rešitev prejela kar nekaj medijske pozornosti. Vzrok je regulacija maloprodajnih cen in relativno majhen povprečni potencial zamenjave dobavitelja po sprostitvi maloprodajnih cen v februarju. Vse od uvedbe zamejitve cen električne energije jeseni leta 2022 za vse odjemalce s priključno močjo manjšo ali enako 43 kW se je zanimanje za primerjalne storitve po pričakovanih izrazito zmanjševalo do ravni nepomembnih obsegov v 2025.

SLIKA 139: ANALIZA UPORABE PRIMERJALNIKA STROŠKOV OSKRBE V ZADNJIH DVEH LETIH



VIR: AGENCIJA

Primerjava stroškov omrežnine – Primerjalnik stroškov omrežnine

Prenovo metodologije obračunavanja omrežnine je agencija podpirala z zagotavljanjem primerjalne storitve, s katero si lahko vsi končni odjemalci izračunajo predvidene letne stroške za uporabo omrežja na podlagi nove metodologije. Primerjava stroškov omrežnine pred in po prenovi metodologije obračuna je omogočala končnim odjemalcem analizo učinkov sprememb in predpripravo na učinkovitejšo rabo omrežja. Spletna aplikacija Primerjalnik stroškov omrežnine⁹⁶ omogoča tudi

izračune na podlagi prilagoditve dogovorjene obračunske moči, in sicer za primer, ko se tem ustrezno prilagodi tudi odjem, in za primer, ko prilagoditve odjema končni odjemalec ne zagotovi in se mu zato obračuna presežna moč. Dodatno je uporabniku zagotovljena analiza koničnih obremenitev, ki jih s svojo rabo povzroča omrežju. Pogoj za izvedbo primerjave je uporaba 15-minutnega obremenilnega diagrama, ki ga uporabnik za svoje prevzemno-predajno mesto izvozi iz portala Moj elektro, ter

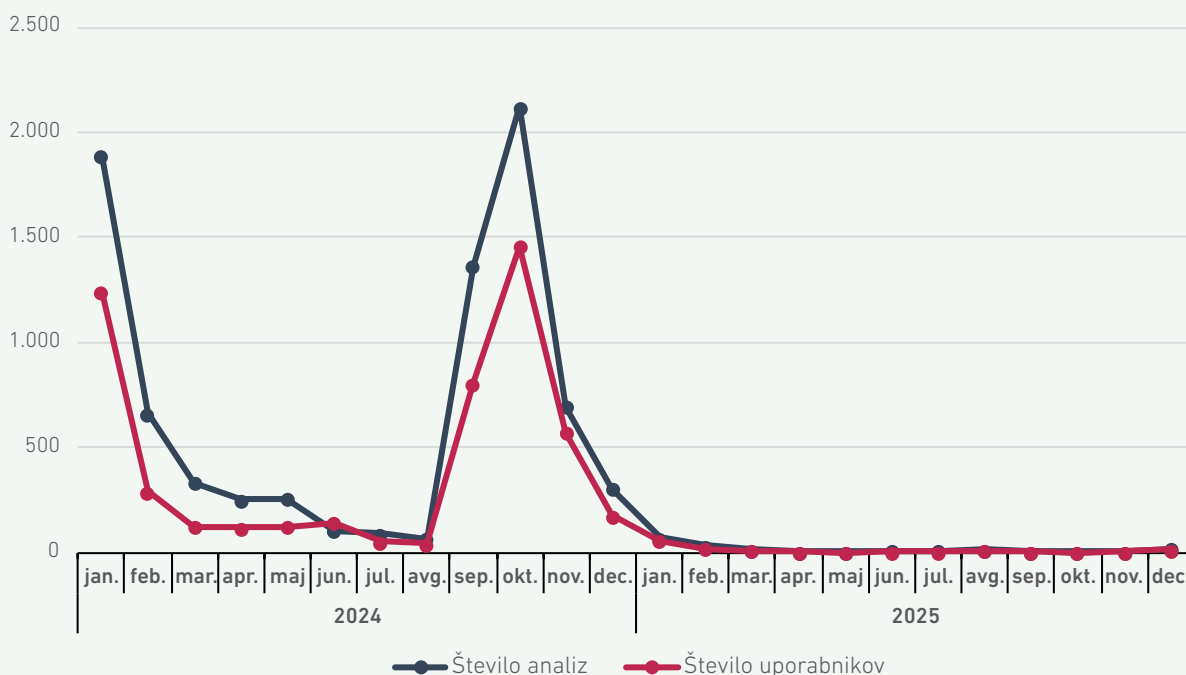
96 <https://www.agencija-rs.si/web/primerjalnik-stroskov-omreznine>

zadostna razpoložljivost 15-minutnih merilnih podatkov v okviru tega obremenilnega diagrama.

Izrazito povečana uporaba aplikacije je značilna za fazo predaje aplikacije v uporabo in po fazi priprave in začetku uporabe tarifne reforme od septembra do oktobra 2024 pred začetkom prve višje sezone, tudi zaradi zavajajočih informacij o

občutnih podražitvah. V letu 2025 uporaba te rešitve ostaja na zanemarljivih ravneh, tudi v obdobju pred nastopom višje tarife. To potrjuje, da so bile napovedi agencije glede učinkov reforme pravilne in da so se gospodinjski odjemalci po prvem letu uporabe novega obračuna omrežnine lahko sami prepričali, da na letni ravni plačujejo celo nekoliko manj omrežnine.

SLIKA 140: TREND UPORABE PRIMERJALNIKA STROŠKOV OMREŽNINE V ZADNJIH DVEH LETIH



VIR: AGENCIJA

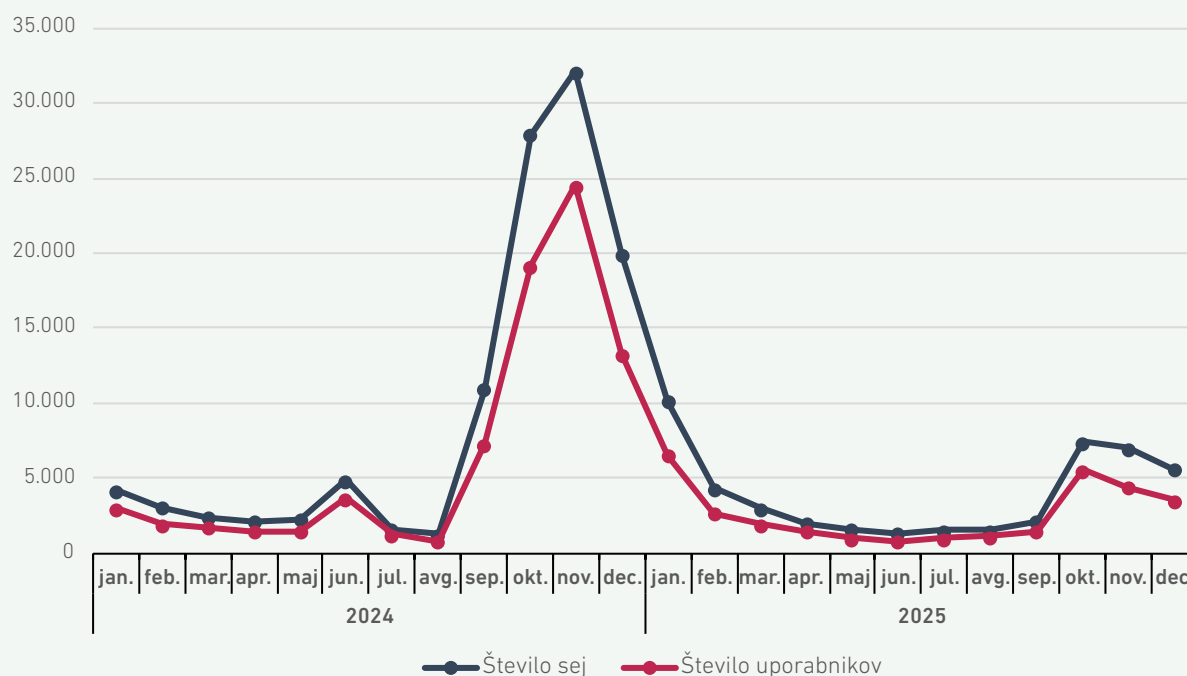
Spletni portal URO.si

Spletni portal URO.si je bil vzpostavljen z namenom informiranja splošne javnosti o pomenu, ciljih in elementih prenove obračuna omrežnine za uporabo elektroenergetskih omrežij, ki se je začela uporabljati 1. oktobra 2024. Po prvem četrtletju 2025 se je zanimanje postopoma umirilo, kar je mogoče povezati z več dejavniki: zaključkom prve višje omrežninske sezone 2024/2025, zmanjšanjem medijske izpostavljenosti obračuna omrežnine ter z dejstvom, da so odjemalci po več kot enoletni uporabi novega sistema bolje razumeli ključne pojme, postopke in predvsem finančne učinke. Pred

Povečano zanimanje za informacije portala URO.si je povezano s sezonsko zasnovo tarif in objavo novih tarifnih postavk

naslednjo višjo sezono in v času objave tarifnih postavk za naslednje leto je opazen ponoven porast zanimanja, vendar v bistveno manjšem obsegu kot ob začetku uporabe prenove obračuna jeseni 2024.

SLIKA 141: TREND UPORABE SPLETNEGA PORTALA URO.SI V ZADNJIH DVEH LETIH



VIR: AGENCIJA

Umiritev obiska ne pomeni zmanjšanja pomena portala. Nasprotno, kaže premik od množičnega iskanja osnovnih informacij k bolj ciljno usmerjenim vprašanjem. Ko se je splošna medijska pozornost zmanjšala, so v ospredju ostale teme, ki so za odjemalce najbolj praktične: dogovorjena oziroma obračunska moč, časovni bloki, razlaga računa za omrežnino in uporaba primerjalnika stroškov. Te vsebine kažejo, da uporabniki portala ne uporabljajo

le za pasivno seznanjanje, temveč kot podporo pri razumevanju lastnega računa, preverjanju posledic odločitev in pripravi na spremembe dogovorjene moči.

Pomembno vlogo pri tem ima AI klepetalni robot URO, ki deluje kot vedno dosegljiv prvi informacijski kanal.

Ostali ukrepi za zagotavljanje preglednosti

Spletni portal Trajnostna energija⁹⁷ Borzen zagotavlja z namenom vzpostavitve informacijskega središča stične točke za dostop do informacij glede učinkovite rabe energije in OVE v Sloveniji. Na enostaven in pregleden način so na enem mestu zbrane kakovostne in strokovne informacije, ki uporabnikom pripomorejo k učinkovitejši rabi energije, po drugi strani pa imajo izobraževalni namen s ciljem osveščanja o koristih OVE in njihove uporabe. Objavljene informacije sicer niso neposredno povezane

z maloprodajnim trgom, vendar so med drugim v pomoč pri ozaveščanju odjemalcev o pomenu okoljsko sprejemljivejših produktov dobave energije, možnostih varčevanja in s tem zagotavljanja prihrankov pri stroških dobave energije ter podajajo pregled nad možnostmi in koristmi samooskrbe iz OVE, ki vpliva na izbor produktov dobave električne energije in pomaga pri odločitvah za naložbe v OVE, hranilnike, varčnejše naprave oziroma pametne naprave.

97 <http://www.trajnostnaenergija.si/y>

Učinkovitost trga

Spremljanje učinkovitosti ter stopnje konkurenčnosti maloprodajnega trga temelji na rednem in sistematičnem zbiranju podatkov od tržnih udeležencev in agregatorjev javnih podatkov. Na podlagi podatkov o količinah električne energije, ki so jih dobavitelji obračunali končnim odjemalcem, so v

nadaljevanju predstavljeni tržni deleži posameznih dobaviteljev po posameznih segmentih trga, njihove spremembe glede na leto 2024 ter podrobnejši kazalniki na področju analitike menjave dobavitelja.

Tržni deleži in koncentracija na maloprodajnih trgih

Koncentracijo oziroma konkurenčnost predmetnih trgov vrednotimo s standardnimi kazalniki na podlagi tržnih deležev.

- Indeks stopnje konkurenčnosti HHI (Herfindahl-Hirschman Index). Če je višji od 2.000, gre za

visoko koncentriran maloprodajni trg, medtem ko HHI nižji od 2.000 pomeni, da gre za trg z nizko stopnjo koncentracije.

- Indeks stopnje koncentracije CR. Za potrebe tega poročila prikazujemo CR3, ki prikazuje skupni tržni delež treh največjih dobaviteljev na trgu.

Dobava električne energije vsem odjemalcem

Tabela 27 prikazuje tržne deleže dobaviteljev na podlagi dobavljene električne energije, pri čemer je upoštevana dobava na celotnem maloprodajnem trgu, ki vključuje tudi velike končne odjemalce, priključene na prenosni sistem, in ZDS.

V primerjavi z letom 2024, ko je HHI znašal 1.368, se je v letu 2025 povečal za 7,9 % in je znašal 1.476.

TABELA 27: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV VSEM KONČNIM ODJEMALCEM⁹⁸

Dobavitelj	Dobavljena energija [GWh]	Tržni delež
GEN-I	2.713,1	23,8 %
Petrol	2.066,0	18,1 %
ECE	1.692,0	14,8 %
Energija plus	1.505,6	13,2 %
E 3	828,3	7,3 %
HEP Energija	803,3	7,0 %
Drugi	775,2	6,8 %
Elektro energija	574,4	5,0 %
Acroni	458,2	4,0 %
SKUPAJ	11.415,9	100,0 %
HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem	1.476	

VIR: PORTAL EPOS

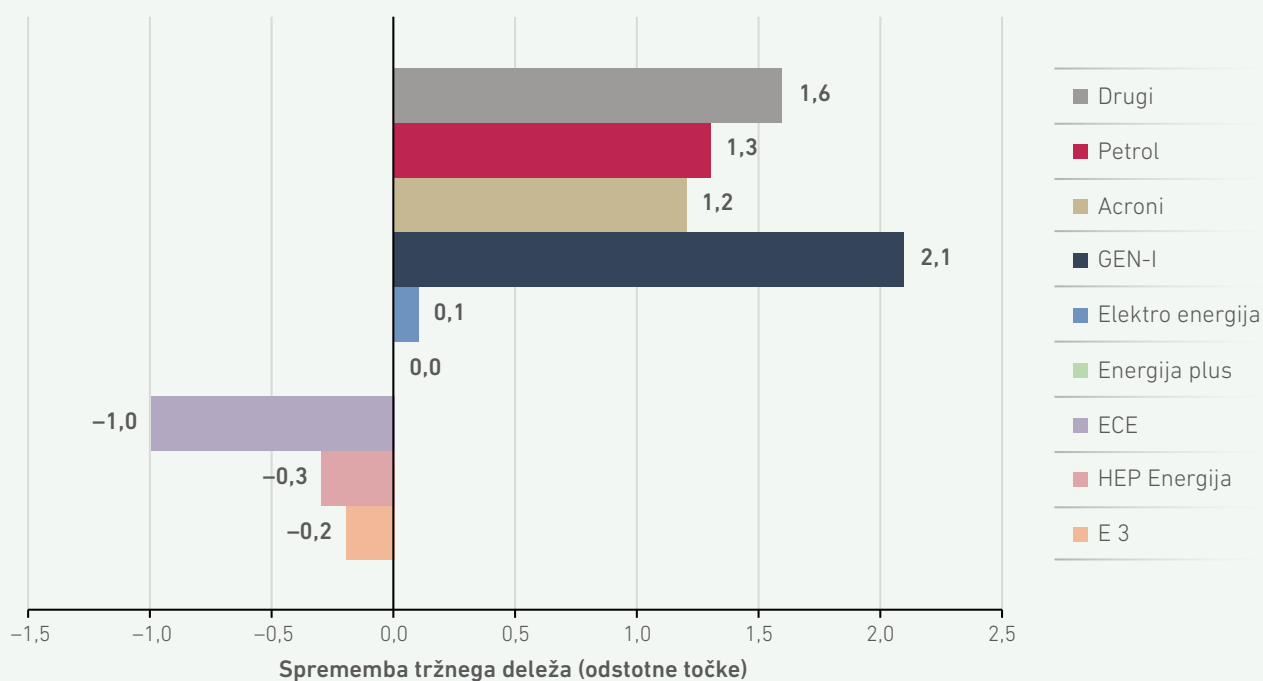
⁹⁸ Dobavljena energija in tržni deleži so zaokroženi na eno decimalno mesto. Razlika med skupno vsoto in seštevki je posledica zaokroževanja na eno decimalno mesto.



Strukturne spremembe z vplivom na koncentracijo na trgu so absolutno v rangu do 1,3 odstotne točke, razen za HSE in GEN-I. V letu 2025 se je glede na leto prej tržni delež dobavitelja GEN-I povečal za kar 2,1 odstotne točke. Tržni delež se je povečal za 1,6 odstotne točke tudi na segmentu Drugi, kamor štejemo vse dobavitelje, katerih tržni delež glede na količino dobavljene energije, je manjši od 2 %. Zvišanje tržnega deleža segmenta Drugi je v največji meri posledica vključitve dobavitelja

HSE v to kategorijo. V letu 2025 je v to kategorijo spadalo kar 13 dobaviteljev, kar je dva več kot leto prej (ENNA Next in HSE). Po drugi strani se je največji del tržnega deleža zmanjšal prav pri HSE, za kar 4,2 odstotne točke. Po velikosti sprememb tržni deleži pri ostalih dobaviteljih v letu 2025 niso preveč bistveno odstopali od preteklih let, tako da se tržni položaji dobaviteljev niso pomembno spremenili, kot je prikazano na sliki 142.

SLIKA 142: SPREMEMBE TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV VSEM KONČNIM ODJEMALCEM V LETU 2025 GLEDE NA LETO 2024⁹⁹



VIR: PORTAL EPOS

⁹⁹ Spremembe tržnih deležev dobaviteljev v letu 2025 glede na leto 2024 so zaokrožene na eno decimalno mesto. Neposredna primerjava z lanskimi vrednostmi lahko zaradi zaokrožitve privede do razlike +/- 0,1 odstotnih točk.

Dobava električne energije poslovnim odjemalcem

Tržne deleže dobaviteljev električne energije na maloprodajnem trgu poslovnih odjemalcev v letu 2025 prikazuje tabela 28. Na maloprodajnem trgu za poslovne odjemalce se je stopnja koncentracije nekoliko zvišala.

Vrednost HHI je znašala 1.458 in se je v primerjavi z letom 2024, ko je znašala 1.330, povečala za 9,6 %.

TABELA 28: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV POSLOVNIM ODJEMALCEM¹⁰⁰

Dobavitelj	Dobavljena energija [GWh]	Tržni delež
Petrol	1.744,4	21,5 %
GEN-I	1.553,8	19,1 %
ECE	1.193,6	14,7 %
Energija plus	1.075,6	13,2 %
HEP Energija	803,3	9,9 %
Drugi	742,2	9,1 %
E 3	385,0	4,7 %
Acroni	458,2	5,6 %
Elektro energija	167,8	2,1 %
SKUPAJ	8.123,9	100,0 %
HHI dobaviteljev vsem poslovnim odjemalcem	1.458	

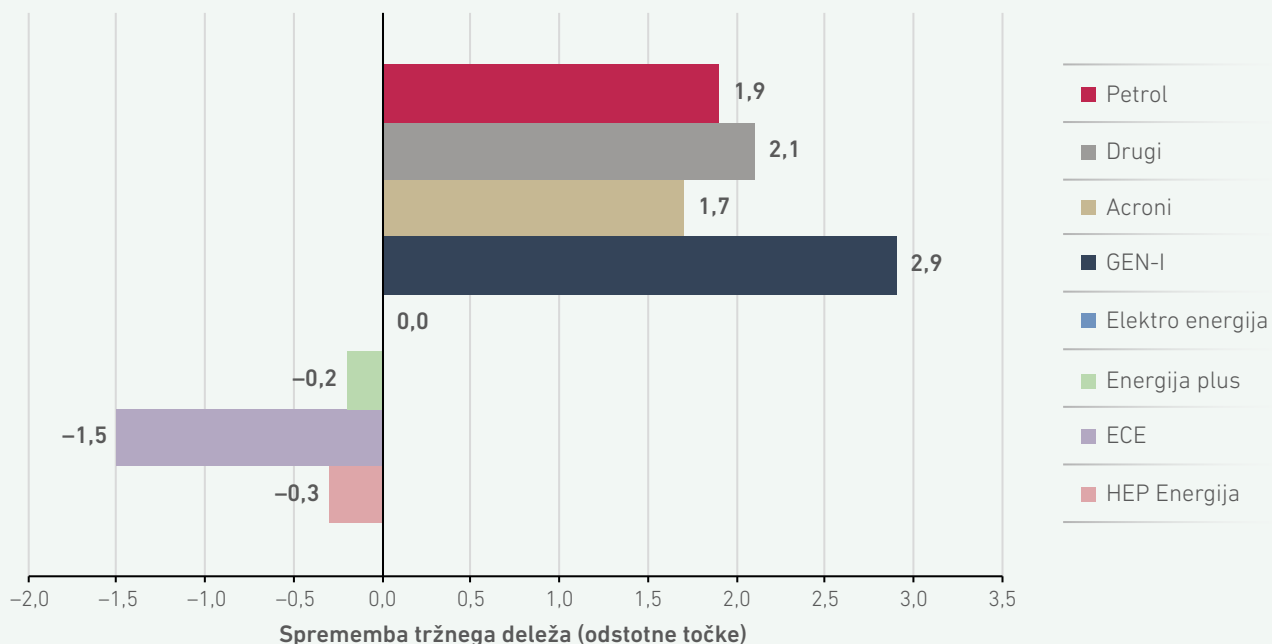
Kot lahko vidimo na sliki 143, sta največji tržni deleži glede na leto 2024 na tem segmentu trga pridobila dobavitelja GEN-I (2,9 odstotne točke) in Petrol

(1,9 odstotne točke). Največje zmanjšanje tržnega deleža je mogoče opaziti pri HSE (5,9 odstotne točke), ki je zaradi tega vključen v segment Drugi.

¹⁰⁰ Dobavljena energija in tržni deleži so zaokroženi na eno decimalno mesto. Razlika med skupno vsoto in seštevki je posledica zaokroževanja na eno decimalno mesto.



SLIKA 143: SPREMEMBE TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV POSLOVNIM ODJEMALCEM V LETU 2025 GLEDE NA LETO 2024¹⁰¹

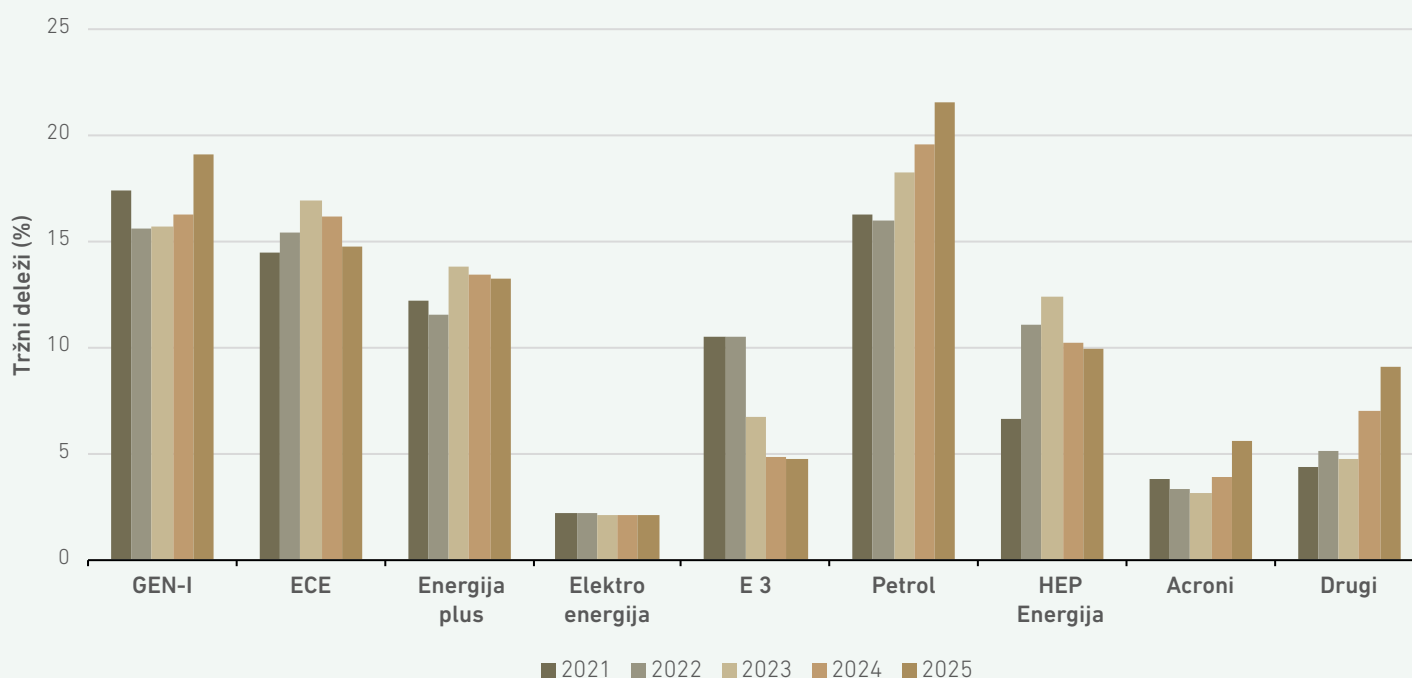


VIR: PORTAL EPOS

Na sliki 144 prikazujemo petletno gibanje tržnega deleža dobaviteljev poslovnim odjemalcem. Po triletnem zaporednem povečevanju tržnega deleža v obdobju 2021–2025 je ECE že drugo leto zapored tržni delež zmanjšal, E 3 pa je ostal na skoraj enaki

ravni kot leto prej. Petrol in GEN-I nadaljujeta trend povečevanja tržnega deleža v zadnjih treh letih. Povečanje tržnega deleža pri segmentu Drugi je bilo tudi v tem primeru v največji meri posledica vključitve dobavitelja HSE v to kategorijo.

SLIKA 144: PRIMERJAVA TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV POSLOVNIM ODJEMALCEM V OBDOBJU 2021–2025



VIR: PORTAL EPOS

101 Spremembe tržnih deležev dobaviteljev v letu 2025 glede na leto 2024 so zaokrožene na eno decimalno mesto. Neposredna primerjava z lanskimi vrednostmi lahko zaradi zaokrožitve privede do razlike +/- 0,1 odstotne točke.

Dobava električne energije gospodinjskim odjemalcem

Na maloprodajnem trgu za gospodinjske odjemalce v letu 2025 stopnja tržne koncentracije pokaže, da gre za visoko koncentriran trg. HHI znaša 2.070 in je že tretjo leto zapored višji od spodnje meje

visoko koncentriranega trga. V primerjavi z letom 2024 se je HHI v letu 2025 sicer nepomembno znižal.

TABELA 29: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV GOSPODINJSKIM ODJEMALCEM¹⁰²

Dobavitelj	Dobavljena energija [GWh]	Tržni delež
GEN-I	1.159,3	35,2 %
ECE	498,4	15,1 %
E 3	443,2	13,5 %
Energija plus	430,0	13,1 %
Elektro energija	406,6	12,4 %
Petrol	321,5	9,8 %
Drugi	32,9	1,0 %
SKUPAJ	3.292,0	100,0 %
HHI dobaviteljev vsem gospodinjskim odjemalcem	2.070	

VIR: PORTAL EPOS

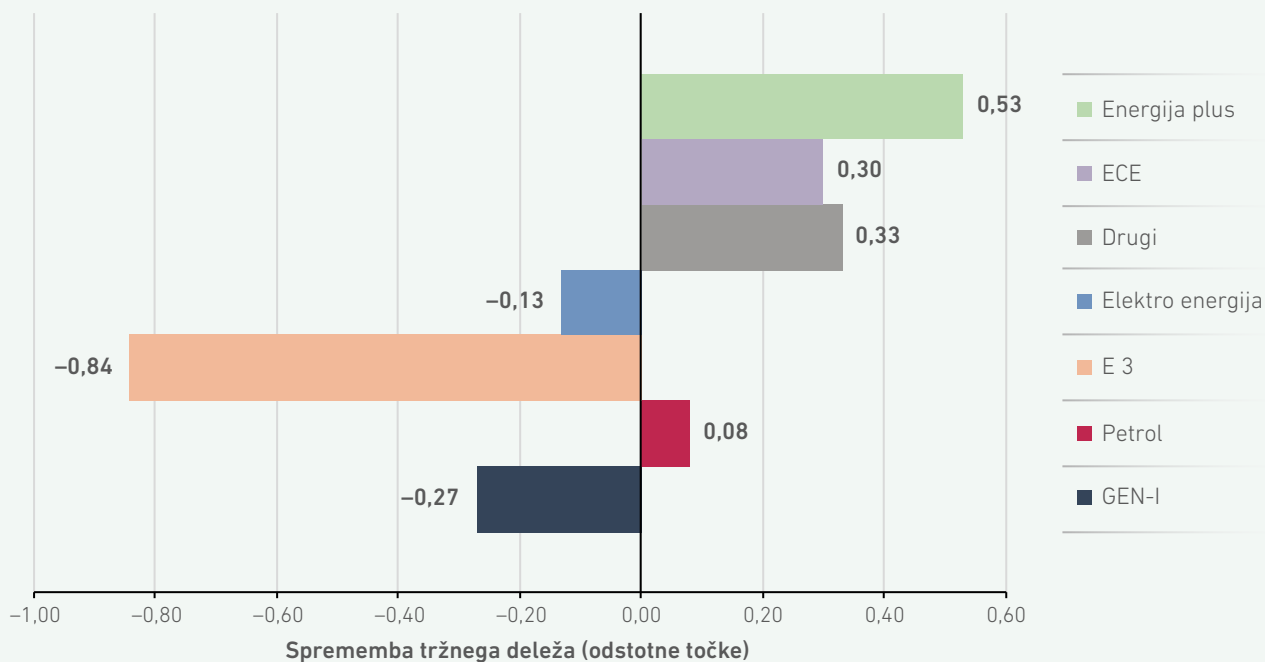
Kot je razvidno s slike 145, so strukturne spremembe z vplivom na koncentracijo na trgu nepomembne, absolutno v rangu do 0,85 odstotne točke. Največji tržni delež sta glede na leto 2024 na segmentu gospodinjskega odjema v letu 2025 pridobila enako kot lani Energija plus in ECE ter segment manjših dobaviteljev, združenih v

kategorijo Drugi. Tržni delež treh največjih dobaviteljev je znašal 63,8 % in se je v primerjavi z letom 2024 zmanjšal za 1,25 odstotne točke. Zmanjšanje je povezano z znižanjem tržnega deleža dobavitelja E 3, pri katerem beležimo zmanjšanje tržnega deleža za 0,84 odstotne točke.

102 Dobavljena energija in tržni deleži so zaokroženi na eno decimalno mesto. Razlika med skupno vsoto in seštevki je posledica zaokroževanja na eno decimalno mesto.



SLIKA 145: SPREMEMBE TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV GOSPODINJSKIM ODJEMALCEM¹⁰³



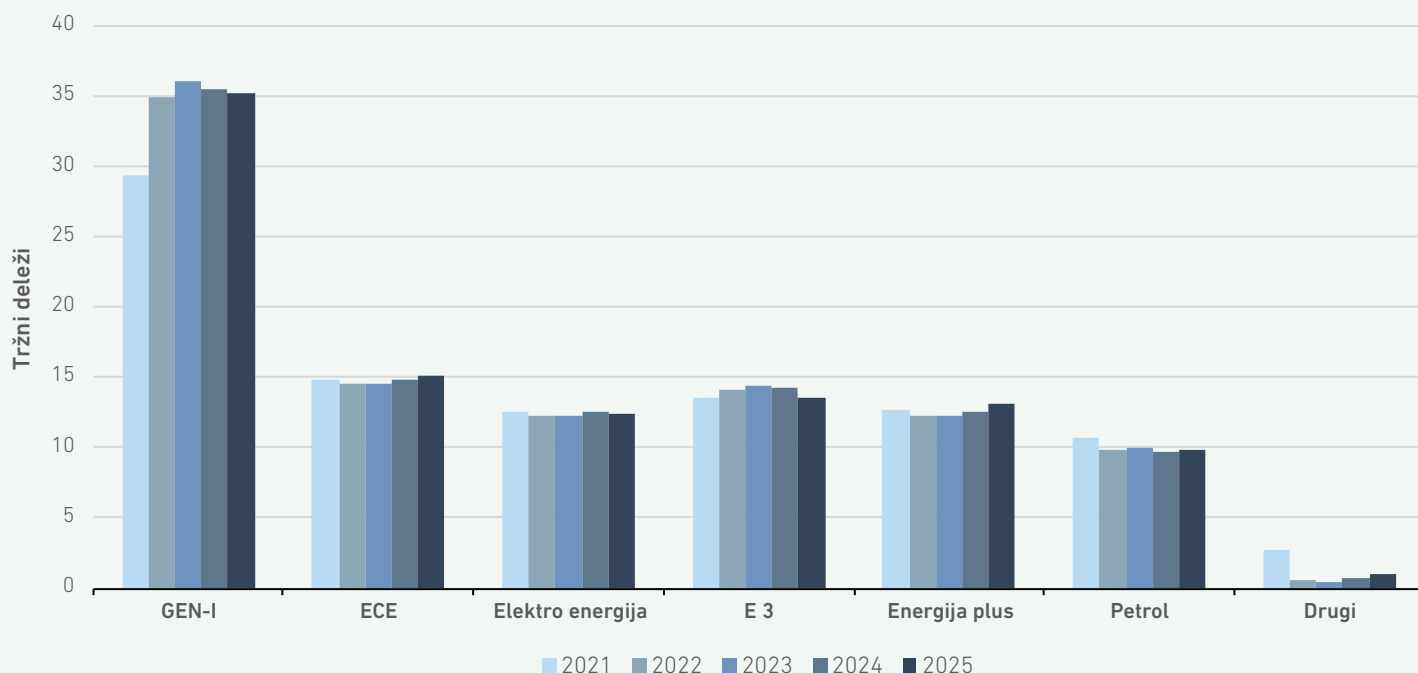
VIR: PORTAL EPOS

Slika 146 prikazuje tržne deleže dobaviteljev gospodinskih odjemalcev. Prikazani so tržni deleži v obdobju 2021–2025. Po velikosti sprememb tržni deleži pri dobaviteljih niso bistveno odstopali od leta 2024, tako da se tržni deleži niso pomembno spremenili v zadnjem letu. Izrazito dominanten na trgu še vedno ostaja GEN-I.

Tržna koncentracija na maloprodajnem trgu z električno energijo za gospodinske odjemalce ostaja visoka

103 Spremembe tržnih deležev dobaviteljev v letu 2025 glede na leto 2024 so zaokrožene na eno decimalno mesto. Neposredna primerjava z lanskimi vrednostmi lahko zaradi zaokrožitve privede do razlike +/- 0,1 odstotne točke.

SLIKA 146: PRIMERJAVA TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV GOSPODINJSKIM ODJEMALCEM V OBDOBJU 2021–2025



VIR: PORTAL EPOS

Primerjava koncentracij na zadevnih trgih

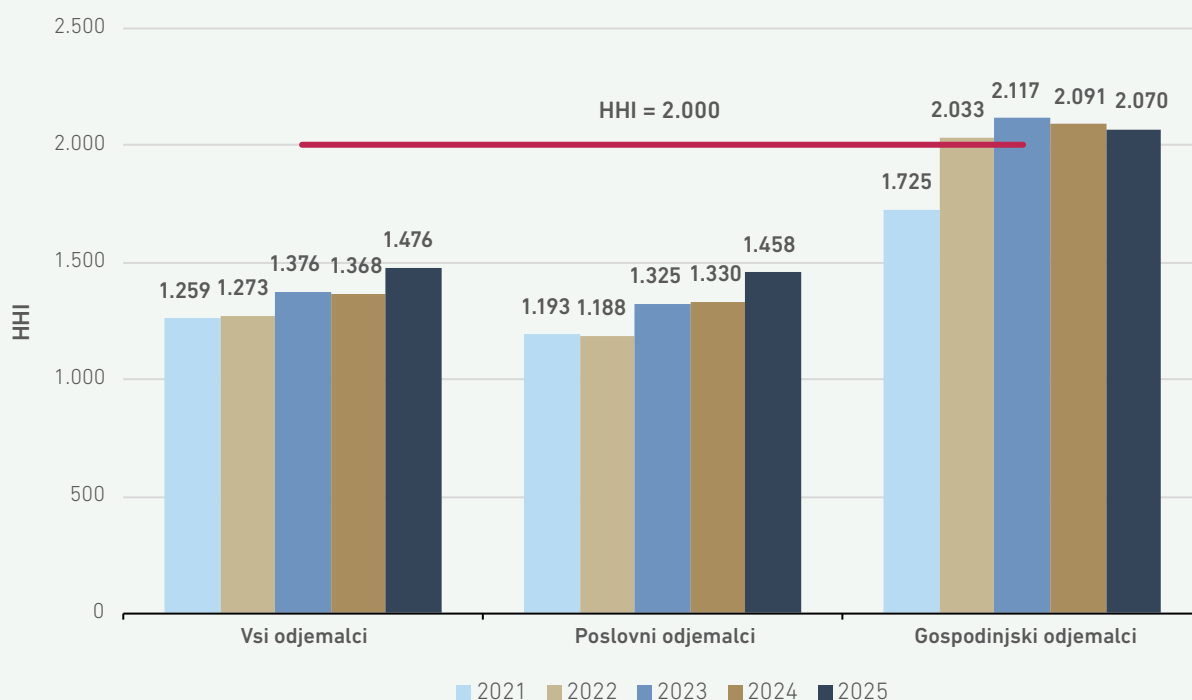
Pri vrednotenju tržne moči na podlagi tržnih deležev moramo biti previdni in upoštevati omejitve kazalnikov. Visok tržni delež ne pomeni avtomatično, da obstajajo problemi konkurenčnosti in sam po sebi ni prepovedan. Ocenjuje se vedno ob upoštevanju položaja neposrednih konkurentov. Evropska komisija opredeljuje koncentracije, ki morajo biti podvržene bolj podrobni presoji – te se izvedejo pri koncentracijah nad 40 %, koncentracije nad 60 % pa so dopustne le izjemoma. Ameriške in britanske konkurenčne oblasti pa presoji vrednotijo na podlagi HHI, zanje pa so pomembne razlike v HHI pred in po koncentraciji – v primeru zmerno

koncentriranega trga (HHI med 1.000 in 1.800), 100 točk razlike lahko vodi v podrobnejšo presoji, pri zelo koncentriranem trgu pa je lahko odločilna že razlika 50 točk.

Kot je razvidno s slike 147, se je HHI v letu 2025 povečal na segmentih dobave poslovnim in vsem končnim odjemalcem. Na segmentu dobave poslovnim odjemalcem se je HHI povečal za 8,9 %, na segmentu dobave vsem odjemalcem pa za 7,5 % medtem, ko se je na segmentu dobave gospodinjskim odjemalcem zmanjšal za 1 % glede na prejšnje leto.



SLIKA 147: GIBANJE HHI NA MALOPRODAJNIH TRGIH V OBDOBJU 2021–2025

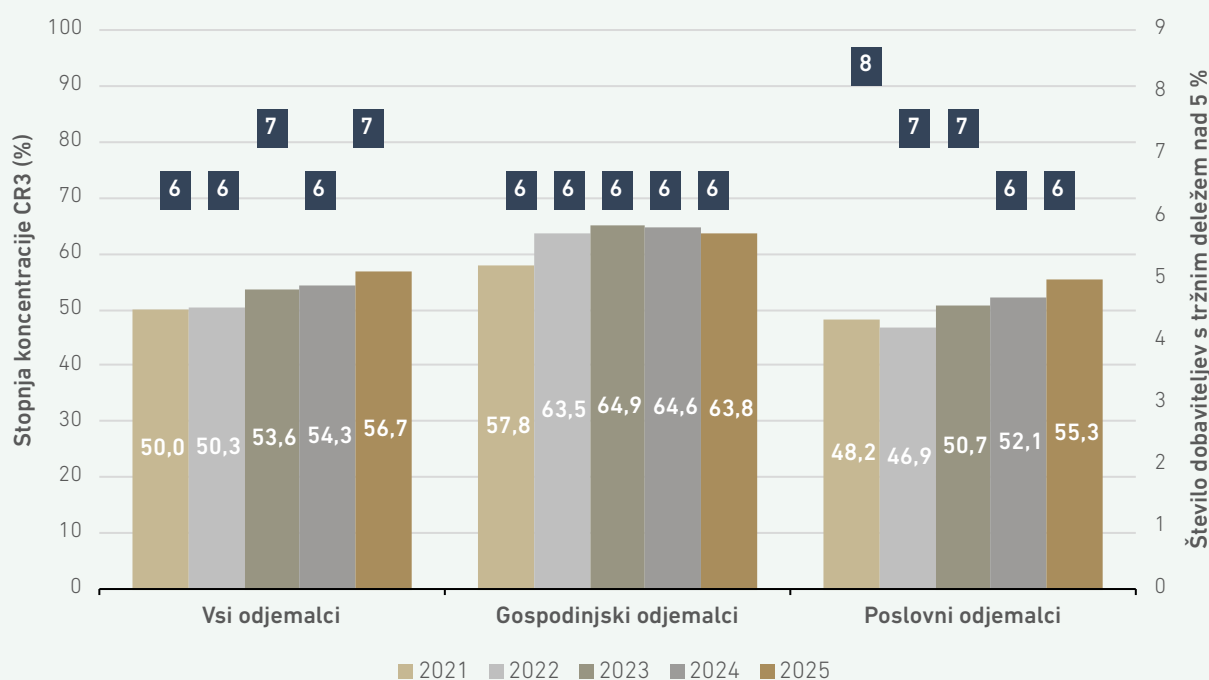


VIR: PORTAL EPOS

Slika 148 prikazuje kazalnik CR3 ter število dobaviteljev s tržnim deležem, večjim od 5 %. Glede na leto 2024 se je v letu 2025 povečal CR3 na segmentu dobave vsem odjemalcem in na segmentu dobave poslovnim odjemalcem, kar je trend, ki se nadaljuje iz prejšnjega leta. Na segmentu dobave

gospodinskim odjemalcem pa se je CR3 znižal za 0,8 odstotne točke. Skupno število dobaviteljev vsem odjemalcem se je zvišalo za enega dobavitelja – Elektro energija, ki je svoj tržni delež zvišal za 0,1 odstotne točke glede na leto 2024 in tako dosegel mejo 5 %.

SLIKA 148: STOPNJA KONCENTRACIJE (CR3) NA MALOPRODAJNIH TRGIH IN ŠTEVILO DOBAVITELJEV S TRŽNIM DELEŽEM, VEČJIM OD 5 %, V OBDOBJU 2021–2025



VIR: PORTAL EPOS

Agencija je koncentracijo na trgu ob upoštevanju lastniških povezav prikazala v Poročilu o stanju na področju energetike v letu 2022, pri čemer CR3 dosega na maloprodajnem trgu za gospodinjiski odjem vrednost blizu 100 %, tržni delež virtualnega dominantnega lastniško povezanega dobavitelja pa skoraj 50 %. Stanje se je v letu 2025 z vidika koncentracije nekoliko spremenilo glede na pretekla leta, in sicer sedaj CR3, ki prikazuje skupni tržni delež treh največjih dobaviteljev na trgu z upoštevanjem lastniških struktur dobaviteljev,

Visoke koncentracije zahtevajo ustrezno pozornost pristojnih organov na področju vrednotenja tržne moči

dosega na maloprodajnem trgu za gospodinjiski odjem 82,5 %, tržni delež virtualnega dominantnega lastniško povezanega dobavitelja pa 40,3 %.

Menjave dobavitelja

V letu 2025 je dobavitelja električne energije zamenjalo 28.634 odjemalcev, in sicer 19.603 gospodinjiskih in 9.031 poslovnih odjemalcev, kar predstavlja 36 % več menjav dobavitelja v primerjavi z letom prej. V povprečju je mesečno dobavitelja električne energije zamenjalo 1.634 gospodinjiskih in 753 poslovnih odjemalcev.

Povečanje števila menjav dobavitelja pri gospodinjiskih odjemalcih zaradi prenehanja vladne zamejitve cen

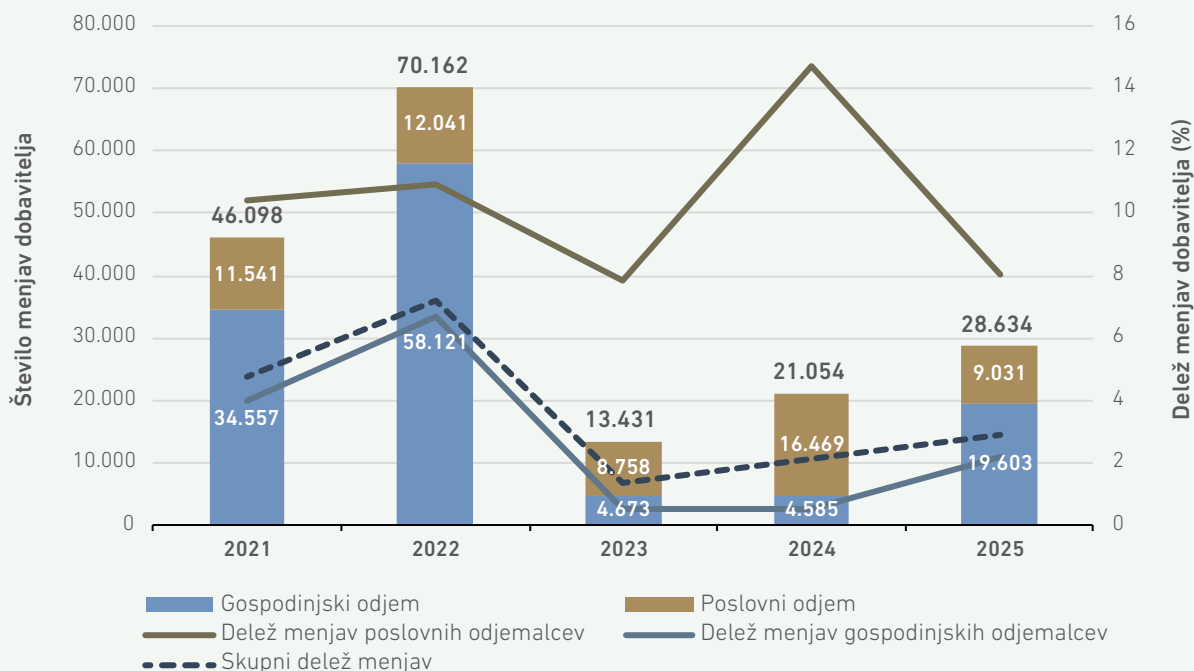
Zaradi vladne uredbe o določitvi cen električne energije, ki je v preteklih letih omejila najvišjo maloprodajno ceno, so se razlike v cenah med dobavitelji bistveno zmanjšale, kar se je odrazilo v izrazitem padcu števila menjav pri gospodinjiskih odjemalcih v letih 2023 in 2024. V letu 2025 se je število menjav pri gospodinjiskem odjemu ponovno povečalo, vendar v primerjavi z obdobjem pred krizo ostaja na razmeroma nizki ravni.

intenzivnost menjav nekoliko upadla po izrazitem porastu v preteklem letu.

Pri poslovnem odjemu, kjer cenovna regulacija ni več veljala že v letu 2024, se je v letu 2025 število menjav nekoliko zmanjšalo glede na predhodno leto, vendar ostaja na relativno visoki ravni. To kaže na nadaljnje aktivno prilagajanje poslovnih odjemalcev tržnim razmeram, čeprav je

Skupno število menjav dobavitelja se je v letu 2025 povečalo glede na leto 2024, kar je predvsem posledica rasti menjav pri gospodinjiskih odjemalcih. Kljub temu skupni delež menjav ostaja relativno nizek, kar je predvsem posledica vladnega omejevanja maloprodajnih cen v preteklih letih. Obenem tudi po sprostitvi regulacije razlike med ponudbami dobaviteljev ostajajo razmeroma majhne, zato so spodbude za menjavo še vedno manj izrazite. Trend gibanja števila menjav glede na tip odjema in deležev menjav prikazuje slika 149.

SLIKA 149: GIBANJE ŠTEVILA MENJAV DOBAVITELJA V OBDOBJU 2021–2025



VIRA: AGENCIJA, ELES

Delež menjav dobavitelja gospodinjjskih odjemalcev je v letu 2025 znašal 2,2 %, kar predstavlja opazno povečanje glede na leto 2024 (0,5 %). Kljub temu delež ostaja razmeroma nizek, kar kaže, da se trg gospodinjjskega odjema po obdobju regulacije cen sicer postopoma prebuja, vendar še ne dosega ravni, značilnih za bolj konkurenčne trge. V letih 2023 in 2024 je bil trg zaradi vladne zamejitve cen opredeljen kot t. i. mirujoči trg (angl. dormant market), v letu 2025 pa je opaziti postopno ponovno aktivacijo odjemalcev, ki se vse bolj odzivajo na tržne signale.

Pri poslovnem odjemu je delež menjav v letu 2025 znašal 8 %, kar predstavlja pomembno zmanjšanje glede na leto 2024 (14,7 %). Po odpravi regulacije cen električne energije za male poslovne odjemalce ob koncu leta 2023 so bili ti odjemalci v letu 2024 prvič v celoti izpostavljeni tržnim cenam, kar je spodbudilo povečano aktivnost pri menjavi dobaviteljev. Opazovano znižanje deleža menjav v letu 2025 je mogoče razumeti kot posledico postopne stabilizacije razmer na trgu, pri čemer so odjemalci po začetnem obdobju prilagajanja redkeje menjavali dobavitelja.

Skupni delež menjav dobavitelja je v letu 2025 znašal 2,9 %, kar pomeni povečanje glede na preteklo leto, predvsem zaradi večje aktivnosti gospodinjjskih odjemalcev. Kljub temu ostaja raven menjav

Nizki delež menjav dobavitelja in visoka koncentracija mirujočega maloprodajnega trga gospodinjjskega odjema

relativno nizka. Nizka stopnja aktivnosti je lahko povezana z razmeroma majhnimi razlikami med ponudbami dobaviteljev ter strukturo trga, vključno z lastniškimi povezavami med dobavitelji, ki lahko vplivajo na intenzivnost konkurence.

Leta 2024 so Španija, Italija in Portugalska imele delež menjav gospodinjjskih odjemalcev med 20–25 %, medtem ko ostale države beležimo nižji delež menjav. To pogosto sovпада s stopnjo koncentracije trga in vplivom prvotnih dobaviteljev¹⁰⁴.

Na sliki 150 je prikazano število menjav dobavitelja v letu 2025 po mesecih. Izstopa predvsem mesec januar z izrazito visokim številom menjav pri poslovnem odjemu. Večje število menjav pri poslovnih odjemalcih v začetku leta je pričakovano, saj v tem obdobju večinoma potečejo enoletne pogodbe o dobavi električne energije, kar spodbuja podjetja k ponovni izbiri dobavitelja.

104 Dobavitelji, ki so bili pred popolnim odprtjem trga v 2007 povezani z aktivnostjo GJS (angl. incumbent supplier).

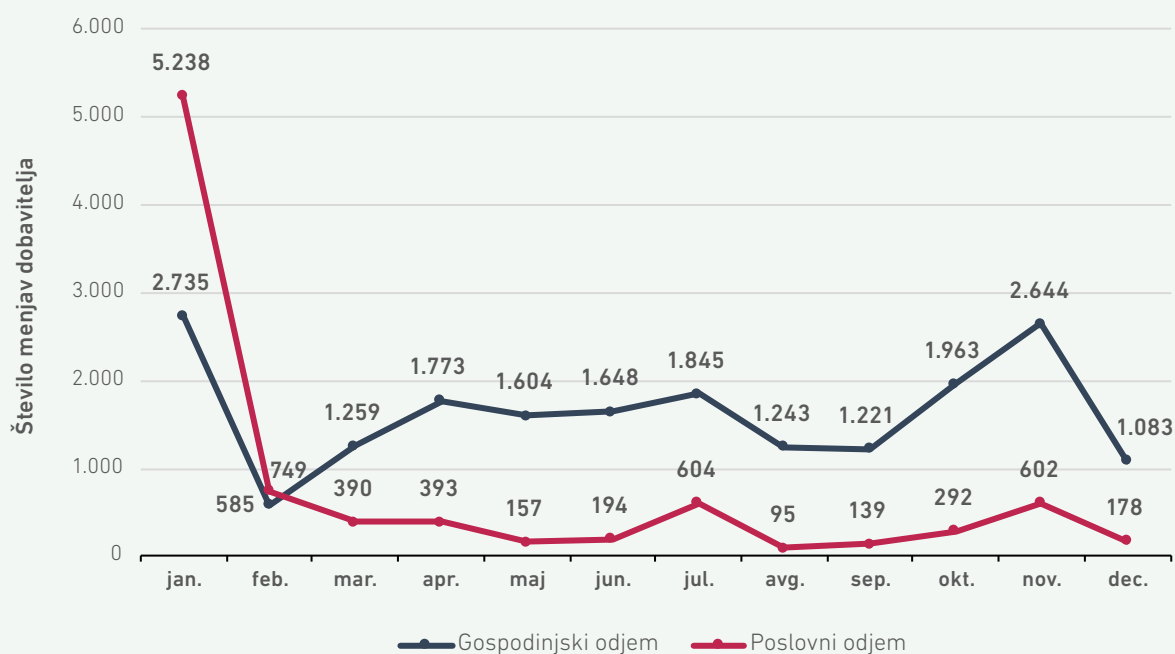
V nadaljevanju leta se število menjav pri poslovnih odjemalcih bistveno zmanjša in ostaja na nižji ravni, z manjšim porastom v poletnih in jesenskih mesecih. V primerjavi z letom prej je zabeleženih 45,2 %¹⁰⁵ manj menjav dobavitelja za poslovni odjem.

Pri gospodinjstvem odjemu je dinamika bolj enakomerna čez celo leto, z nekoliko višjim številom menjav v spomladanskih in jesenskih mesecih ter izrazitejšim vrhom v novembru. Konec februarja je prenehala regulacija cen za gospodinjstve odjemalce, kar je lahko prispevalo k postopnemu povečanju aktivnosti v nadaljevanju leta. V primerjavi z letom prej je zabeleženih za 327,5 % več menjav dobavitelja za gospodinjstvi odjem.

Delež menjav pri poslovnih odjemalcih se je po izrazitem porastu v letu 2024 znižal

Skupno gibanje menjav v letu 2025 odraža umirjanje tržne aktivnosti pri poslovnih odjemalcih po izrazitem povečanju v letu 2024, medtem ko se aktivnost gospodinjstev odjemalcev postopno povečuje.

SLIKA 150: DINAMIKA ŠTEVILA MENJAV DOBAVITELJA V LETU 2025 GLEDE NA TIP ODJEMA



VIRA: AGENCIJA, ELES

Slika 151 prikazuje trend gibanja količin zamenjane energije v obdobju 2023–2025. Količina zamenjane energije je tesno povezana s številom menjav dobavitelja. Zamenjana količina energije je količina, ki jo je odjemalec porabil v obdobju enega leta in bo zaradi menjave dobavitelja vplivala na povečanje porabe energije pri drugem (novem) dobavitelju. Zato je običajno ob večjem številu menjav dobavitelja poslovnih in gospodinjstev odjemalcev tudi zamenjana količina energije večja. Na sliki je izrazito razviden skok količine zamenjane energije pri poslovnih odjemalcih v začetku leta 2025, zlasti v januarju, kar je povezano predvsem z iztekom

enoletnih pogodb o dobavi električne energije, ki se praviloma zaključujejo ob koncu koledarskega leta. V nadaljevanju leta se količina zamenjane energije pri poslovnem odjemu bistveno zmanjša in ostaja na nižji ravni. Pri gospodinjstev odjemalcih je gibanje količine zamenjane energije bolj enakomerno, z opaznimi porasti v spomladanskih in jesenskih mesecih ter izrazitejšimi vrednostmi v prvi polovici leta 2025. Takšno gibanje sledi postopnemu povečanju števila menjav dobavitelja po obdobju regulacije cen. Pri gospodinjstev odjemalcih je količina zamenjane energije v letu 2025 za 79,1 % večja v primerjavi z letom prej, pri čemer je znašal delež

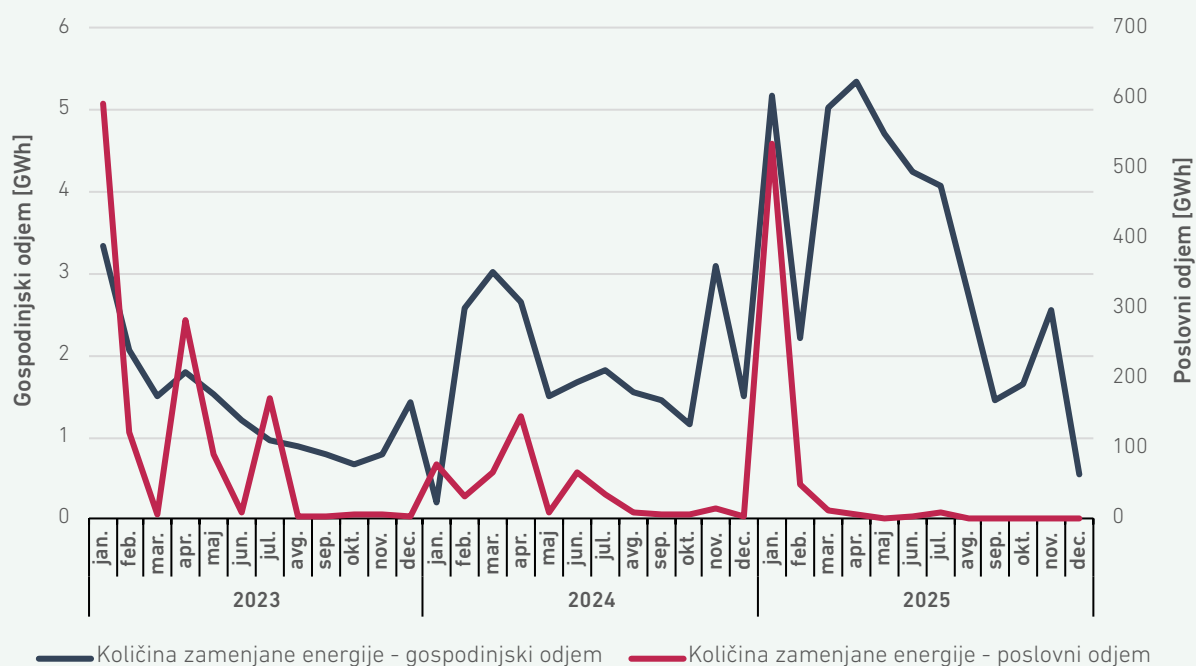
105 Spremembe deležev menjav dobavitelja v letu 2025 glede na leto 2024 so zaokrožene na eno decimalno mesto.



zamenjane količine energije 1,2 %. Pri poslovnih odjemalcih je količina zamenjane energije v letu 2025 za 29,5 % večja v primerjavi z letom prej,

delež zamenjane količine energije pa je znašal 7,7 %, kar je povečanje za 2 odstotni točki v primerjavi z letom 2024.

SLIKA 151: KOLIČINE ZAMENJANE ENERGIJE GLEDE NA TIP ODJEMA



VIRA: AGENCIJA, ELES

V nadaljevanju je prikazana analiza menjav dobavitelja pri gospodinjstkih in poslovnih odjemalcih na posameznih geografskih območjih, ki jih določajo distribucijska območja, s ciljem ugotoviti morebitna odstopanja od slovenskega povprečja. Izbira odjemalca (dobavitelj, produkt) ni lokacijsko pogojena¹⁰⁶, so pa območja različno gospodarsko in demografsko razvita, na trgu pa so še vedno aktivni dobavitelji, ki zgodovinsko izhajajo iz elektrodistribucijskih podjetij, tj. lastnikov in pogodbenih upravljavcev omrežij na posameznih distribucijskih območjih in so t. i. prvotni dobavitelji, vendar ti več niso v večinski lasti podjetij, ki izvajajo dejavnosti GJS operaterja prenosnega oziroma distribucijskega sistema. Večji oziroma manjši deleži menjav na posameznih območjih distribucijskih podjetij so v splošnem lahko posledica večje ali manjše cenovne elastičnosti tega območja na strani povpraševanja. Na število menjav vplivajo tudi večja aktivnost odjemalcev, ciljno oglaševanje dobaviteljev, pripadnost dobaviteljem, ki so ali so v preteklosti bili integrirani z distribucijskim podjetjem, zaupanje v blagovno znamko idr. Ob enaki angažiranosti odjemalcev na celotnem območju Slovenije, torej

samo teoretično, bi bilo število menjav dobavitelja sorazmerno skupnemu številu gospodinjstkih odjemalcev, priključenih na posameznem območju distribucijskega sistema, posledično pa bi bili deleži menjav enaki.

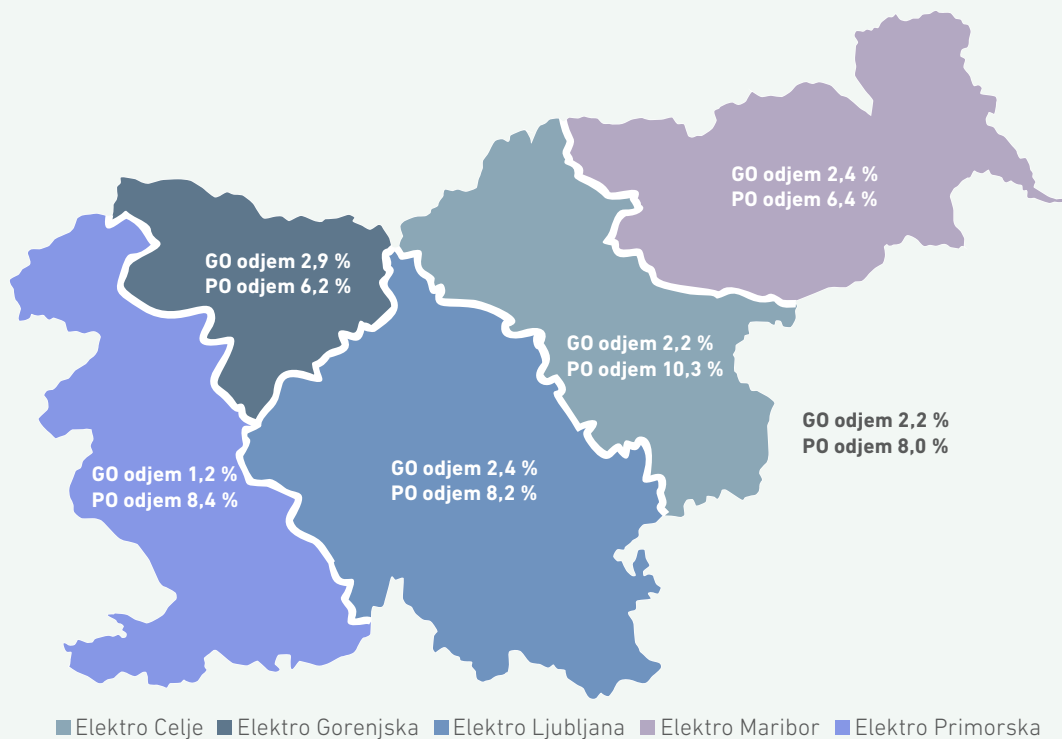
Dejanski podatki za leto 2025 sicer kažejo na različne deleže menjav dobavitelja, kot je razvidno s slike 152.

Analiza je pokazala, da je največji delež menjav dobavitelja gospodinjstkih odjemalcev na distribucijskem območju Elektra Gorenjska, najmanjši delež pa na distribucijskem območju Elektra Primorska.

Pri poslovnem odjemu so razlike med posameznimi območji izrazitejše. Najvišji delež menjav je bil zabeležen na območju Elektra Celje (10,3 %), sledijo Elektro Primorska z 8,4 % in Elektro Ljubljana z 8,2 %. Najnižji delež menjav je bil zabeležen na območju Elektra Gorenjska (6,2 %) in Elektra Maribor (6,4 %). V primerjavi s preteklim letom so deleži menjav pri poslovnem odjemu nižji, kar je v skladu s splošnim trendom umirjanja aktivnosti po izrazitem porastu v letu 2024.

106 Vsi dobavitelji električne energije dobavljajo energijo na območju celotne Slovenije, zato je vsem odjemalcem zagotovljena enaka možnost izbire.

SLIKA 152: DELEŽ MENJAV DOBAVITELJA GOSPODINJSKIH IN POSLOVNIH ODJEMALCEV NA OBMOČJU POSAMEZNEGA EDP



VIRA: AGENCIJA, ELES

Analiza deleža odjemalcev, ki v obdobju treh let niso menjali dobavitelja¹⁰⁷, izkazuje zelo omejeno aktivnost na gospodinskem odjemu. Število vseh odjemalcev nam predstavlja povprečno število odjemalcev v zadnjih treh letih. Rezultat je prikazan v tabeli 30.

**97 % gospodinskih odjemalcev
v zadnjih treh letih
ni menjalo dobavitelja**

TABELA 30: POVPREČNO ŠTEVILO VSEH ODJEMALCEV IN ODPOTOK ODJEMALCEV, KI NISO MENJALI DOBAVITELJA MED LETOMA 2023–2025

	2023–2025	
	Povprečno število odjemalcev	%
Gospodinski odjem	877.657	97,01 %
Poslovni odjem	111.844	74,26 %
Skupaj	989.501	94,44 %

VIR: AGENCIJA

¹⁰⁷ V primeru večkratne menjave se te upoštevajo enkrat



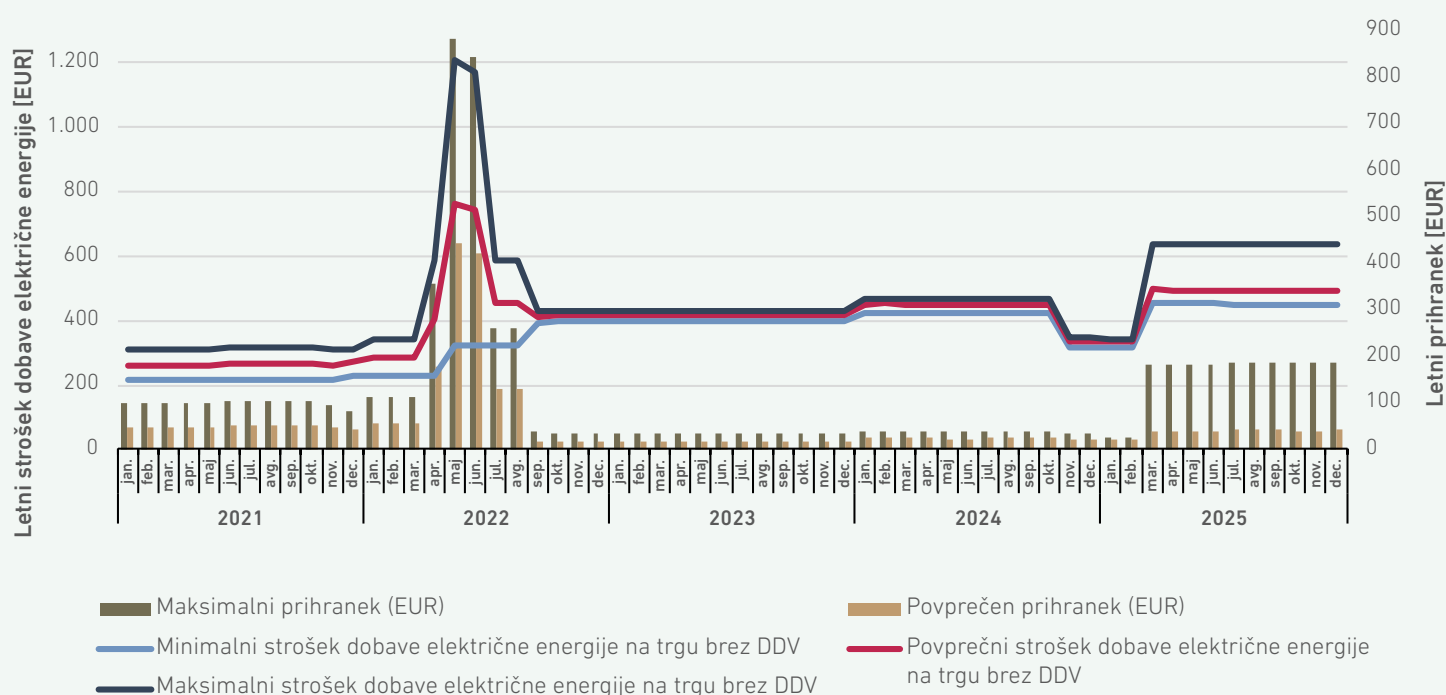
Ocena potencialnih koristi menjave dobavitelja

Z menjavo dobavitelja lahko vsak odjemalec zmanjša svoj letni strošek za dobavo električne energije, uskladi in izboljša pogodbeno razmerja z dobaviteljem ter tako pridobi dodatne ugodnosti.

Slika 153 prikazuje gibanje minimalnih, maksimalnih in povprečnih stroškov značilnega slovenskega

gospodinjstva odjemalca¹⁰⁸ za dobavljeno električno energijo na maloprodajnem trgu na letni ravni brez omrežnine, prispevkov, trošarine in davka na dodano vrednost, ki izhaja iz objavljenih ponudb v primerjalniku stroškov oskrbe.

SLIKA 153: POTENCIALNI LETNI PRIHRANEK PRI MENJAVI DOBAVITELJA NA PODLAGI RAZLIKE MED NAJDRAŽJO IN NAJCENEJŠO TER MED NAJDRAŽJO IN POVPREČNO PONUDBO NA TRGU



VIR: AGENCIJA

Maksimalni letni stroški upoštevajo najdražje ponudbe na maloprodajnem trgu za dobavo električne energije¹⁰⁹. Minimalni letni stroški upoštevajo najugodnejšo objavljeno ponudbo v primerjalniku stroškov oskrbe, h kateri lahko pristopi vsak odjemalec¹¹⁰. Povprečni letni strošek dobave električne energije je izračunan na podlagi povprečja med najugodnejšo in najdražjo ponudbo na maloprodajnem trgu, preko katere se je izvajala dobava odjemalcem. Na mesečni ravni se pri določitvi potencialnega maksimalnega prihranka upošteva razlika med maksimalnimi in minimalnimi letnimi stroški, medtem ko se pri določitvi potencialnega povprečnega prihranka upošteva razlika med povprečnimi in minimalnimi letnimi stroški.

Maksimalni letni prihranek med 25 EUR in 188 EUR

Povprečni letni prihranek med 20 EUR in 44 EUR

V letu 2025 se je potencialna korist menjave dobavitelja za gospodinjstva odjemalce ponovno izraziteje povečala, kar je posledica večjega razpona cen med ponudbami na maloprodajnem trgu po obdobju regulacije cen. Razlike med najugodnejšimi

108 Profil odjema: obračunska moč 8 kW, letna poraba 2.100 kWh (MT) in 1.996 kWh (VT)

109 Delež gospodinjstev odjemalcev z dobavo po tej ponudbi, je bil po podatkih iz primerjalnika oskrbe približno 0,09 %.

110 Delež gospodinjstev odjemalcev z dobavo po tej ponudbi, je bil po podatkih iz primerjalnika oskrbe približno 2 %.

in najdražjimi ponodbami so se v primerjavi z letom 2024 povečale, kar se odraža v višjih možnih prihrankih za odjemalce, ki aktivno spremljajo trg in izbirajo najugodnejše ponudbe.

Kljub povečanju potencialnih koristi menjave dobavitelja pa povprečni prihranek ostaja razmeroma

nizek, kar kaže, da najugodnejše ponudbe na trgu niso bistveno nižje od povprečja, temveč predvsem odstopajo od najdražjih ponodb. To potrjuje, da je trg v letu 2025 ponovno konkurenčen, vendar še ne dosega razpršenosti cen, značilne za obdobja pred energetske krize.

Ukrepi za spodbujanje konkurence

Agencija spremlja maloprodajni trg z električno energijo ter pri tem sodeluje z regulativnimi in nadzornimi organi na državni ravni, na primer s Tržnim inšpektoratom Republike Slovenije, Javno agencijo Republike Slovenije za varstvo konkurence ter po potrebi tudi z neodvisnimi in neprofitnimi potrošniškimi organizacijami. Ukrepi agencije so različni in izhajajo iz internih analiz, bilateralnega delovanja in izsledkov javnih posvetovanj.

Maloprodajne cene električne energije v normalnih razmerah niso regulirane, zato agencija priporočil glede oblikovanja teh cen ne izdaja. Izjema je cena električne energije za zasilno oskrbo, ki je regulirana in jo zagotavlja operater distribucijskega sistema. Ceno take dobave določi operater distribucijskega sistema in jo javno objavi. Cena mora biti na podlagi ZOEE višja od tržne cene za dobavo pri primerljivem odjemalcu, ne sme pa je presegati za

več kot 25 %. Če operater distribucijskega sistema cene ne določi ali jo določi v nasprotju s predpisi, jo določi agencija. Utemeljena odstopanja od te metodologije so sprejemljiva v času izrednih razmer na trgu.

Konec leta 2024 je družba ELES uskladila ceno zasilne oskrbe za gospodinjstvi odjem z razmerami na trgu za leto 2025 na raven enotne tarife za gospodinjstvi odjem v višini 173,71 EUR/MWh (VT 186,91 EUR/MWh, MT 158,70 EUR/MWh). Cena zasilne oskrbe se v letu 2025 ni spreminjala in je bila ustrezno višja od povprečne tržne maloprodajne cene sedmih največjih dobaviteljev, ki je po oceni znašala 124,03 EUR/MWh. Cena zasilne oskrbe je bila oblikovana v skladu z določbami ZOEE, saj je presegala povprečno ponudbeno ceno za primerljivega odjemalca, s tem pa je bil zagotovljen odvrtilni učinek, ki ga ta mehanizem zasleduje.

Zagotavljanje učinkovite izmenjave podatkov v ključnih procesih na trgu

Agencija je v okviru ukrepov, ki jih v skladu s svojimi pristojnostmi izvaja za poenotenje najpomembnejših procesov izmenjave podatkov na državni in regionalni ravni, pri vzpostavljanju učinkovite izmenjave podatkov med udeleženci na trgu usmerjala udeležence k uporabi odprtih standardov in ponovni uporabi generičnih modelov EU DSO¹¹¹ ter modelov ENTSO-E v največji možni meri.

Nova normativna ureditev na ravni EU ter vizija razvoja energetskih omrežij do leta 2050 predvidevata integracijo energetskih omrežij (električna energija, plin, toplota) ter polno angažiranost odjemalcev (razvoj trga s prožnostjo). Harmonizacija procesov izmenjave podatkov z uporabo odprtih standardov na trgih z energijo s tem postaja še pomembnejša in je ključna za odpravo določenih ovir za vstop novih udeležencev na trg ter znižuje stroške vstopa. Izmenjava podatkov postaja vse kompleksnejša in je večinoma zahtevana blizu ali v realnem času.

Tudi na maloprodajnih trgih se zaradi razvoja novih poslovnih modelov oziroma energetskih storitev, ki temeljijo na dostopu do podrobnih merilnih podatkov, izrazito kaže potreba po harmonizaciji dostopov in izmenjave podatkov o porabi oziroma proizvodnji, saj mora biti dostop do teh podatkov zagotovljen centralizirano ali lokalno (na merilni napravi) upravičencem (agregatorju, dobavitelju, ponudniku energetskih storitev itd.) na podlagi avtorizacije odjemalca. Zakonodajni okviri morajo za podporo zelenemu prehodu zagotavljati zadostne ravni varovanja podatkov in zasebnosti, orodja za opolnomočenje in spodbujanje aktivnega odjema, nediskriminatorno okolje in enake pogoje delovanja za vse deležnike, tehnološko nevtralen regulativni okvir, pri čemer morajo biti prepoznane nove naloge tradicionalnih akterjev. V Direktivi (EU) 2019/944 je poleg zahtev za učinkovito in varno izmenjavo podatkov opredeljen tudi kontekst zagotavljanja interoperabilnosti. Od držav EU se pričakuje, da bodo omogočile popolno interoperabilnost

111 Prezemnik rezultatov dela eblX®



energetskih storitev v EU, da bi spodbudile konkurenco in se izognile pretiranim upravnim stroškom. Primarni cilj je tudi dodatno zaščititi potrošnike in jih z digitalizacijo opolnomočiti, da bodo bolj dejavni pri energetskem prehodu. Strategija EK je zagotoviti harmonizacijo na podlagi uveljavitve procesnega referenčnega modela¹¹², v katerega je možno v veliki meri umestiti nacionalne prakse in posebnosti. Direktiva (EU) 2019/944 namreč zahteva, da Komisija sprejme zahteve glede interoperabilnosti ter nediskriminatorne in pregledne postopke za dostop do podatkov o merjenju, porabi ter podatkov, potrebnih za zamenjavo odjemalcev, prilagajanje odjema in druge storitve. Prvi korak je Izvedbena uredba Komisije (EU) 2023/1162 z dne 6. junija 2023 o zahtevah za interoperabilnost ter nediskriminatornih in preglednih postopkih za dostop do merjenih podatkov in podatkov o porabi¹¹³, ki ji bo sledila izvedbena uredba za izvedbo procesa zamenjave dobavitelja v 24 urah, predvidoma v letu 2026. Te izvedbene uredbe so eden ključnih rezultatov Akcijskega načrta za digitalizacijo energije EU. Zahteve in postopki, ki se izvajajo v skladu s to novo sekundarno zakonodajo, bodo zagotovili, da se za izmenjavo merilnih podatkov in podatkov o porabi v državah EU uporablja en skupen referenčni model. Na podlagi prej omenjene izvedbene uredbe bo odjemalcem omogočen enostaven dostop do svojih merilnih podatkov, lahko pa bodo privolili v uporabo podatkov o njihovi porabi ali proizvodnji energije s strani tretje osebe na načine, ki jim bodo koristili. To lahko vključuje na primer prejem prilagojene ocene o tem, katera pogodba bi bila najboljša in najcenejša za izpolnitev njihovih potreb po energiji, informacije glede namestitve obnovljivih virov energije ali ocene prihrankov energije. Poznejši predpisi se bodo osredotočali na podatke v zvezi z že omenjeno menjavo dobavitelja, prilagajanjem odjema in drugimi storitvami. Področje uporabe prožnosti odjema bo na ravni EU krovno urejal namenski omrežni kodeks EU. ACER je maja 2024 prejel predlog operaterjev elektroenergetskega sistema (EU DSO in ENTSO-E) za osnutek tega kodeksa omrežja, vključno s spremembami treh povezanih predpisov o električni energiji. ACER je revidiral osnutek in se o njem posvetoval jeseni 2024. Po končnih spremembah je ACER predložil svoj predlog Evropski komisiji, do uveljavitve kodeksa pa v letu 2025 še ni prišlo.

Nova pravila na področju interoperabilnosti so pomemben dejavnik za evropski zeleni dogovor in REPowerEU, saj potrošnikom dajejo moč, da aktivno sodelujejo pri energetskem prehodu, in jim omogočajo dostop do cenovno ugodnejše energije.

Za podjetja in operaterje prenosnih in distribucijskih sistemov bodo ta pravila olajšala njihovo delovanje na notranjem trgu ter omogočila enostaven, varen in učinkovit pretok podatkov do tistih, ki jih potrebujejo. Po drugi strani pa bo to operaterjem pomagalo izboljšati obstoječe procese ter spodbudilo razvoj in zagotavljanje novih energetskih storitev, kot sta souporaba energije in prilagajanje odjema.

Implementacija izmenjave podatkov med udeleženci na trgu z električno energijo v Sloveniji večinoma upošteva ustrezne referenčne modele (npr. harmoniziran model vlog na trgu z energijo ENT-SO-E/ebIX/EFET¹¹⁴ ipd.). V letu 2025 so se v okviru GJS ODS začele aktivnosti modeliranja procesov za vzpostavitev koncepta souporabe energije, ki temelji na ustreznem upravljanju merilnih točk. Proces ovirajo še vedno prisotna odstopanja implementacije od referenčnega modela.

Spletni podatkovni portal nacionalnega podatkovnega vozlišča mojelekro.si v svoji zasnovi na področju centraliziranega dostopa do podatkov zagotavlja skladnost s predlogom izvedbenega akta o dostopu do podatkov o porabi (segment B2C). Implementacija podatkovne izmenjave na področju uporabe prožnosti pa je še vedno v začetni fazi, ob prisotnih odstopanjih od referenčnih modelov npr. pri implementaciji vlog in odgovornosti. Ker se to področje razvija in bo harmonizirano z namenskim omrežnim kodeksom EU, je neskladje prehodnega značaja.

Interoperabilnost pa se zagotavlja tudi z Aktom o identifikaciji entitet v elektronski izmenjavi podatkov med udeleženci na trgu z električno energijo in zemeljskim plinom, ki obvezuje tržne udeležence k uporabi standardiziranih identifikatorjev ključnih podatkovnih entitet v elektronski izmenjavi podatkov na trgu. Vse ključne podatkovne entitete v elektronski izmenjavi podatkov morajo biti na podlagi splošnega akta agencije določene s standardiziranimi identifikatorji, kar je predpogoj za učinkovito obdelavo podatkov.

Agencija je svojo strategijo na področju harmonizacije izvajala predvsem z bilateralnim delovanjem ter v okviru sodelovanja v strokovnih platformah, kot je Sekcija IPET.

Sekcija IPET je v letu 2025 nadaljevala svojo vlogo povezovalnega strokovnega prostora za izmenjavo podatkov na energetskem trgu, pri čemer je združevala operaterje, proizvajalce, dobavitelje,

112 Niz referenčnih postopkov za dostop do podatkov, ki opisujejo izmenjavo informacij med vlogami (ne deležniki). Vključuje semantični model podatkov, ki se izmenjujejo, kot tudi opis in povezovanje sistemov in postopkov, ki se uporabljajo za nadzor, dostop in izmenjavo teh podatkov.
113 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1162>
114 Zadnja verzija modela je 2025-01 z dne 4. 12. 2024

ponudnike energetskih in podatkovnih storitev ter regulatorja. Leto je zaznamovala organizacijska sprememba, saj je bilo maja izvoljeno novo vodstvo sekcije. Sekcija je bila usmerjena predvsem v aktualne izzive obračunavanja, podatkovne izmenjave in prilagajanja novim tržnim ter regulativnim razmeram. Obravnavane teme so obsegale kakovost in pravočasnost podatkov za bilančni obračun, uvajanje novega omrežninskega akta, pričakovane

posledice vključevanja v evropske platforme za izravnavo ter tehnične izboljšave pri izmenjavi podatkov. Pomemben del razprav so predstavljale tudi energetske skupnosti, zlasti vprašanja glede podatkov za proizvodne naprave, vključene v takšne skupnosti. Sekcija se je kot strokovna platforma okrepila tudi člansko, saj so se ji pridružili trije novi redni člani in en član opazovalec.

Zagotavljanje standardiziranih podatkovnih storitev

Izmenjava podatkov med distributerji in dobavitelji električne energije, končnimi uporabniki in njihovimi pooblaščenici (npr. agregatorji, ponudniki sistemskih storitev) je zagotovljena na standardiziran način centralizirano na ravni podatkovnega vozlišča EVT.

Za potrebe obdelave podatkov so pomembni naslednji **moduli EVT**:

- **Portal Moj elektro** – uporabniški spletni portal je namenjen vsem končnim uporabnikom in njihovim pooblaščenecem, ki ne glede na dobaviteljevo pripadnost ali distribucijsko območje dostopajo do vseh merilnih mest ter merilnih in obračunskih podatkov, do katerih so upravičeni. Vključuje storitev Prožnost za potrebe zbiranja ponudb prožnosti aktivnih uporabnikov distribucijskega sistema in vpis v začasni register prožnosti elektrodistribucijskih podjetij. V letu 2025 so se začele aktivnosti za nadgradnjo za potrebe registriranja in upravljanja souporabe energije;
- **Portal CEEPS** – portal omogoča centralno izvajanje bilančnega obračuna, dostop in izvoz 15-minutnih podatkov glede na bilančno upravičenost, oddajo in vnos števnih stanj v imenu končnih uporabnikov, izvajanje procesa menjava dobavitelja v skladu z zahtevami SONDSEE, dostop do obračunskih podatkov, urejanje vseh sprememb na merilnih mestih idr. Vanj so registrirani vsi dobavitelji električne energije, Borzen, Center za podpore, zaprti distribucijski sistemi in elektrooperater;
- **Masovne podatkovne izmenjave – storitve B2B prek sporočilne vrste**, v okviru katere se dnevno izvajajo masovni sprotne prenosi podatkov za posameznega upravičenca, dnevno posredovanje razpoložljivih 15-minutnih merilnih podatkov za pretekli dan, dodajanje novih merilnih mest v dnevno posredovanje in sprotne poizvedbe za razpoložljive 15-minutne merilne podatke;
- **WS/REST-API** so storitve dostopa do podatkov za operaterja distribucijskega sistema (WS) in načrtovane restAPI storitve za dostop do podatkov končnega uporabnika ali pooblaščenca brez vsakokratne registracije na portal Moj elektro. Storitve restAPI so v razvoju in

bodo omogočale dodaten razvoj in uporabnost podatkov naprednega merilnega sistema ob spremljanju porabe in analizah za potrebe novih tarifnih sistemov;

- **Spletne storitve**, ki so namenjene operaterju prenosnega sistema za posredovanje podatkov proizvodnje v realnem času in strukturnih podatkov merilnih mest.

Navedeni moduli izkoriščajo funkcionalnosti novega vmesnega sloja arhitekture NMS oziroma platforme za centralizirano upravljanje, validacijo in nadomeščanje podrobnih merilnih podatkov (**POMP**). Vmesni sloj POMP omogoča upravljavcu NMS enotni pristop pri zagotavljanju kakovosti merilnih podatkov na najvišjih aplikativnih slojih, tj. na ravni nacionalnega podatkovnega vozlišča (Moj elektro, CEEPS idr.). Vpeljani metodološki in tehnološki koncepti POMP omogočajo, da lahko Informatika d.o.o. kot osrednji ponudnik IT storitev za EDP izvaja potrebne podporne obdelave podatkov za obračun omrežnine. Poleg tega zagotavljajo informatizacijo poslovnih procesov, napredne integracijske mehanizme, omogočajo pa tudi vpeljavo poslovnih modelov prožnosti. POMP z uvedbo naprednih podatkovnih in pretočnih rešitev omogoča skalabilno obdelavo in shranjevanje masovnih podatkov, ki se lahko na neposreden in koristen način uporabijo tudi v številnih scenarijih na osnovi napredne podatkovne analitike in strojnega učenja. Evolucija POMP v platformo za napredno analitiko je še v pripravljalni fazi, prav tako še ni ocenjena zmogljivost POMP za morebitno obdelavo povečanega obsega podatkov bližje realnemu času.

Platforma POMP je zasnovana tako, da omogoča integracijo z različnimi dodatnimi vmesniki, kar zagotavlja prožnost in razširljivost sistema. Prenos merilnih podatkov iz arhitekturno nižjega sloja, ki ga sestavljajo sistemi HES (angl. Head End System) elektrodistribucijskih podjetij, v platformo POMP poteka s sprotim polnjenjem podatkov ("push" mehanizem) in s pridobivanjem zgodovinskih podatkov.

V EVT so vključena vsa merilna mesta in vsakemu lastniku merilnega mesta oziroma njegovemu



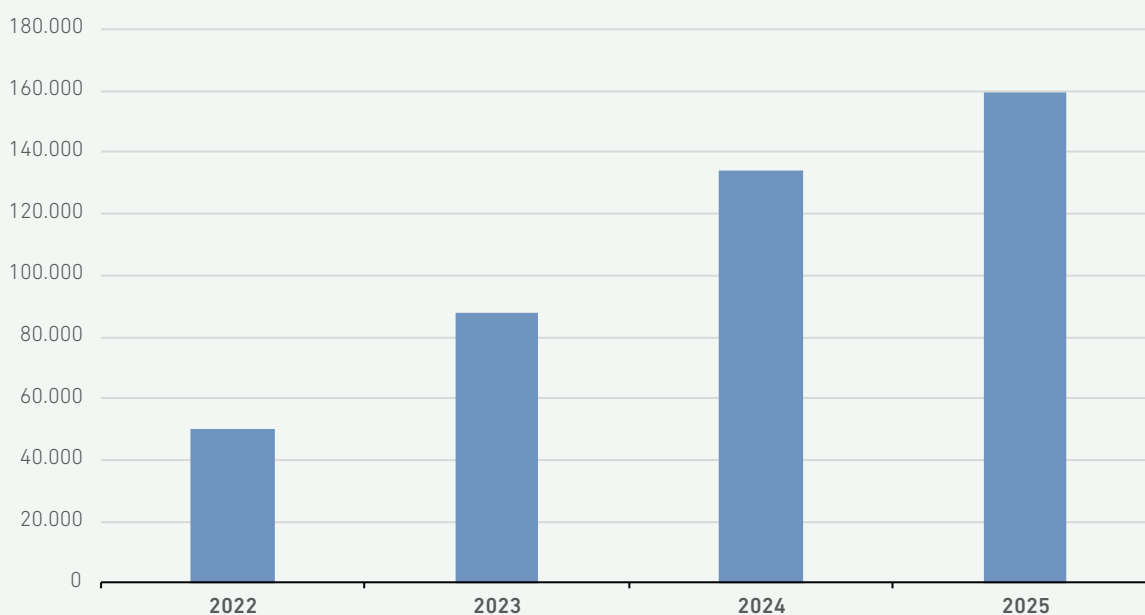
pooblaščenca je preko EVT omogočen dostop do podatkov. Odvisno od opremljenosti MM in zajema merilnih podatkov se v sistem tudi že prenašajo vsi podatki, ki so na voljo. Na ravni EVT so vzpostavljene in zagotavljane tudi vse standardizirane podatkovne storitve (B2C, B2B, B2G).

Na ravni EVT so v letu 2025 potekale razvojne aktivnosti za podporo prilagoditvam metodologije

obračuna omrežnine in drugim ključnim procesnim novostim na področju obdelave merilnih in obračunskih podatkov.

Število uporabnikov portala Moj elektro posledično neprestano narašča. Konec leta 2025 je bilo v portal Moj elektro registriranih skoraj 159.500 merilnih mest (cca. 19 % več kot leto prej).

SLIKA 154: RAZVOJ ŠTEVILA REGISTRIRANIH MERILNIH MEST V PORTAL MOJELEKTRO.SI PO UVELJAVITVI TARIFNE REFORME



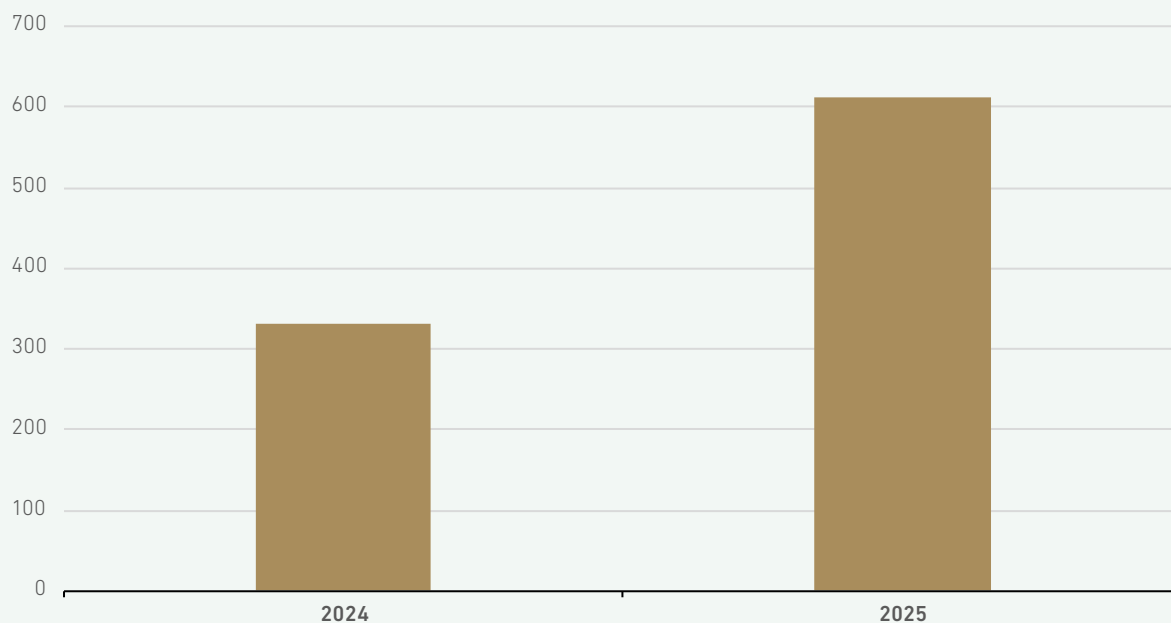
VIRI: EDP

Hitra rast temelji na postopnem ozaveščanju in informiranju odjemalcev z izvajanjem strategije komuniciranja agencije glede ciljev prenove obračunavanja omrežnine.

Na podlagi ustrezne opremljenosti merilnih mest proizvodnih virov nad 100 kW (več kot 750 merilnih mest v skupni zmogljivosti 420 MW) instalirane moči, je zagotovljen prenos 15-minutnih podatkov v skoraj realnem času do operaterja prenosnega sistema. V tej izmenjavi podatkov o proizvodnji iz OVE v skoraj realnem času prevladujejo sončne elektrarne in hidroelektrarne, ostali viri pa skupaj ne dosegajo 20 %.

Definicija nabora standardiziranih podatkovnih storitev, ki jo operater distribucijskega sistema zagotavlja uporabnikom sistema brezplačno ali proti plačilu, je z novo verzijo SONDSEE končno zadovoljivo definirana. Elektrooperater je na podlagi posvetovalnega procesa in korektivnih ukrepov agencije odpravil ključne pomanjkljivosti na področju učinkovitega lokalnega dostopa do merilnih podatkov v realnem času (na vmesniku I1 pametnega števca) za vse odjemalce, opremljene s pametnimi števci, z agencijo so usklajeni tudi pogoji za zamenjavo merilne naprave na zahtevo aktivnega odjemalca.

SLIKA 155: RAZVOJ ŠTEVILA AKTIVNIH DOSTOPOV DO MERILNIH PODATKOV V REALNEM ČASU PREK LOKALNEGA I1 VMESNIKA NA MERILNI NAPRAVI



VIRI: EDP

Obseg in kakovost obdelave podatkov, zagotovljenih v okviru NMS

Agencija na podlagi uredbe in s to nalogo povezanega regulativnega nadzora spremlja obseg in kakovost zagotavljanja merilnih podatkov v okviru naprednega merilnega sistema (NMS) na podlagi več kot 20 različnih ključnih kazalnikov uspešnosti (KPI). S temi KPI agencija spremlja napredek pri uvajanju NMS na ravni deležev, vgrajenih in v NMS integriranih naprednih števecov, dostopnost

do različnih obsegov merilnih podatkov različnih vrst (npr. 15-minutni merilni podatki za predhodni dan (D-1) in za minuli mesec (M-1), validirani/nevalidirani) na ravni prevzemno-predajnega mesta, merilnega mesta in merilne točke in uporabnika, delež merilnih naprav po posameznih komunikacijskih tehnologijah itd.

TABELA 31: IZBRANI KLJUČNI KAZALNIKI USPEŠNOSTI, POVEZANIH S TO PROBLEMATIKO:

#	KPI
1	Delež nameščenih pametnih števecov na PPM (15-minutna ločljivost): gre za delež merilne opreme, ki zagotavlja potrebne merilne podatke za obračun omrežnine in drugih storitev
2	Delež uporabnikov z zagotovljenim dostopom do 15-minutnih merilnih podatkov (D-1): gre za uporabniški dostop do nevalidiranih 15-minutnih podatkov o porabi oz. proizvodnji za pretekli dan na ravni nacionalnega podatkovnega vozlišča (mojelektro.si)
3	Delež uporabnikov na ravni PPM z zagotovljeno ustrežno kakovostjo 15-minutnih podatkov (M-1): gre za uporabniški dostop do validiranih 15-minutnih podatkov o porabi oz. proizvodnji za pretekli mesec (morebitne manjkajoče vrednosti so nadomeščene) na ravni nacionalnega podatkovnega vozlišča (mojelektro.si) – gre za obračunske podatke (15-minutni profili)
4	Delež vgrajenih števecov, vključenih v NMS: delež števecov, ki so komunikacijsko ustrezno povezani v NMS in katerih podatki se obdelujejo v skladu z naborom standardnih storitev v okviru NMS (delež obsega tudi števecve, ki beležijo meritve z več kot 15-minutno ločljivostjo)

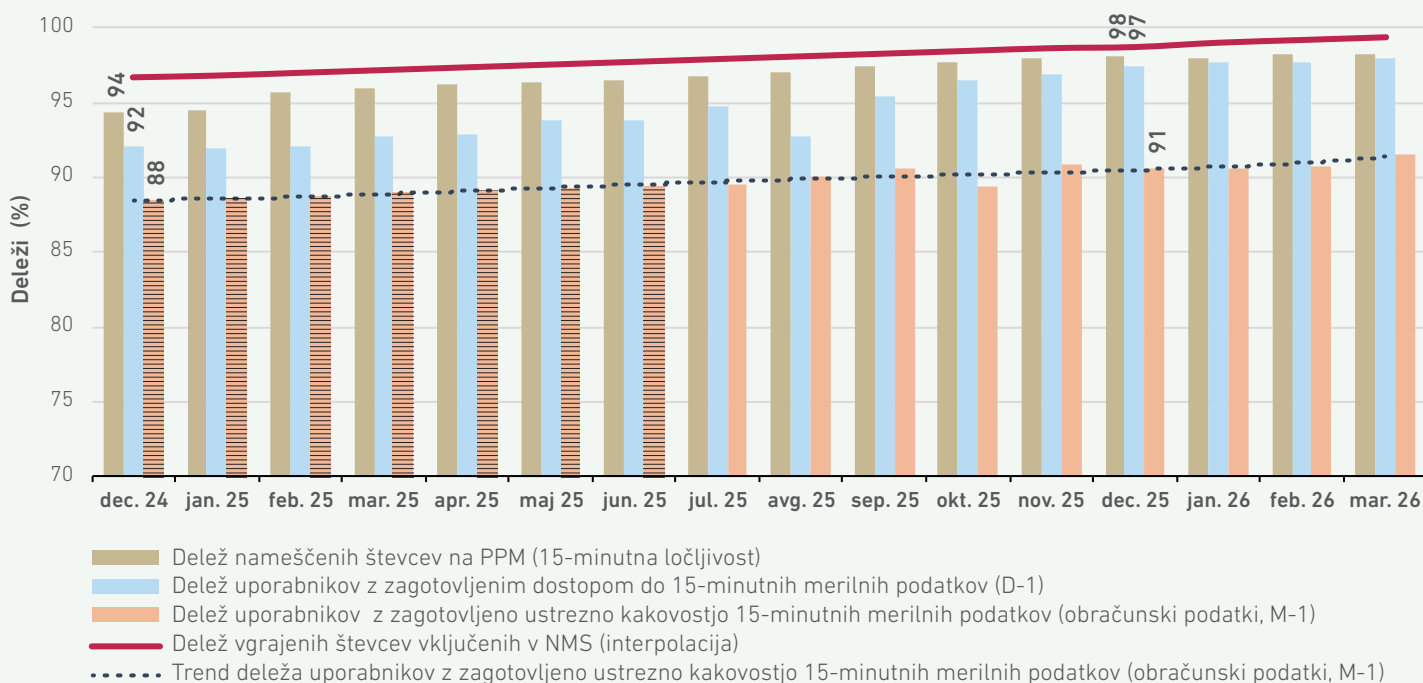
VIRA: AGENCIJA, ELES



Nova metodologija obračunavanja omrežnine temelji na uporabi 15-minutnih obračunskih podatkov o porabi oz. doseženi moči. Nova metodologija bolj sorazmerno razporeja stroške med posamezne uporabniške skupine in prinaša končnim odjemalcem, priključenim na NN, pri omrežninskih

stroških večinoma razbremenitev. Zato je ključno, da je čim večjemu deležu uporabnikov zagotovljeno ustrezno merjenje uporabe omrežja, ki zagotavlja uporabnikom vse prednosti, ki jih veljavna metodologija, skladna z zahtevami CEP in v zasnovi podporna zelenemu prehodu, omogoča.

SLIKA 156: TRENDI IZBRANIH KLJUČNIH KAZALNIKOV V NMS¹¹⁵



VIRA: AGENCIJA, ELES

Odstopanja, ki so bila posledica nezadovoljive obdelave podatkov v merilnih centrih oziroma nezadovoljivega izvajanja procesa "čiščenja" podatkov zaradi občutljivosti na motnje¹¹⁶, in neučinkovitosti, povezane z neustrezno interpretacijo zakonodaje EU v smislu uporabe podrobnih merilnih podatkov v okviru NMS¹¹⁷, so bila v letu 2025 bodisi zmanjšana bodisi odpravljena. Tudi podatki o kazalniku stanja deleža uporabnikov z zagotovljeno ustrežno kakovostjo 15-minutnih merilnih podatkov (manj kot 10 % neveljavnih ali manjkajočih 15-minutnih vrednosti na ravni M-1) kažejo na postopno stabilizacijo stanja. Čeprav so bila v zadnjem spremljanem obdobju (jun. 25–mar. 26) zaznana določena nihanja, je opazen zmeren trend nadaljnega izboljševanja, pri čemer se stopnja izboljšanja postopno povečuje.

Trend izboljševanja kakovosti merilnih podatkov, zaznan že v predhodnem obdobju, se v letu 2025

nadaljuje in dodatno krepi. Analiza trendne krivulje za primerljivo časovno obdobje (mar. 25–mar. 26) kaže nadaljnjo rast, pri čemer se je gradient izboljšanja povečal za približno 2 %. Tak razvoj potrjuje tudi projekcijska krivulja deleža uporabnikov z zagotovljeno ustrežno kakovostjo 15-minutnih podatkov (slika 156). Iz grafa je razvidno, da se delež nameščenih naprednih merilnih naprav ter delež uporabnikov z zagotovljenim dostopom do 15-minutnih podatkov (D-1) proti koncu obdobja skoraj popolnoma izenačita (~98–99 %), kar kaže na visoko stopnjo tehnične razpoložljivosti sistema. Hkrati pa delež uporabnikov z zagotovljeno ustrežno kakovostjo podatkov za obračunske namene (M-1) zaostaja (~90–92 %) in narašča počasneje, kar potrjuje, da ključni izzivi niso več povezani z zajemom podatkov, temveč z njihovo kakovostjo, popolnostjo in pravočasno obdelavo.

115 Stolpci s šrafuro indicirajo slabo kakovost podatkov ali drugo anomalijo.

116 Zaradi tehničnih omejitev uporabe komunikacije po elektroenergetskih vodih (angl. Power Line Communication – PLC)

117 S temi podatki povezane podatkovne storitve so bile vrsto let prednostno neustrezno obravnavane in niso bile zagotavljane.

Pri tem ima eno ključnih vlog komunikacijska plast NMS, zlasti omejitve PLC-tehnologije. Delež merilnih naprav, ki uporabljajo G3 PLC komunikacijo v višjem frekvenčnem območju (FCC 154,7–487,5 kHz), po informacijah ELES ostaja nizek (približno 5 %), kar pomeni, da potencial te tehnologije za izboljšanje zanesljivosti in kakovosti prenosa podatkov še ni izkoriščen. To se morda neposredno odraža v zaznamem razkoraku med razpoložljivostjo podatkov (D-1) in njihovo obračunsko ustreznostjo (M-1). Ocenjujemo, da so nadaljnje izboljšave kljub tehnološkim omejitvam PLC-tehnologije še vedno mogoče, zlasti z večjo uporabo FCC frekvenčnega območja na komunikacijskih povezavah G3 PLC ter s ciljnimi reševanjem kritičnih prevzemno-predajnih mest (PPM) z alternativnimi, morda tudi od števca razklopljenimi komunikacijskimi tehnologijami.

Kot je bilo ugotovljeno že v poročilu za leto 2024, se zaradi specifičnosti omrežij posameznih distribucijskih območij in različne stopnje zrelosti obvladovanja komunikacijskih slabosti PLC-

tehnologije dosežene ravni kakovosti podatkov razlikujejo med distribucijskimi podjetji in tudi znotraj njihovih območij. Kljub temu agregirani kazalniki potrjujejo stabilen in linearen trend izboljševanja brez zaznanih sistemskih nihanj. Postopno se uresničuje tudi ocena agencije o približevanju deleža ustreznih merilnih naprav in deleža prevzemno-predajnih mest z zagotovljeno zahtevano kakovostjo podatkov, s čimer se izpolnjujejo regulativne zahteve.

Ne glede na pozitivne trende ostaja nadaljnje izboljševanje kakovosti podatkov ključna prioriteta. Uvedba nove metodologije obračunavanja omrežnine, ki temelji na 15-minutnih obračunskih podatkih, namreč povečuje odvisnost tržnih in sistemskih procesov od zanesljivosti in pravočasnosti podatkov. Zato je treba nadaljevati izvajanje ukrepov za izboljšanje komunikacijske zanesljivosti, zlasti na ravni PLC-infrastrukture, ter hkrati nadgrajevati procese obdelave podatkov, da bi bili ti deležnikom na trgu na voljo čim hitreje.

Drugi ukrepi

Na trgu z električno energijo veljajo glede preprečevanja omejevanja konkurence in zlorab prevladujočega položaja enaka pravila kot za druge vrste blaga. Javna agencija Republike Slovenije za varstvo konkurence (AVK) v okviru omejevalnih ravnanj presoja omejevalne sporazume med podjetji ter zlorabe prevladujočega položaja, in sicer po določbah ZPOMK-2 ter, kadar so izpolnjeni pogoji, tudi po 101. oziroma 102. členu PDEU.

Iz javno dostopnih podatkov za leto 2025 ne izhaja, da bi bila v letu 2025 z dokončno odločbo ugotovljena kršitev pravil konkurence pri podjetjih, ki delujejo na trgu z električno energijo. Vendar pa je AVK 18. novembra 2025 izvedla nenapovedano preiskavo v poslovnih prostorih družbe HSE na podlagi odredbe Okrožnega sodišča v Ljubljani, in sicer zaradi

izkazanih utemeljenih razlogov za sum, da naj bi družba pri prodaji električne energije na debelo v Republiki Sloveniji zlorabila prevladujoč položaj na trgu proizvodnje in dobave električne energije na debelo. AVK je ob tem izrecno poudarila, da izvedba preiskave ne prejudicira obstoja kršitve ZPOMK-2 ali PDEU in tudi ne izida postopka oziroma njegove uvedbe.¹¹⁸

Na podlagi javno dostopnih podatkov za leto 2025 ni mogoče ugotoviti, da bi bila na trgu z električno energijo dokončno potrjena kršitev pravil konkurence, hkrati pa je bil na veleprodajnem trgu električne energije javno zaznan postopek oziroma preiskovalno dejanje AVK zaradi suma zlorabe prevladujočega položaja.

Finančna odpornost in obvladovanje tveganj dobaviteljev

Finančna odpornost dobaviteljev postaja pomemben element delovanja maloprodajnega trga. Izkušnje energetske krize so pokazale, da tveganja neustreznega upravljanja nabavnih strategij, cenovne izpostavljenosti, likvidnosti in kapitalne ustreznosti dobaviteljev ne vplivajo le na posamezne tržne udeležence, temveč lahko povzročijo tudi širše posledice za odjemalce, zaupanje v trg in stroške sistema. Zato spremljanje maloprodajnega trga poleg cen, tržnih deležev in menjav dobaviteljev vključuje tudi vidik finančne odpornosti,

upravljanja tveganj in zmožnosti dobaviteljev za zagotavljanje dobave energije.

Agencija je v letu 2025 razvila metodologijo za izdelavo strategije in sprejetje ukrepov o omejevanju tveganj dobaviteljev električne energije v zvezi s pogodbami o dobavi električne energije s fiksno ceno v skladu s 27.a členom ZOEE, ki podrobneje ureja obveznosti dobaviteljev in vlogo regulatorja pri obvladovanju tveganj. Metodologija se je začela uporabljati v letu 2026.

118 Več o tem: <https://www.varstvo-konkurence.si/informacije/novica/agencija-izvedla-nenapovedano-preiskavo-1>



Metodologija za izdelavo strategije in sprejetje ukrepov o omejevanju tveganj dobaviteljev električne energije v zvezi s pogodbami o dobavi električne energije s fiksno ceno

Energetska kriza v letih 2021 in 2022 je razkrila pomembne ranljivosti trga z električno energijo, zlasti pri dobaviteljih, ki so končnim odjemalcem ponujali pogodbe s fiksno ceno, pri tem pa niso imeli ustrezno zavarovanih nabavnih pozicij. Ob izrazitih nihanjih veleprodajnih cen so bili takšni dobavitelji izpostavljeni velikim finančnim tveganjem, kar je v več državah članicah EU vodilo do prenehanja njihovega poslovanja in negativno vplivalo na odjemalce ter stabilnost trga.

Kot odziv na te razmere je bila v okviru reforme evropskega trga električne energije spremenjena Direktiva (EU) 2019/944. Z Direktivo (EU) 2024/1711¹¹⁹ je bil dodan 18.a člen, ki ujava zahtevo, da pristojni organi zagotovijo, da dobavitelji vzpostavijo in izvajajo ustrezne strategije varovanja pred tveganji ter sprejmejo razumne ukrepe za omejitev tveganja neizvedbe dobave. Namen te ureditve ni zgolj formalna priprava strategij, temveč dejansko povečanje odpornosti dobaviteljev na spremembe veleprodajnih cen električne energije, ki bi lahko vplivale na ekonomsko vzdržnost njihovih pogodb z odjemalci, ter posledično zmanjšanje tveganj za končne odjemalce in stabilno delovanje trga.

V slovenski pravni red je bila ta zahteva prenesena s 27.a členom Zakona o oskrbi z električno energijo. Ta določa, da morajo dobavitelji električne energije, ki ponujajo pogodbe s fiksno ceno, vzpostaviti in izvajati strategijo varovanja pred tveganji, s katero omejujejo tveganja zaradi sprememb veleprodajnih cen električne energije. Zakon hkrati agenciji nalaga, da s splošnim aktom predpiše metodologijo za izdelavo teh strategij in določi njihovo obvezno vsebino.

Posebnost slovenske ureditve je v tem, da mora agencija nadzor izvajati na način, ki ni obremenjujoč za dobavitelje in njihovo vsakodnevno poslovanje, pri čemer ne sme izvajati pregledov posameznih pozicij ali strategij dobaviteljev. Ta omejitev pa ne pomeni odsotnosti nadzora. Agencija lahko v okviru zakonskih pooblastil določa splošna pravila, preverja obstoj strategij, njihovo skladnost z obvezno vsebino, izvajanje predpisanih obveznosti ter spremlja podatke, kazalnike in rezultate stresnih testov.

Pri pripravi metodologije je agencija izhajala iz evropskega pravnega okvira, dobrih praks drugih držav članic in poglobljene analize slovenskega trga. Upoštevani so bili pretekli primeri prenehanja poslovanja dobaviteljev, pogoji poslovanja, finančni kazalniki, struktura trga ter podatki, pridobljeni z vprašalnikom med dobavitelji. Ključni izziv je bil oblikovati sistem, ki bo učinkovit in hkrati sorazmeren ter skladen z zakonsko omejitvijo glede neposrednega pregleda posameznih strategij ali trgovalnih pozicij.

Na tej podlagi je bil oblikovan metodološki okvir, ki določa, da strategija varovanja pred tveganji obsega več ključnih vsebinskih sklopov. Ti vključujejo splošne določbe, ki opredeljujejo namen, obseg in temeljne pojme, ter obvezno vsebino strategije, ki zajema cilje, upravljanje tveganj, likvidnost in organizacijske vidike.

Metodologija hkrati predvideva prilagoditev zahtev glede na velikost dobaviteljev in strukturo trga, s čimer se zagotavlja načelo sorazmernosti. Določene so tudi minimalne zahteve za varovanje pred tveganji, zlasti glede referenčne pokritosti obveznosti iz pogodb s fiksno ceno, ter minimalne zahteve za izvajanje stresnih testov, ki omogočajo preverjanje odpornosti dobaviteljev na neugodna tržna gibanja.

Poleg tega okvir vključuje zahteve glede poročanja, monitoringa in nadzora agencije, pri čemer je nadzor omejen na preverjanje formalne skladnosti in agregiranih kazalnikov. Določene so tudi omejitve in druge določbe, ki določajo zavezanca in izjeme, ter ukrepi za zagotavljanje dostopnosti instrumentov za varovanje pred tveganji.

Nazadnje metodologija vsebuje še prehodne in končne določbe, ki urejajo uvedbo sistema in njegovo postopno implementacijo. Pomemben element metodologije je načelo sorazmernosti. Zahteve so zasnovane tako, da upoštevajo velikost dobaviteljev, obseg njihovega portfelja odjemalcev, dostop do lastnih ali pogodbeno zagotovljenih proizvodnih virov ter stopnjo njihove izpostavljenosti cenovnim tveganjem. Pri tem je z izpostavljenostjo cenovnim tveganjem mišljeno zlasti tveganje, da se veleprodajne cene električne energije spremenijo tako, da dobavitelj zaradi predhodno prevzetih

119 Direktiva (EU) 2024/1711 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 13. junija 2024 o spremembi direktiv (EU) 2018/2001 in (EU) 2019/944 glede izboljšanja zasnove trga električne energije v Uniji

pogodbenih obveznosti do odjemalcev, strukture prodajnih produktov ali nezadostnega varovanja nabavnih količin električne energije ne more več ekonomsko vzdržno izpolnjevati svojih pogodb. Metodologija zato ne izhaja iz enakega obravnavanja vseh dobaviteljev, temveč iz presoje njihovih dejanskih tveganj in poslovnega modela. S tem se zmanjšuje tveganje pretiranega poseganja v poslovanje dobaviteljev, hkrati pa se agenciji omogoča spremljanje relevantnih tveganj za stabilnost trga in varstvo končnih odjemalcev.

Pri oblikovanju metodologije je imelo pomembno vlogo tudi aktivno vključevanje deležnikov, zlasti dobaviteljev električne energije, ki so ključni nosilci izvajanja zakonskih zahtev. Tak pristop je prispeval k večji kakovosti, preglednosti in sprejemljivosti končne ureditve.

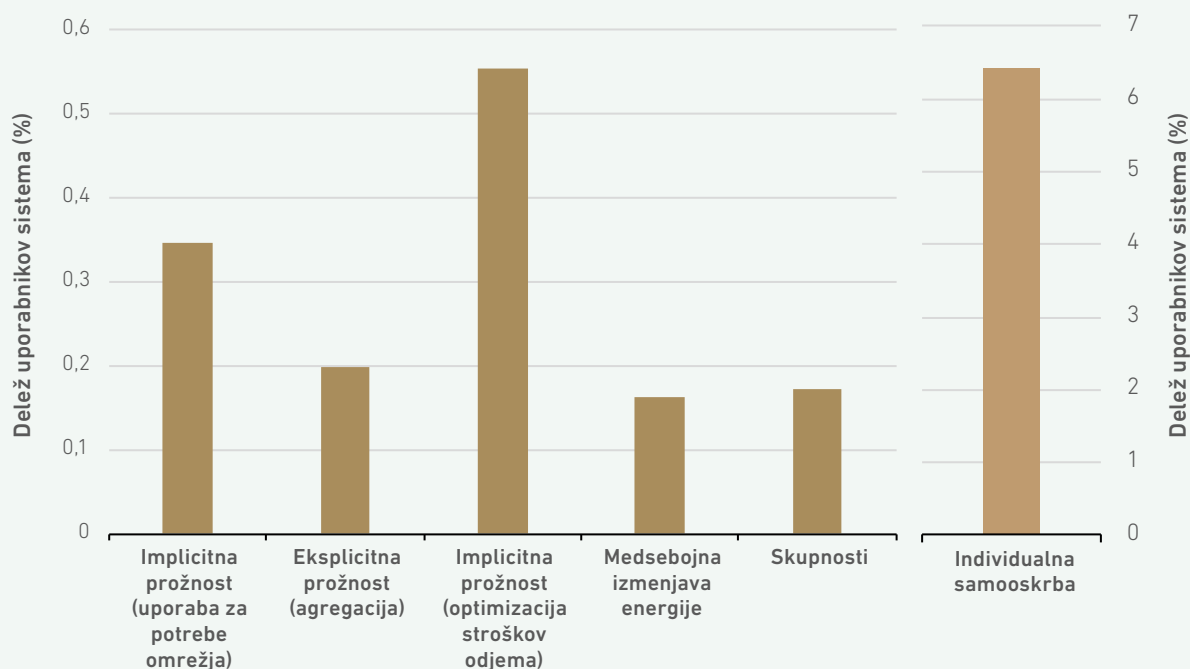
Metodologija¹²⁰ je bila objavljena v Uradnem listu Republike Slovenije 23. januarja 2026, veljati pa je začela 7. februarja 2026. Z njo je bil vzpostavljen celovit okvir za obvladovanje tveganj dobaviteljev električne energije pri pogodbah s fiksno ceno.

Aktivni odjem, trg s prožnostjo ter drugi razvojni vidiki

Aktivni odjem je eden izmed ključnih dejavnikov pri zmanjšanju izpustov toplogrednih plinov in povečanju deleža obnovljivih virov v končni rabi energije ter elektrifikaciji ogrevanja in prometa, ob hkratnem stroškovno učinkovitem zagotavljanju ustrezne stopnje kakovosti oskrbe.

Aktivni odjemalci lahko prilagajajo svoj odjem in proizvodnjo električne energije svojim potrebam, se prilagajajo zunanjim signalom in ponujajo storitve prožnosti na trgu z električno energijo samostojno ali prek agregatorjev.

SLIKA 157: INDIKATIVNI DELEŽI RAZLIČNIH VRST AKTIVNEGA ODJEMA



VIRI: AGENCIJA, AGREGATORJI, EDP

120 Akt o metodologiji za izdelavo strategije in sprejetje ukrepov o omejevanju tveganj dobaviteljev električne energije v zvezi s pogodbami o dobavi električne energije s fiksno ceno



ACER je maja 2024 prejel predlog besedila novega omrežnega kodeksa za prilagajanje odjema¹²¹, ki sta ga v sodelovanju z OPS in ODS pripravila EU DSO in ENTSO-E ter vključuje tudi spremembe treh povezanih kodeksov elektroenergetskih omrežij za: izravnava sistema, obratovanje sistema in priključevanje odjemalcev. ACER je dopolnil osnutek in oktobra 2024 izvedel javno posvetovanje. Predlog novega kodeksa je ACER 7. 3. 2025 predložil Evropski komisiji, ta ocenjuje, da bo pripravila končni osnutek besedila v poletnih mesecih 2026, čemur bo sledilo usklajevanje na ravni čezmejnega odbora¹²² in nato sprejetje končnega besedila.

Ob tem se področje prožnosti bolj ali manj harmonizirano in z različno intenzivnostjo razvija v EU in tudi v Sloveniji. Potekajo številni raziskovalni

projekti in študije ter tudi že prve implementacije. Odsotnost omrežnega kodeksa za prilagajanje odjema, ki bo podlaga tudi za predvidene izvedbene uredbe na področju interoperabilnosti, prav na področju izmenjave podatkov predstavlja določeno oviro za večji napredek.

V okviru standardiziranih podatkovnih storitev je omogočena t. i. storitev Prožnost na portalu Moj elektro in CEEPS za potrebe zbiranja ponudb prožnosti aktivnih uporabnikov distribucijskega sistema in vpis v začasni register prožnosti elektrodistribucijskih podjetij. Družba Elektro Ljubljana je v letu 2025 objavila razpis za iskanje ponudnikov storitev prožnosti¹²³ za deset preobremenjenih transformatorskih postaj. Po treh mesecih se ni prijavil nihče.

Agregacija

Vlogo agregatorja na trgu z električno energijo lahko opravlja neodvisni agregator ali jo prevzame dobavitelj električne energije. Na slovenskem trgu z električno energijo je bilo ob koncu leta 2025 dejavnih šest¹²⁴ agregatorjev, ki so hkrati opravljali vlogo dobavitelja električne energije. Portfelji agregatorjev so zraven lastnih virov prožnosti vključevali tudi 1.912 uporabnikov sistema. Pri tem je lahko določen uporabnik hkrati vključen v več portfeljev.

5-kratno povečanje obsega trgovanja s pomočjo tujih virov prožnosti

Šest aktivnih agregatorjev na slovenskem trgu

Agregatorji ocenjujejo, da so uporabniki sistema skupaj prispevali 57,4 GWh energije prožnosti, kar predstavlja 22,5 % celotne trgovane energije agregatorjev. Pomembno, približno 5-kratno povečanje obsega trgovane energije agregacije s pomočjo tujih virov prožnosti glede na predhodno leto, je v veliki meri mogoče pripisati razširjenima portfeljema tujih virov dveh agregatorjev s hranilniki¹²⁵.

121 Prilagajanje odjema v bistvu pomeni spremembo porabe električne energije, ko se odjemalci (posamezno ali skupinsko) odzovejo na nek tržni signal, kot je sprememba cen električne energije ali neka finančna spodbuda za povečanje/zmanjšanje/premaknitev časovne razporeditve njihove porabe električne energije. V kontekstu teh okvirnih smernic je zajeta le aktivna udeležba prilagajanja odjema na trgih električne energije.

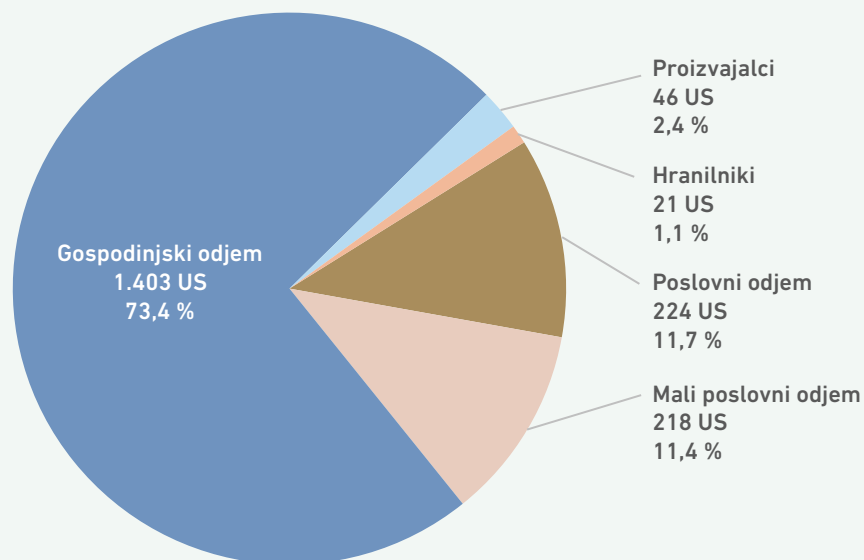
122 Electricity Cross-Border Committee on Demand Response Network Code

123 produkt: delovna energija za upravljanje prezasedenosti

124 GEN energija, GEN-I, HSE, KOLEKTOR sETup, NGEN, Petrol

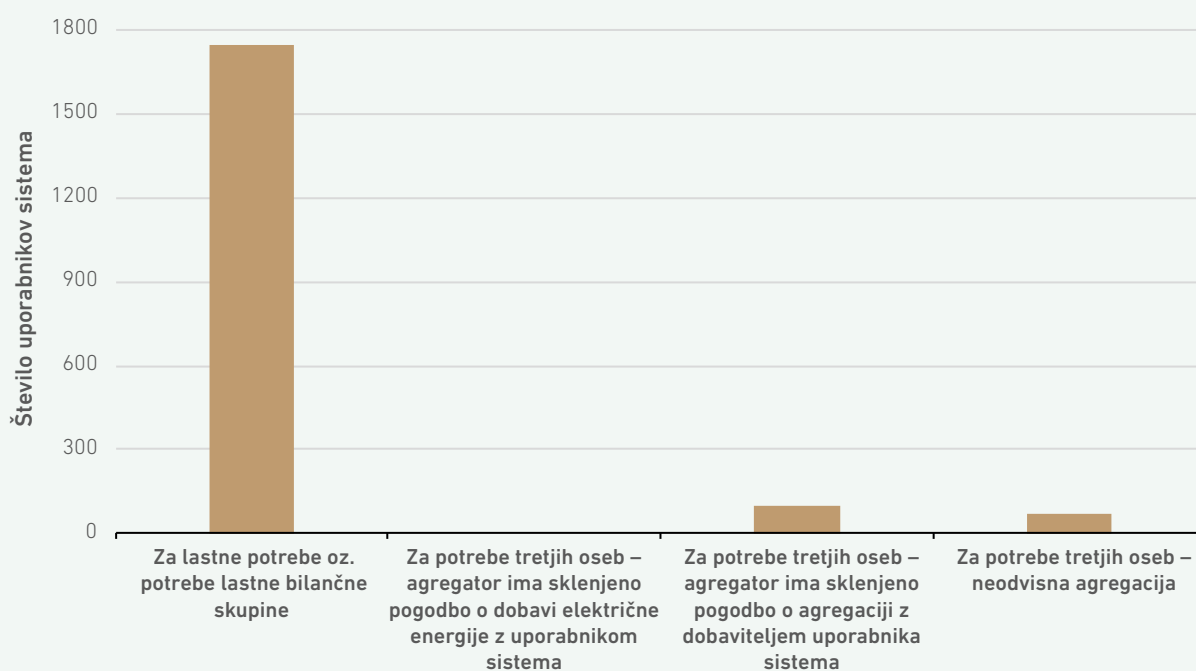
125 Tudi EDP poročajo o pospešeni rasti uporabe hranilnikov na strani uporabnikov omrežja.

SLIKA 158: STRUKTURA¹²⁶ UPORABNIKOV SISTEMA (US) V AGREGACIJI, PRI ČEMER SE HRANILNIKI IN PROIZVODNE NAPRAVE LAHKO NAHAJAJO TUDI ZA PREVZEMNO-PREDAJNIM MESTOM UPORABNIKA



VIRI: AGREGATORJI

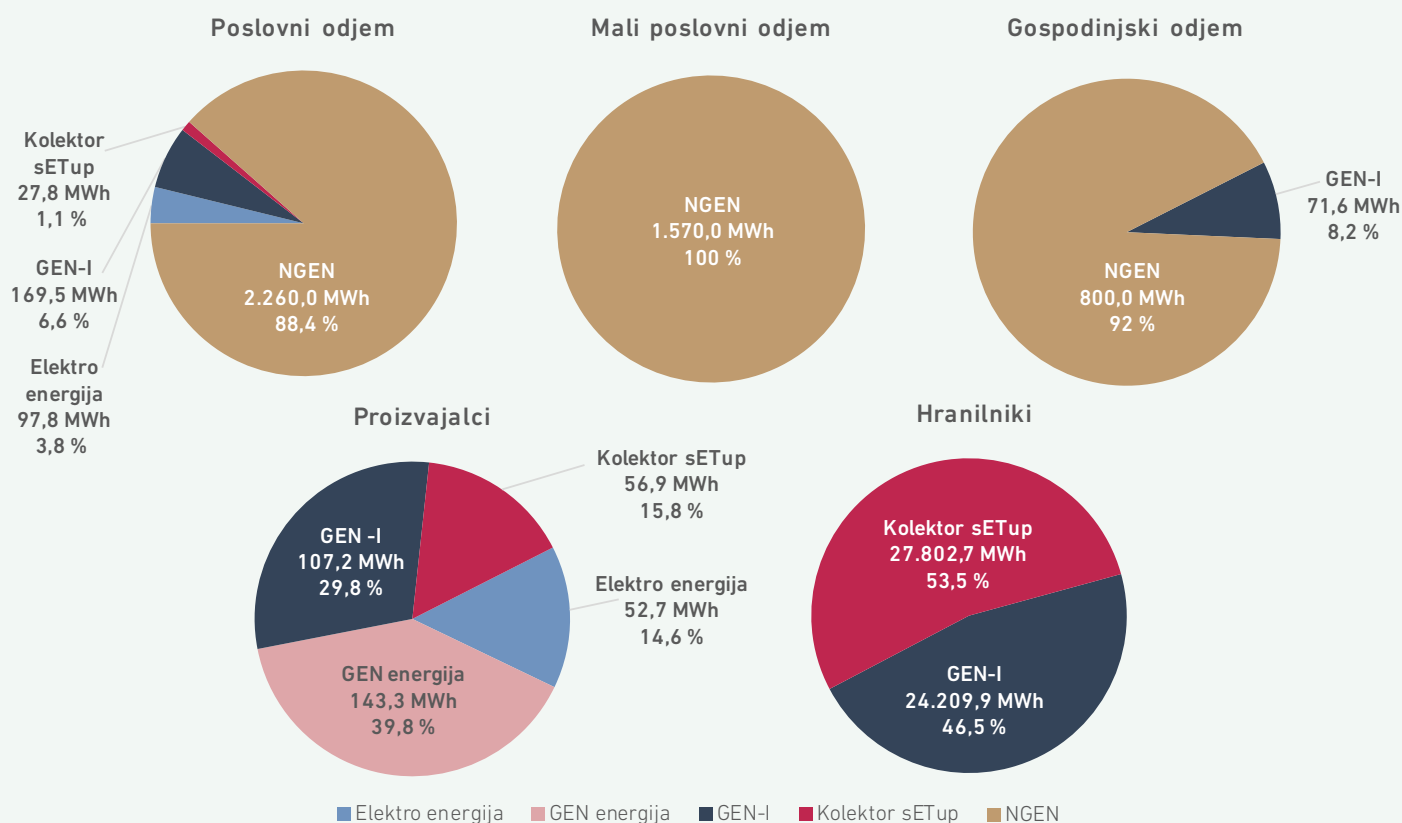
SLIKA 159: ŠTEVILO UPORABNIKOV SISTEMA V PORTFELJIH ZA RAZLIČNE POTREBE, PRI ČEMER JE UPORABNIK LAHKO VKLJUČEN V VEČ PORTFELJEV



VIRI: AGREGATORJI

126 Razlika med celoto in seštevki posameznih deležev je posledica zaokroževanja.

SLIKA 160: OCENJENI DELEŽI¹²⁷ ENERGIJE PROŽNOSTI TUJIH VIROV PO AGREGATORJIH IN VRSTAH UPORABNIKOV SISTEMA



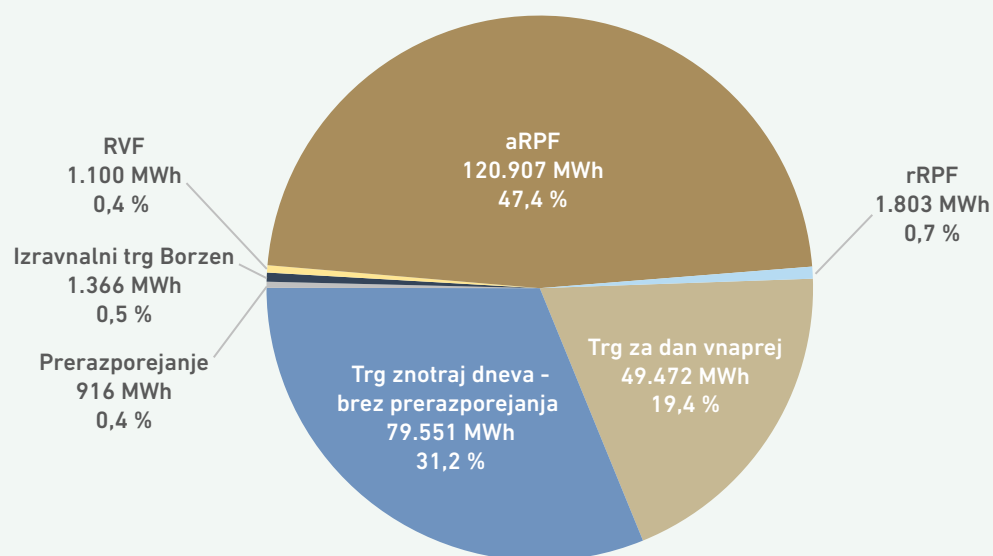
VIRI: AGREGATORJI

Aggregatori so trgovali na vseh slovenskih veleprodajnih trgih. Na slikah 161 do 163 so prikazani deleži energije po posameznih trgih oz. storitvah, izračunani kot vsota nakupa energije (oziroma zmanjšanje proizvodnje in/ali povečanje odjema) in prodaje energije (oziroma povečanje proizvodnje in/ali zmanjšanje odjema) na navedenih trgih. Skupna količina trgovane energije agregatorjev je določena kot vsota po vseh trgih in je v letu 2025 znašala 255 GWh.

255 GWh trgovane energije agregatorjev

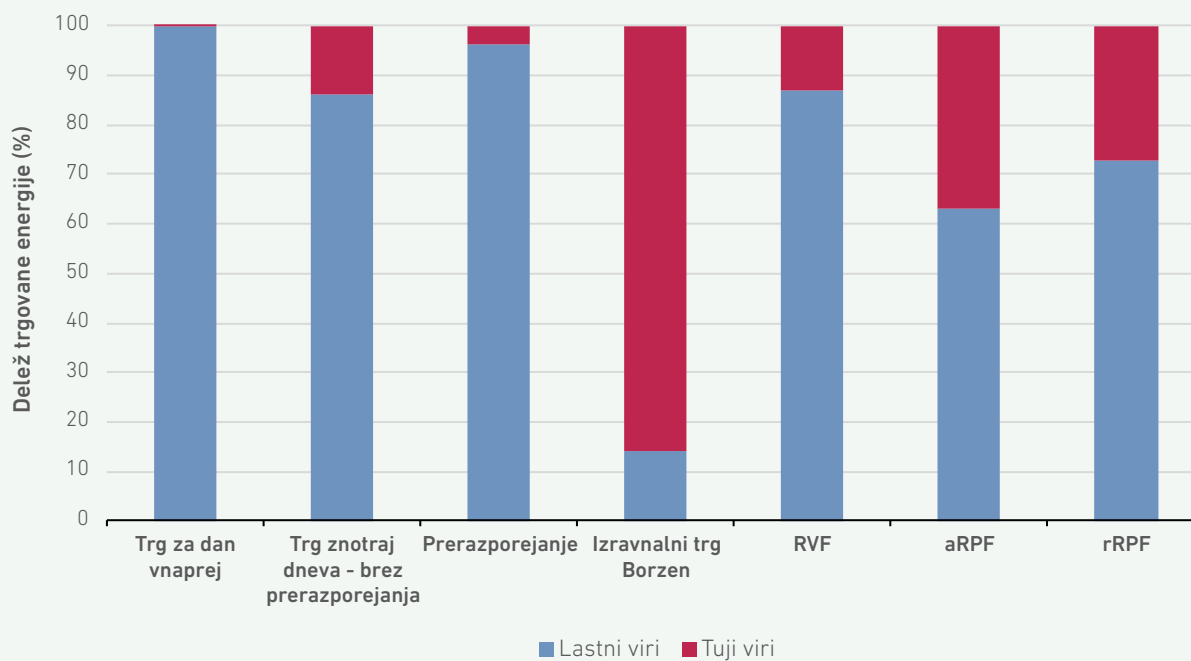
127 Razlika med celoto in seštevki posameznih deležev je posledica zaokroževanja.

SLIKA 161: STRUKTURA TRGOVANE ENERGIJE AGREGACIJE PO POSAMEZNIH TRGIH OZ. STORITVAH IN PRIPADAJOČI DELEŽI



VIRI: AGREGATORJI

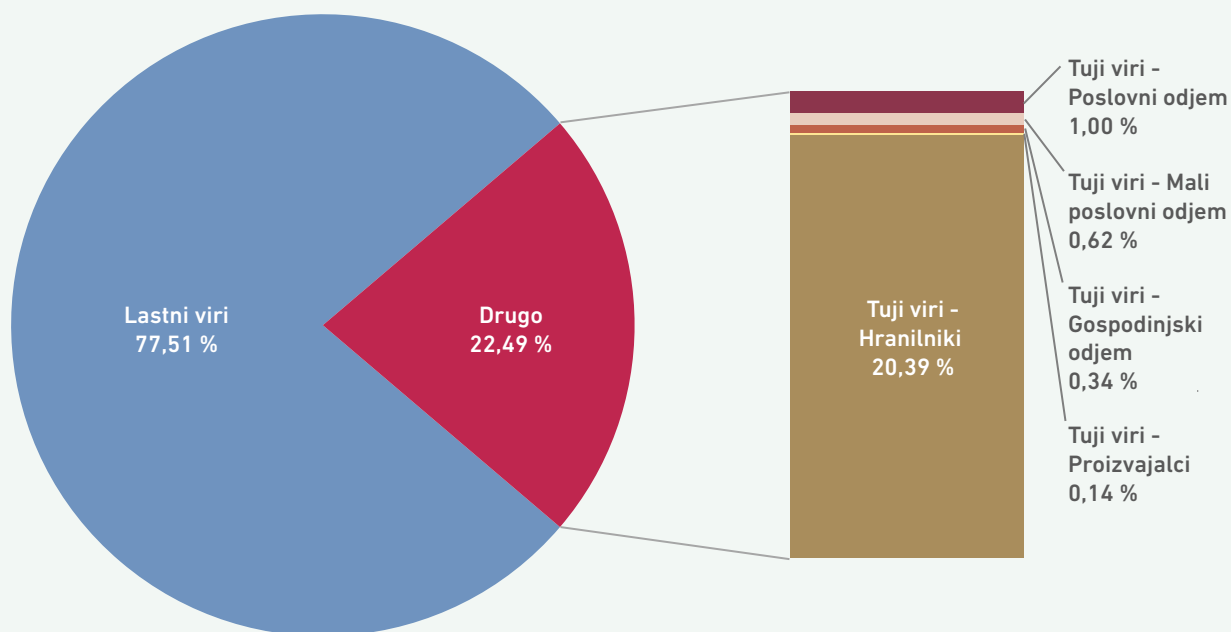
SLIKA 162: DELEŽI TRGOVANE ENERGIJE AGREGACIJE PO POSAMEZNIH TRGIH GLEDE NA LASTNIŠTVO VIROV



VIRI: AGREGATORJI



SLIKA 163: STRUKTURA VIROV TRGOVANE ENERGIJE AGREGACIJE, KJER CELOTO PREDSTAVLJA 255 GWh



VIRI: AGREGATORJI

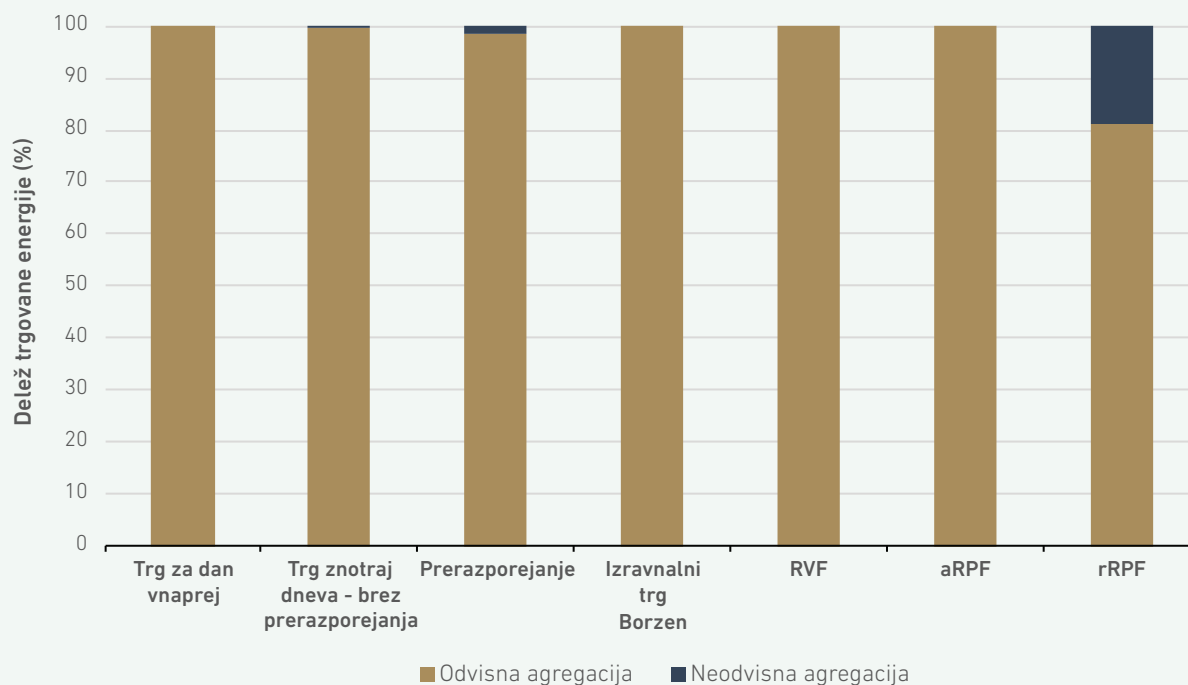
Na slikah 164 do 165 prikazane količine neodvisne agregacije so torej agregirane količine virov prožnosti, ki jim agregator sam ni dobavljal električne energije in agregator za dejavnost agregacije ni imel sklenjenega pogodbenega razmerja z dobaviteljem električne energije teh virov prožnosti ter ni bil v lastniškem oz. upravljavskem razmerju z dobaviteljem električne energije teh virov prožnosti.

Podatki o vključenih uporabnikih sistema in neodvisni agregaciji kažejo, da je bil navkljub delovanju šestih agregatorjev na trgu in regulativnemu okviru, ki je v skladu z zakonodajnim svežnjem Čista energija za vse Evropejce, le majhen del trgovane energije prožnosti nujen preko neodvisne agregacije, in sicer 0,3 % trgovane energije v okviru

**Majhen delež
neodvisne agregacije**

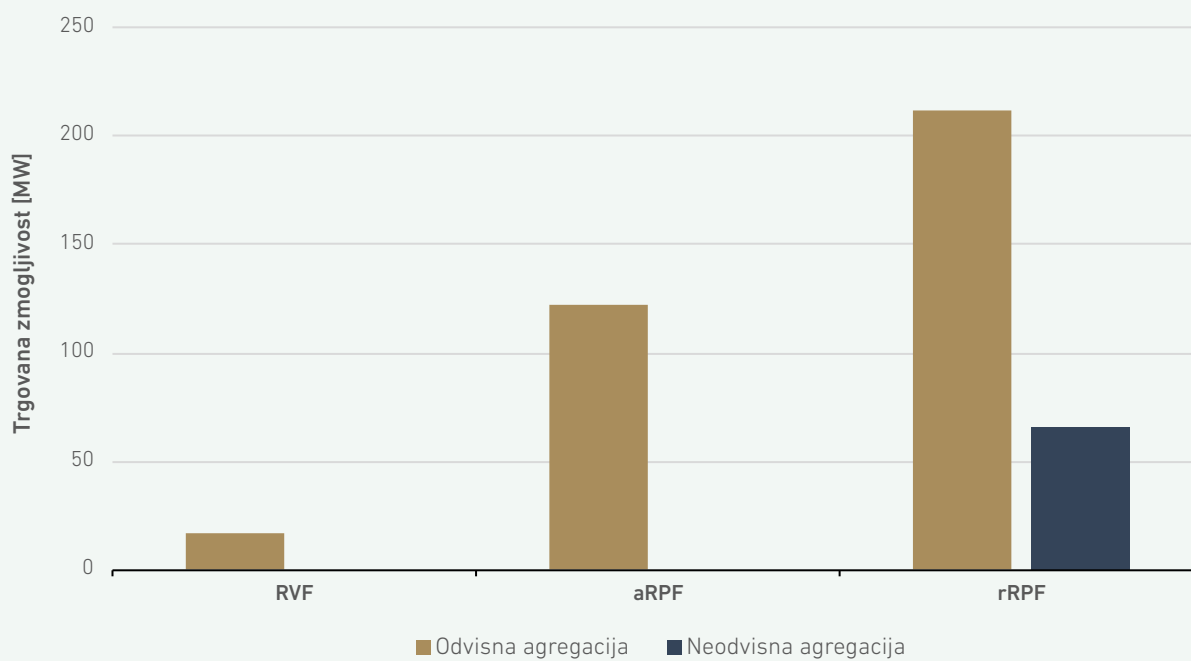
trga znotraj dneva, 1,5 % energije prerazporejanja proizvodnje oz. odjema in 18,7 % energije v okviru rRPF. Pri rezervaciji zmogljivosti za izvajanje storitev izravnave pa je le 23,7 % zmogljivosti rRPF rezervirane preko neodvisne agregacije. Oboje kaže na sicer nekoliko razširjeno, vendar še vedno nezrelo stopnjo angažmaja neodvisne agregacije.

SLIKA 164: DELEŽI TRGOVANE ENERGIJE PO POSAMEZNIH TRGIH GLEDE NA POVEZANOST AGREGATORJA Z DOBAVITELJEM



VIRI: AGREGATORJI

SLIKA 165: TRGOVANA ZMOGLJIVOST PO POSAMEZNIH TRGIH GLEDE NA POVEZANOST AGREGATORJA Z DOBAVITELJEM



VIRI: AGREGATORJI

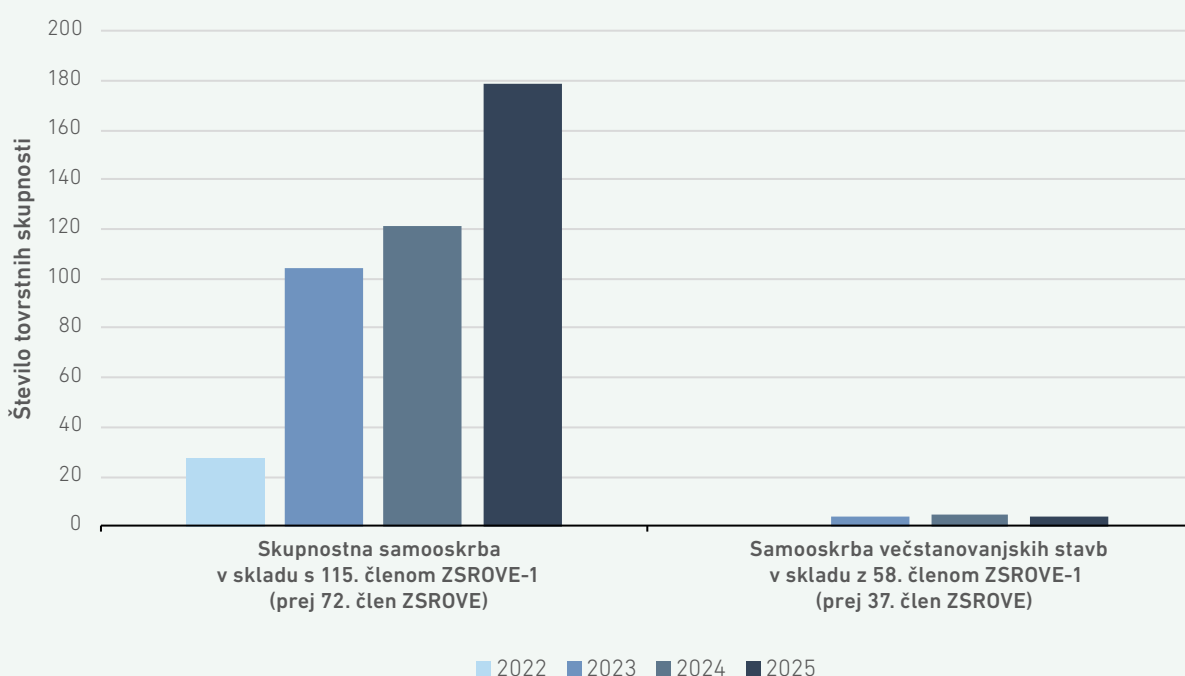


Energetske skupnosti

Drugi ključni dejavnik pri zmanjšanju izpustov toplogrednih plinov in povečanju deleža obnovljivih virov v končni rabi energije so različne oblike energetske skupnosti, ki vključujejo: skupnostno samooskrbo v skladu s 115. členom ZSROVE-1 (prej 72. člen ZSROVE), samooskrbo večstanovanjskih stavb in samooskrbo skupnosti za oskrbo z energijo iz obnovljivih virov v skladu z 58. členom ZSROVE-1 (prej 37. člen ZSROVE) ter energetske skupnosti državljanov v skladu s 24. členom ZOE.

Dobavitelji električne energije poročajo, da so v letu 2025 z električno energijo oskrbovali skupaj 1.536 končnih odjemalcev¹²⁸, ki so bili vključeni v 183 skupnosti¹²⁹. To pomeni 168-odstotno povečanje števila končnih odjemalcev, vključenih v skupnosti glede na prejšnje leto, in 45,2-odstotno povečanje števila skupnosti glede na prejšnje leto.

SLIKA 166: ŠTEVILO SKUPNOSTI PO POSAMEZNIH TIPIH



VIRI: DOBAVITELJI

Celotna količina dobavljene električne energije končnim odjemalcem v skupnostih je znašala 25,9 GWh (154-odstotno povečanje glede na predhodno leto). Dobavitelji so od skupnosti odkupili skupaj 2,96 GWh električne energije (238-odstotno

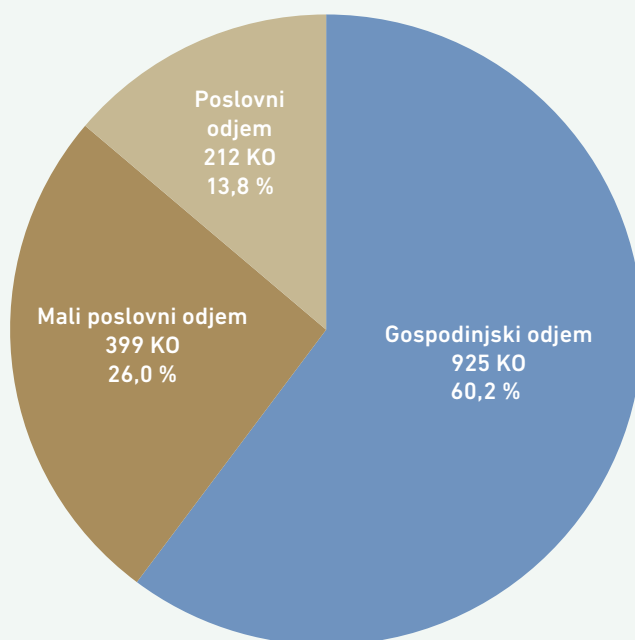
183 energetske skupnosti

- 128 Podatki dobaviteljev in EDP se razlikujejo zaradi različne stopnje realizacije določenih skupnosti in različnih virov podatkov, ki so uporabljeni v internih procesih podjetij. EDP-ji poročajo, da je bilo ob koncu leta 2025 v vse skupnosti skupaj vključenih 2.152 PPM za odjem energije iz omrežja in 566 PPM za oddajo energije v omrežje. Skupno število PPM za odjem se ne ujema s skupnim številom končnih odjemalcev, zato primerjava obeh podatkov ni mogoča.
- 129 Končni odjemalci so se povezovali v skupnostno samooskrbo v skladu s 115. členom ZSROVE-1 (prej 72. člen ZSROVE), ki omogoča letno netiranje, in tudi v samooskrbo večstanovanjskih stavb in samooskrbo skupnosti za oskrbo z energijo iz obnovljivih virov v skladu z 58. členom ZSROVE-1 (prej 37. člen ZSROVE).

povečanje), medtem ko je celotna količina brezplačno prevzete električne energije od skupnosti znašala 1,79 GWh (958-odstotno¹³⁰ povečanje). Podatki kažejo na to, da se je pospešeno vključevanje odjemalcev v skupnosti nadaljevalo tudi v letu 2025. Pomembno povečanje dobave in odkupa električne energije je tudi v letu 2025 moč pripisati povečanju vključitve poslovnega odjema v skupnosti.

**154-% povečanje dobave in
238-% povečanje odkupa električne energije
na področju skupnosti**

SLIKA 167: STRUKTURA KONČNIH ODJEMALCEV (KO), VKLJUČENIH V SKUPNOSTI

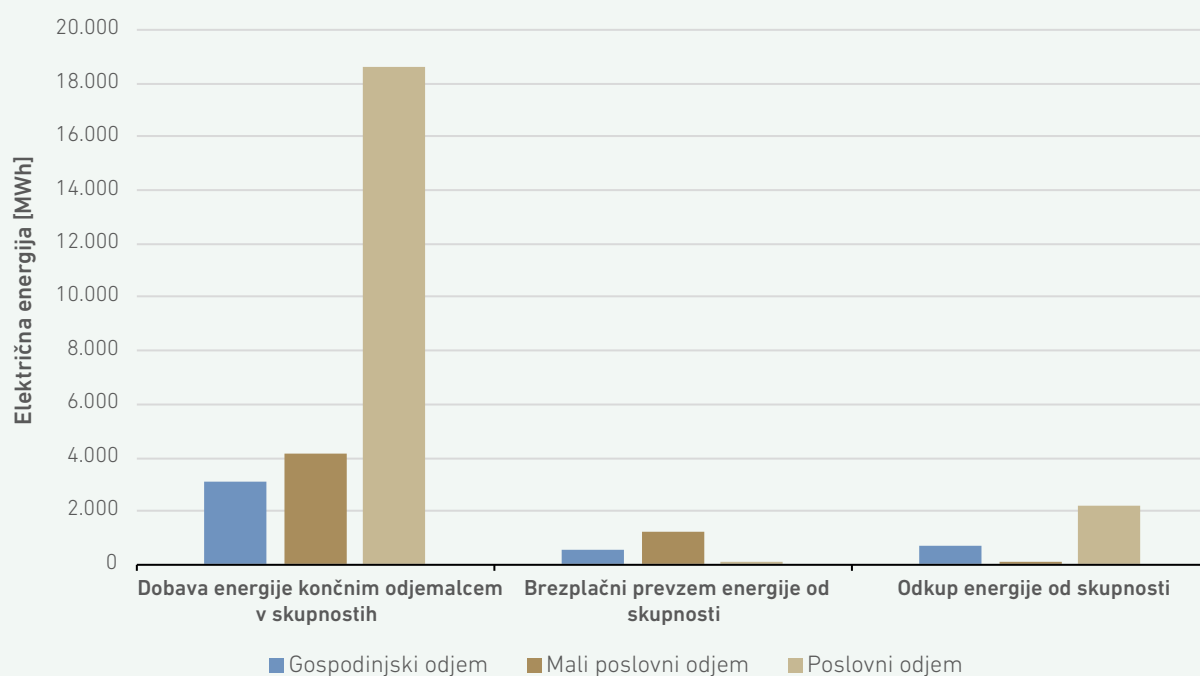


VIRI: DOBAVITELJI

¹³⁰ Odstotek spremembe je izračunan na podlagi nezaokroženih vrednosti, medtem ko sta izhodiščna vrednost iz predhodnega leta in nova vrednost v besedilu podani zaokroženi.



SLIKA 168: PRIMERJAVA AGREGIRANIH KOLIČIN DOBAVLJENE ELEKTRIČNE ENERGIJE ODJEMALCEM V SKUPNOSTIH, ODKUPLJENE ELEKTRIČNE ENERGIJE OD SKUPNOSTI TER BREZPLAČNO PREVZETE ELEKTRIČNE ENERGIJE OD SKUPNOSTI



VIRI: DOBAVITELJI

Medsebojna izmenjava energije (P2P trgovanje)

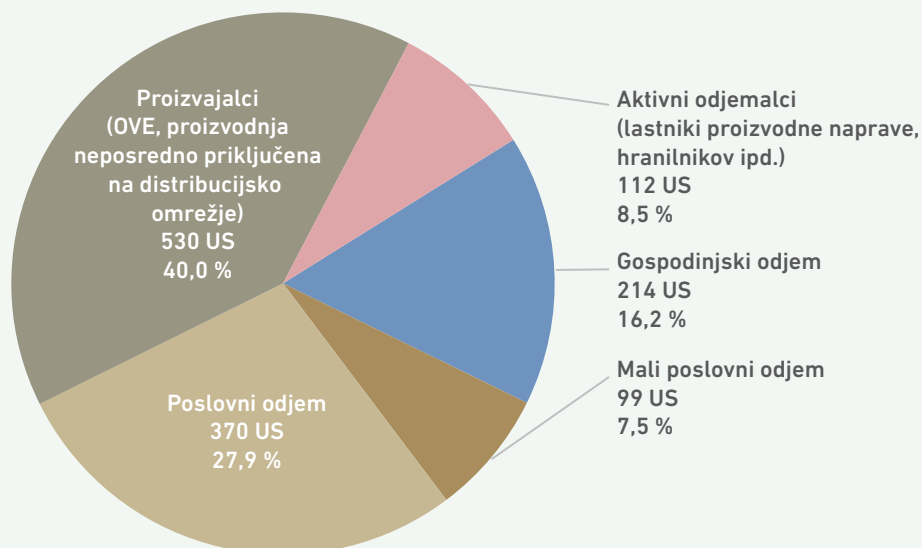
Za namen izmenjave električne energije med aktivnimi odjemalci v okviru iste bilančne skupine je bila v letu 2025 aktivna ena platforma, ki jo upravlja podjetje SunContract¹³¹. SunContract ima razvito tržnico za izmenjavo energije med strankami, ki jim je hkrati dobavitelj. Tako dobavitelj pokrije

morebitne primanjkljaje energije do zahtevanih količin dobave električne energije. Obseg tovrstnega trgovanja¹³² znotraj zadevne bilančne skupine je znašal 22,3 GWh. Strukturo uporabnikov sistema, ki so sodelovali pri tovrstnem trgovanju, prikazuje naslednja slika.

131 <https://go.suncontract.org/p2p-energetska-trznica/>

132 Vsota nakupa in prodaje.

SLIKA 169: STRUKTURA¹³³ UPORABNIKOV SISTEMA (US) V IZMENJAVI ELEKTRIČNE ENERGIJE MED AKTIVNIMI ODJEMALCI V OKVIRU ISTE BILANČNE SKUPINE



VIRI: DOBAVITELJI

Družbi BISOL Energija in FLEXGRID sicer poročata, da omogočata prenos ustvarjenih viškov električne energije med merilnimi mesti znotraj bilančne skupine na podlagi lastne evidence, vendar tega procesa ne uvrščamo v izmenjavo električne energije med aktivnimi odjemalci v skladu z definicijo iz ZSROVE-1. V tovrsten prenos viškov je bilo vključenih 308 uporabnikov omrežja in ti so skupaj prenesli 8,29 GWh električne energije.

Določbe o pravici do souporabe, ki predstavljajo normativno novost in se bodo v skladu z ZOEE-A začele uporabljati 1. julija 2026, bodo omogočale, da bo uporabnik omrežja, ki ima viške neporabljene proizvedene energije (oddajnik), le-te obračunsko prenesel na druge uporabnike omrežja

(prejemniki), pri čemer souporaba ne bo omejena na prenose energije znotraj bilančne skupine. Hkrati pri tovrstnem obračunskem prenosu ni posebnih lokacijskih omejitev, saj se morajo oddajnik in prejemniki zgolj nahajati na območju Republike Slovenije. Prenos energije bo izveden proti plačilu ali brezplačno. Velika podjetja so izključena iz okvira souporabe energije. Izvajalci energetskih dejavnosti ne smejo sodelovati pri souporabi, lahko pa so organizatorji njene energije. Končni odjemalci, ki so vključeni v sistem samooskrbe z letnim netiranjem, pri souporabi energije ne morejo biti prejemniki energije. ODS je v SONDSEE določil način vključitve v sistem souporabe energije, obveščanja o pogodbah o souporabi in njihovih spremembah, spremljanja in pošiljanja merilnih podatkov.

Elektromobilnost

Agencija spremlja razvoj elektromobilnosti z vidika implikacij razvoja trga z električno energijo ter povezovanja sektorjev. Z razmahom električne mobilnosti se lahko pričakuje vključevanje električnih vozil (EV) v trg prožnosti s t. i. pametnim polnjenjem, s katerim je mogoče uravnavati parametre

polnjenja glede na potrebe uporabnika vozila in hkrati potrebe elektroenergetskega sistema. S pomočjo tehnologije dvosmernega polnjenja lahko pričakujemo še tesnejšo integracijo električnih vozil v elektroenergetski sistem in trg prožnosti.

¹³³ Razlika med celoto in seštevki posameznih deležev je posledica zaokroževanja.



V Sloveniji je bilo leta 2025 registriranih skupaj 29.219¹³⁴ električnih vozil. K temu so enako kot leto prej največ prispevala baterijska električna vozila (BEV). V kategoriji osebnih vozil (M1) se je njihovo število povečalo za 5.594 vozil, kar pomeni 33-odstotno povečanje glede na prejšnje leto. Število priključnih hibridov (PHEV) se je v isti kategoriji povečalo za 1.990 oziroma 61,7 % glede na prejšnje leto. Število lahkih komercialnih BEV (kategorija N1) se je povečalo za 200 vozil, kar pomeni 36,6-odstotno povečanje glede na prejšnje leto. Število lahkih BEV, to so dvo-, tri- in štirikolesniki (kategorija L) je znašalo 89 vozil, kar pomeni 58,7-odstotno povečanje glede na prejšnje leto. Število BEV avtobusov (kategoriji M2 in M3) se je povečalo za sedem vozil, kar pomeni 23,3-odstotno povečanje glede na prejšnje leto. Število težkih komercialnih BEV (kategoriji N2 in N3) se je povečalo za devet vozil, kar pomeni 1,7-odstotno povečanje glede na prejšnje leto.

Podani podatki kažejo na vztrajno rast števila električnih vozil v slovenskem voznem parku. Po

29.219 registriranih električni vozil

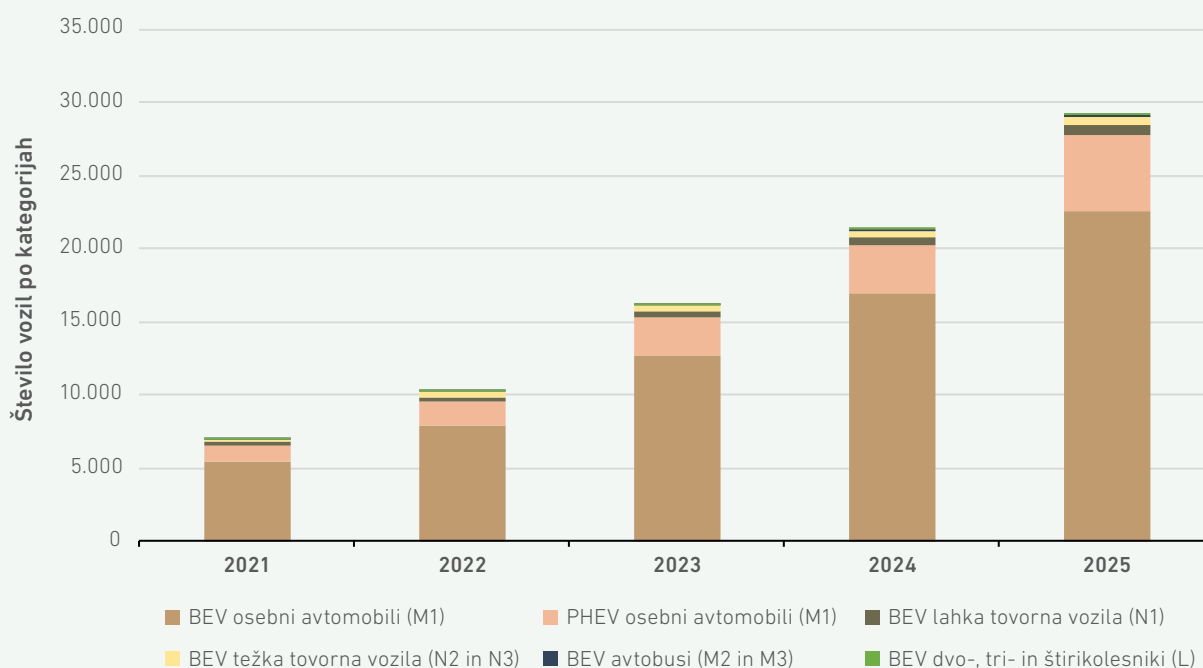
36,9-% povečanje skupnega števila električnih vozil

Le 2,05-% delež električnih vozil v kategoriji osebnih in lahkih komercialnih vozil

preteklem letu umirjene rasti (2024) v segmentih osebnih vozil (M1) in lahkih komercialnih vozil (N1)) ta dva segmenta v letu 2025 ponovno izkazujeta intenzivnejšo rast, primerljivo s tisto v letu 2023.

Ob upoštevanju podatka 1.395.458¹³⁵ vseh vozil kategorije M1 in N1 v Sloveniji je skupni delež električnih vozil 2,05 % v teh dveh kategorijah.

SLIKA 170: ŠTEVILO REGISTRIRANIH ELEKTRIČNIH VOZIL V SLOVENIJI



VIR: EAFO

134 Podatki na dan 21. 4. 2026 (vir: European Alternative Fuels Observatory - EAFO). V nadaljevanju podani odstotki rasti EV so izračunani na podlagi razpoložljivih podatkov na navedeni dan. Zaradi posodabljanja zgodovinskih podatkov v bazi EAFO so izračuni usklajeni z aktualno primerjalno osnovo.

135 Podatki na dan 21. 4. 2026 (vir: SiStat)

Podatki EAF0¹³⁶ kažejo, da je bilo ob koncu leta 2025 v Sloveniji skupaj¹³⁷ 2.545 javnih¹³⁸ polnilnih mest¹³⁹.

Uredba (EU) 2023/1804 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 13. septembra 2023 o vzpostavitvi infrastrukture za alternativna goriva ter razveljavitvi Direktive 2014/94/EU (v nadaljevanju Uredba (EU) 2023/1804) od leta 2024 določa pogoje za vzpostavitve in spremljanje infrastrukture za alternativna goriva. V skladu s 3. in 4. členom te uredbe morajo države članice zagotavljati ustreznost polnilne mreže na podlagi kumulativnih ciljev izhodne moči za lahka vozila (kategoriji M1 in N1) sorazmerno z njihovim deležem v voznom parku. Hkrati je bila do konca leta 2025 predpisana izpolnitev zahtev glede minimalne pokritosti in moči polnilnih parkov na cestnem omrežju TEN-T, vključno s specifičnimi zahtevami za težka vozila (kategorije M2, M3, N2 in N3).

Za spremljanje teh ciljev Uredba (EU) 2023/1804 v 18. in 20. členu določa obveznosti poročanja in digitalne izmenjave podatkov. Države članice so morale tako do 31. marca 2025 prvič poročati o zbirni izhodni moči, številu javnih polnilnih mest ter številu registriranih električnih vozil, od takrat naprej pa to izvajajo letno. Za zagotovitev preglednosti so upravljavci javno dostopnih polnilnih mest ali njihovi lastniki morali do 14. aprila 2025 brezplačno zagotoviti razpoložljivost statičnih in dinamičnih

2.545 javnih polnilnih mest v Sloveniji – polnilna infrastruktura izpolnjuje zahteve glede izhodne moči v skladu z zakonodajnim okvirom EU

podatkov v zvezi z infrastrukturo, ki jo upravljajo. V Republiki Sloveniji te podatke v okviru nacionalne točke dostopa gosti in tehnično upravlja Nacionalni center za upravljanje prometa (NCUP), ki v skladu z Zakonom o infrastrukturi za alternativna goriva in spodbujanju prehoda na alternativna goriva v prometu (ZIAG) in Delegirano uredbo (EU) 2025/671¹⁴⁰ izvaja naloge upravljavca nacionalne točke dostopa digitalne platforme pod okriljem ministrstva, pristojnega za infrastrukturo.

Če upoštevamo ustrezno število električnih vozil v Sloveniji¹⁴¹ in upoštevajoč zahteve glede izhodne moči iz prvega odstavka¹⁴² 3. člena Uredbe (EU) 2023/1804, lahko izračunamo kumulativni cilj glede izhodne moči za Slovenijo ob koncu leta 2025 za BEV v vrednosti 30,30 MW in za PHEV 4,21 MW, kar znaša skupaj 34,51 MW. Podatki EAF0 kažejo, da je bila ob koncu leta 2025 v Sloveniji zbirna skupna moč polnilne infrastrukture 96,3 MW. Iz navedenega izhaja, da je ciljem za leto 2025 iz Uredbe (EU) 2023/1804 več kot zadoščeno.

136 European Alternative Fuels Observatory

137 Podatki na dan 21. 4. 2026 (vir: EAF0)

138 Podatki kažejo, da je 79,8 % polnilnih mest dostopnih brez omejitev (neomejena dostopnost 24/7 za vse uporabnike) in preostalih 20,2 % z določenimi omejitvami pri dostopu, kjer veljajo posebne, čeprav nediskriminatorne omejitve dostopa (kot je npr. omejen čas uporabe – npr. polnilna mesta na parkiriščih velikih trgovin, hotelskih in gostinskih obratih itd.).

139 Zaradi spremenjene metodologije štetja števila polnilnih mest za električna vozila ni mogoče podati enovitega pregleda nad razvojem števila polnilnih mest za električna vozila čez leta. Tudi sicer je analitično delo agencije na področju spremljanja razvoja elektromobilnosti v Sloveniji oteženo zaradi volatilnosti podatkov v referenčnih bazah podatkov, kjer je ob večletnem spremljanju mogoče zaznati spreminjanje/posodabljanje preteklih podatkov.

140 Delegirana uredba Komisije (EU) 2025/671 z dne 2. aprila 2025 o spremembi Uredbe (EU) 2023/1804 Evropskega parlamenta in Sveta glede dodatnih vrst podatkov o infrastrukturi za alternativna goriva

141 Podatki o številu vozil na dan 21. 4. 2026: 22.563 BEV M1, 747 BEV N1, 5.213 PHEV M1, 46 PHEV N1 (vir: EAF0)

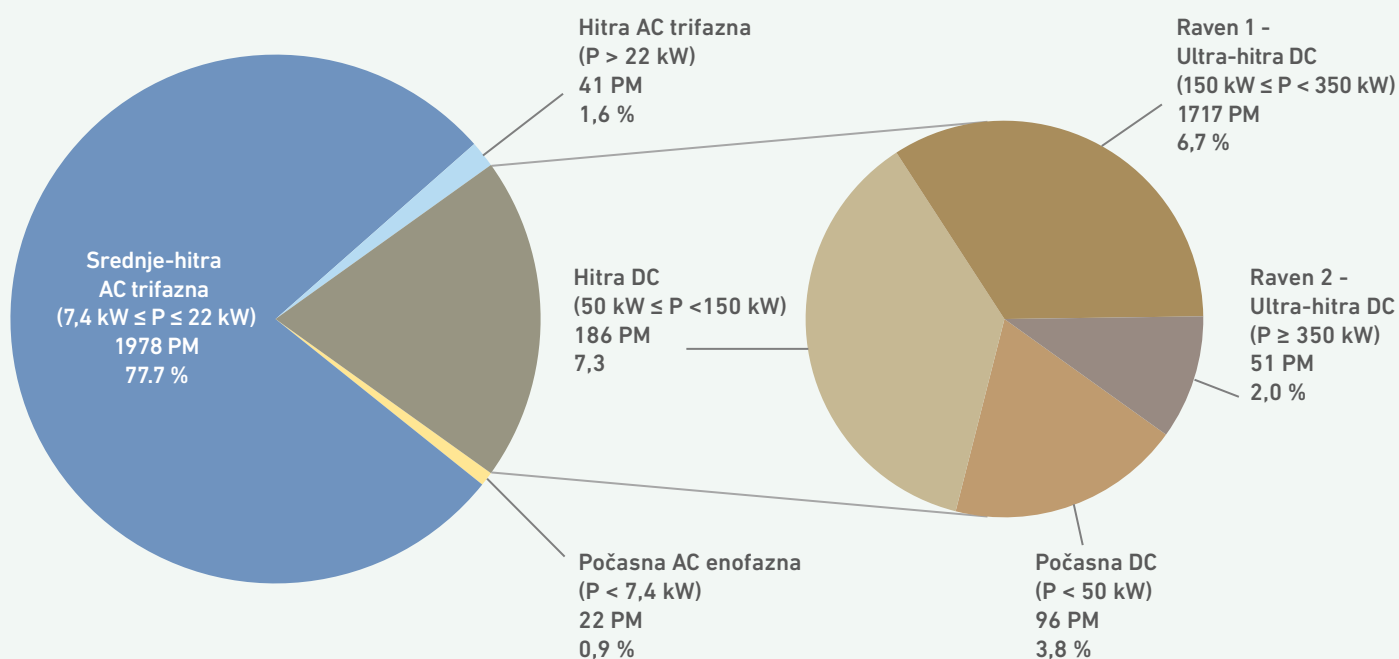
142 Države članice zagotovijo, da se na njihovem ozemlju postavijo javno dostopne polnilne postaje za lahka električna vozila tako, da je to sorazmerno z uvajanjem lahkih električnih vozil in da tem vozilom zagotavljajo zadostno izhodno moč. V ta namen države članice zagotovijo, da se ob koncu vsakega leta, z začetkom od 2024, kumulativno dosežejo naslednji cilji glede izhodne moči: (a) da je za vsako baterijsko lahko električno vozilo, registrirano na njihovem ozemlju, na javno dostopnih polnilnih postajah zagotovljena skupna izhodna moč najmanj 1,3 kW ter (b) da je za vsako priključno lahko hibridno vozilo, registrirano na njihovem ozemlju, na javno dostopnih polnilnih postajah zagotovljena skupna izhodna moč najmanj 0,80 kW.



Slika 171 prikazuje podrobno strukturo polnilnih mest po največji moči (P) polnjenja v Sloveniji, 19,8 % polnilnih mest omogoča hitro polnjenje z enosmernim (DC) tokom, preostalih 80,2 % pa omogoča polnjenje z izmeničnim (AC) tokom¹⁴³. V EU je 18,3 % polnilnih mest za polnjenje z DC tokom in 81,7 % polnilnih mest za polnjenje z AC tokom. Na Danskem, kjer je v letu 2025 največji delež električnih vozil med državami EU, je 16,9 % polnilnih mest za polnjenje z DC tokom in 83,1 % polnilnih mest za polnjenje z AC tokom. Slika 172 kaže tudi na nekoliko drugačno strukturo polnilnih mest

v Sloveniji, EU in na Danskem. Za razliko od evropskega povprečja je delež počasnih polnilnih mest (moči do 7,4 kW) v Sloveniji in na Danskem zane-marljiv. V skupnem deležu ga ustrezno nadomeščajo običajna polnilna mesta¹⁴⁴ (moči do vključno 22 kW), katerih delež v teh dveh državah približno ustreza vsoti deležev počasnih in običajnih polnilnih mest na ravni EU. Strukturno sicer nekoliko drugačen, a v celoti primerljiv delež polnilnih mest visoke moči¹⁴⁵, tudi v Sloveniji omogoča primerljivo tranzitno zmogljivost.

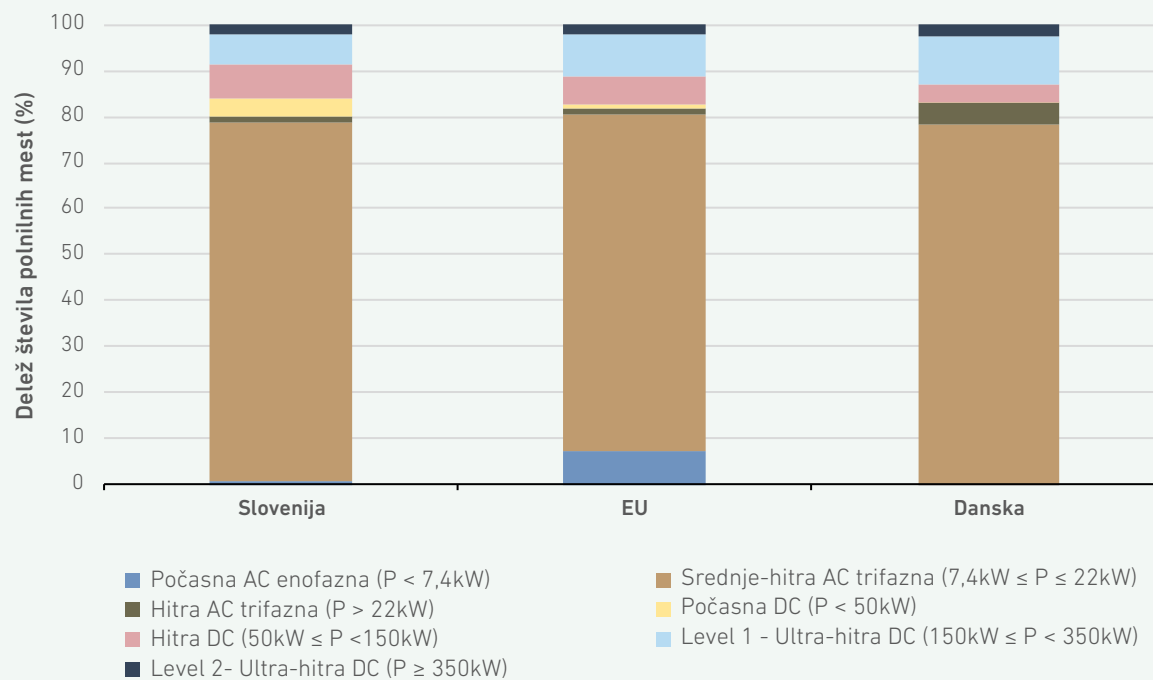
SLIKA 171: STRUKTURA ŠTEVILA POLNILNIH MEST (PM) ZA ELEKTRIČNA VOZILA V SLOVENIJI GLEDE NA NAJVEČJO MOČ POLNENJA (P)



VIR: EAFO

- 143 Npr. polnjenje z močjo 22 kW omogoča, da se električno vozilo s povprečno porabo 14,5 kWh ob največji moči polnjenja za doseg 100 km napolni v približno 40 minutah. Ob večji moči polnjenja je čas polnjenja ustrezno krajši.
- 144 Običajno polnilno mesto je polnilno mesto, ki omogoča prenos električne energije na električno vozilo z močjo, ki je manjša od 22 kW ali enaka 22 kW, razen naprav z močjo, manjšo 3,7 kW ali enako 3,7 kW, ki so nameščene v zasebnih gospodinjstvih ali katerih prvotni namen ni polnjenje električnih vozil in ki niso dostopne javnosti (ZIAG, Uradni list RS, št. 62/23).
- 145 Polnilno mesto visoke moči je polnilno mesto, ki omogoča prenos električne energije na električno vozilo z močjo, večjo od 22 kW (ZIAG).

SLIKA 172: STRUKTURA ŠTEVILA POLNILNIH MEST ZA ELEKTRIČNA VOZILA V RAZLIČNIH DRŽAVAH GLEDE NA NAJVEČJO MOČ POLNENJA (P)



VIR: EAFO

Primerjava nanizanih podatkov s podatki področne strategije in povezanih dokumentov¹⁴⁶ kaže na počasnejšo vpeljavo elektromobilnosti, kot je predvideno s področno strategijo, tako na področju električnih vozil kot tudi polnilne infrastrukture, ki naj sicer sledi razvoju uporabe električnih vozil.

Na področju dobave električne energije, specifično za potrebe električne mobilnosti, so bili leta 2025 aktivni štiri dobavitelji, ki so bodisi upravljali lastno polnilno infrastrukturo, dobavljali električno energijo upravljavcem polnilne infrastrukture ali pa so z odjemalci imeli sklenjeno pogodbo o dobavi energije, pri katerih je lastništvo oziroma uporaba električnega vozila pogoj za sklenitev pogodbe. Podatki dobaviteljev kažejo, da je bilo za potrebe električne mobilnosti dobavljene skupaj

17,9-% povečanje dobave električne energije, povezane z maloprodajnimi produkti električne mobilnosti

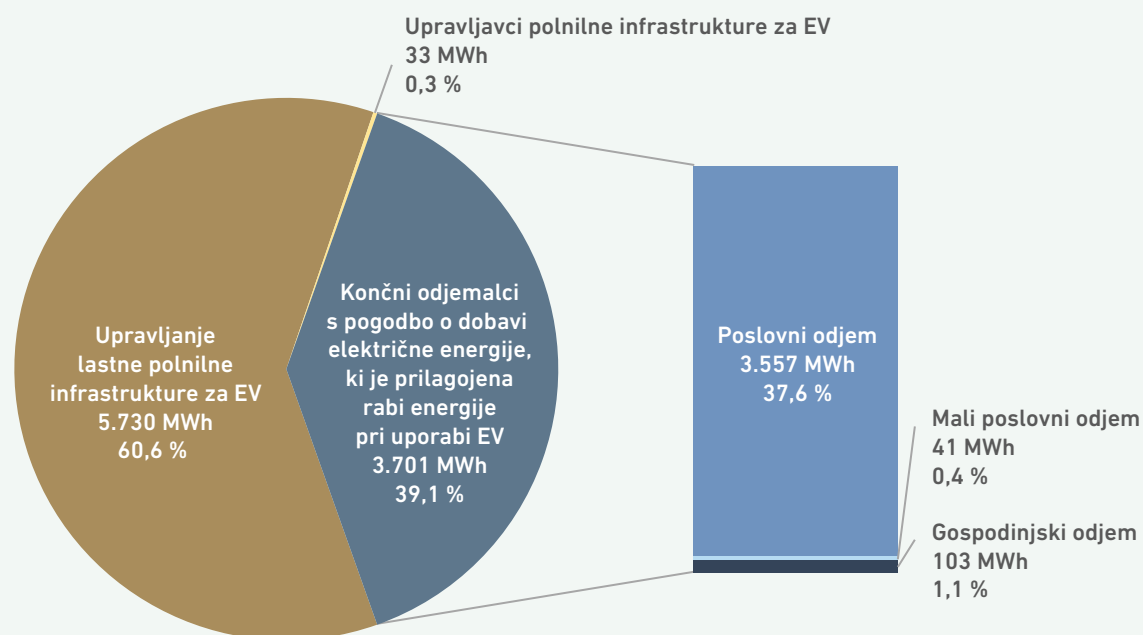
približno 9,46 GWh električne energije, kar predstavlja 17,9-odstotno¹⁴⁷ povečanje glede na predhodno leto, strukturo prikazuje slika 173. Dobavitelji so končnim odjemalcem s pogodbo o dobavi energije, ki je prilagojena rabi energije pri uporabi električnih vozil, dobavili 3,70 GWh ali 39,1 % električne energije.

146 Strategija na področju razvoja trga za vzpostavitev ustrezne infrastrukture v zvezi z alternativnimi gorivi v prometnem sektorju v Republiki Sloveniji (12. 10. 2017), Akcijski program za alternativna goriva v prometu za leti 2022 in 2023 (23. 12. 2021), Poročilo o izvajanju akcijskega programa za alternativna goriva v prometu v letu 2023 (22. 4. 2024), Pregled stanja in aktivnosti na področju alternativnih goriv v prometu v letu 2024 (februar 2025)

147 Odstotek spremembe je izračunan na podlagi nezaokroženih vrednosti, medtem ko sta izhodiščna vrednost iz predhodnega leta in nova vrednost v besedilu podani zaokroženi.



SLIKA 173: STRUKTURA¹⁴⁸ DOBAVE ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA POTREBE ELEKTRIČNE MOBILNOSTI



VIRI: DOBAVITELJI

Polnjenje električnih vozil pogojuje razmeroma visoke moči, kar lahko bistveno preoblikuje vzorce porabe električne energije in ob nepravilnem upravljanju povzroči znatne obremenitve elektroenergetskega omrežja. Kljub temu baterije

električnih vozil, ki imajo kar veliko kapaciteto za shranjevanje energije, nudijo izjemno priložnost za optimizacijo upravljanja omrežja, zlasti zaradi dolgotrajnih obdobj, ko so vozila parkirana.

Zanesljivost oskrbe z električno energijo

Zanesljivost oskrbe električne energije določa verjetnost, da bo sistem sposoben dobaviti energijo zahtevane kakovosti do vseh odjemnih mest in v potrebnih količinah. Zanesljivost se podaja z dvema osnovnima parametroma – zadostnostjo in sigurnostjo. Zadostnost je kazalnik sposobnosti sistema za pokrivanje potreb odjemalcev po električni energiji in moči v vseh pričakovanih obratovalnih stanjih, torej z upoštevanjem načrtovanih in nenačrtovanih nerazpoložljivosti elementov sistema. Sigurnost obratovanja je sposobnost sistema za ohranjanje normalnega obratovalnega stanja ali za čimprejšnjo vrnitev v normalno obratovalno stanje, da je torej sistem v določenem obratovalnem stanju odporen na množico motenj (na primer kratki stiki v omrežju, izpadi elementov sistema in nepričakovane spremembe v odjemu v povezavi z omejitvami pri proizvodnji), tako da odjemalci posledic motenj ne čutijo in so te odpravljene brez ogrožanja celovitosti sistema.

Potrebno raven zanesljivosti oskrbe z električno energijo v državi pregledno prikazuje standard zanesljivosti, ki je običajno izražen s kazalnikom pričakovanega tveganja izpada napajanja (Loss of Load Expectation – LOLE). Določitev standarda zanesljivosti temelji na mejnem zmanjšanju nedobavljene električne energije (EENS) iz rezultatov najnovejših razpoložljivih nacionalnih, regionalnih ali evropskih ocen zadostnosti virov, kjer so podane ocene kazalnikov LOLE in EENS.

Na ravni EU se na podlagi določb Uredbe (EU) 2019/943 redno izvaja vseevropska ocena spremljanja zadostnosti virov (ERAA), ki temelji na naj sodobnejših metodologijah in verjetnostnih ocenah, njeni rezultati pa dajejo odločevalcem ustrezne signale glede zadostnosti virov in potrebami v zvezi z zagotavljanjem sigurnosti in zanesljivosti obratovanja elektroenergetskega sistema. ERAA je pomembna tudi kot podpora pri sprejemanju strateških odločitev, kot je na primer

148 Razlika med celoto in seštevki posameznih deležev je posledica zaokroževanja.

uvedba mehanizmov za zagotavljanje zmogljivosti. Najnovejša evropska ocena zadostnosti virov¹⁴⁹, ki jo je ENTSO-E izdelal v letu 2025, v obravnavanih scenarijih kaže povečano tveganje zagotavljanja zadostnosti proizvodnje električne energije, in sicer predvsem zaradi ekonomske neupravičenosti proizvodnje iz fosilnih virov. V obdobju do leta 2035 obstaja tveganje, da bodo prenehale obratovati predvsem številne termoelektrarne na premog, model pa šele za leto 2035 kaže na morebitno širitev proizvodnje električne energije iz plina in nastajajoče proizvodnje iz vodika. Vendar je ta širitev negotova in je odvisna od naložbenih strategij, ki jih sprejmejo vlagatelji, ter od ugodnih pogojev zunaj obsega ERAA, kot so omejitve v dobavni verigi, razvoj elektroenergetskega omrežja ter razpoložljivost primarne energije in vodika.

Razlike v rezultatih med posameznimi izdajami ERAA so posledica posodobitev vhodnih podatkov

Zanesljivost oskrbe kljub odličnim čezmejnimi povezavam v prihodnosti ni več samoumevna

in izboljšav modelov, ki upoštevajo najnovejše razmere ali spremembe strategij. Ocena standarda zanesljivosti LOLE za Slovenijo tako že v letu 2030 naraste na 3 – 5 ur/leto, v letu 2035 pa vse od 3 – 8 ur/leto. Na poslabšanje ocene kazalnika zanesljivosti za Slovenijo glede na prejšnje izdaje ERAA znatno vpliva tudi oteženo zagotavljanje zadostnosti proizvodnje električne energije v večini evropskih držav, kar negativno vpliva na zagotavljanje zadostnosti s čezmejnimi izmenjavami električne energije.

Spremljanje usklajenosti med proizvodnjo in porabo

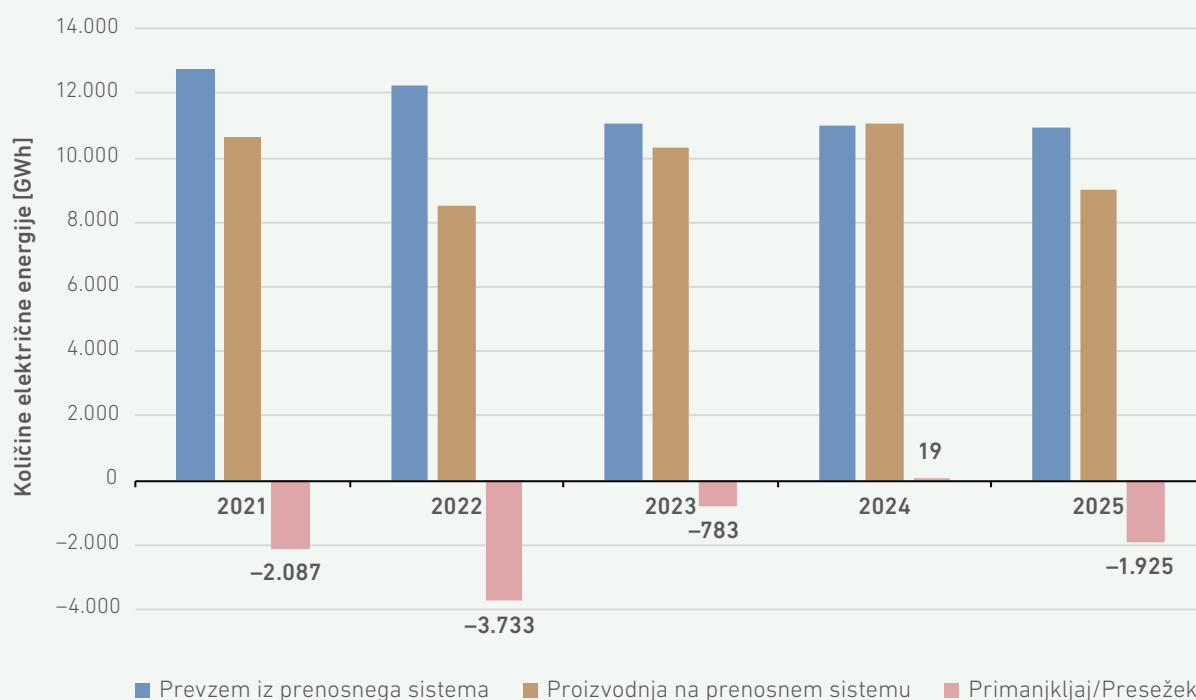
Prevzem električne energije iz prenosnega sistema se je v letu 2025 glede na leto prej zmanjšal za 0,76 %. Ob upoštevanju polovične proizvodnje jedrske elektrarne je bila proizvodnja električne energije na prenosnem sistemu v letu 2025 18,4 % nižja kot leto prej, kar je posledica za 25,6 % nižje proizvodnje v termoelektrarnah in 23,8 % nižje proizvodnje v hidroelektrarnah. Manjša proizvodnja v termoelektrarnah je predvsem posledica preoblikovanja Termoelektrarne Šoštanj v izvajalca gospodarske javne službe oskrbe s toploto.

Slabe hidrološke razmere in manjša proizvodnje v termoelektrarni Šoštanj so povzročile slabšo pokritost prevzema električne energije iz prenosnega sistema z domačimi viri

149 <https://www.entsoe.eu/eraa/2025/reports&results/>



SLIKA 174: PREVZEM IN PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI NA PRENOSNEM SISTEMU BREZ UPOŠTEVANJA IZGUB V OBDOBJU 2021–2025



VIR: ELES

Spremljanje naložb v proizvodne zmogljivosti za zagotavljanje zanesljive oskrbe

Pri izdelavi ocene prihodnje porabe električne energije v Sloveniji so poleg pričakovanega gospodarskega razvoja v največji možni meri upoštevane zahteve evropskega združenja operaterjev prenosnih sistemov ENTSO-E iz 10-letnega razvojnega načrta za EU in scenariji v NEPN. Električna energija, prevzeta iz prenosnega sistema, se pokriva predvsem z viri, priključenimi na prenosni sistem, zato je treba za čim boljše napoved stanj v slovenskem elektroenergetskem sistemu iz nabora načrtovanih proizvodnih virov izločiti tiste, za katere lahko trdimo, da je njihova izgradnja manj verjetna.

Operater prenosnega sistema je pri izdelavi napovedi pokrivanja prevzema električne energije iz prenosnega sistema od proizvodnih podjetij pridobil podatke o načrtovanih novih proizvodnih enotah oziroma zaustavitvi obstoječih proizvodnih enot ter jih razdelil v štiri scenarije glede na verjetnost izvedbe. Pri tem je scenarij 1 najbolj pesimističen in upošteva le izgradnjo proizvodnih virov, ki so že v fazi gradnje ali imajo pridobljeno gradbeno in okoljsko dovoljenje, vlaganja v OVE na prenosnem sistemu so nizka. Scenarij 2 upošteva realno pričakovana vlaganja ob upoštevanju zamikov izgradnje novih HE zaradi težav pri umeščanju

V vseh scenarijih do leta 2034 se kaže primanjkljaj domače proizvodne za pokrivanje prevzema električne energije iz prenosnega sistema

v prostor, vlaganja v OVE so večja, vendar razpršena na distribucijski sistem. Scenarij 3 temelji na predpostavkah novega NEPN za scenarij OVE in je z vidika hidroelektrarn zelo ambiciozen ter poleg izgradnje hidroelektrarn na Savi in ČHE Kozjak predvideva tudi velika vlaganja v vetrne in sončne elektrarne na prenosnem sistemu. Scenarij 4 temelji na scenariju OVE + JEK2 iz NEPN in je podobno ambiciozen kot scenarij 3, le da za določene hidroelektrarne in drugi blok jedrske elektrarne predvideva zamik izgradnje izven desetletnega razvojnega obdobja. V nobenem izmed scenarijev ni do leta 2034 predvidena izgradnja HE na Muri, zaradi težav pri umeščanju v prostor in nasprotovanja okoljevarstvenikov pa je zelo negotova tudi izgradnja drugih hidroenergetskih objektov.

TABELA 32: SPREMEMBE PROIZVODNIH ZMOGLJIVOSTI NA PRENOSNEM SISTEMU DO LETA 2034

	Inštalirana moč [MW]	Predvideno leto spremembe	Scenarij
Hidroelektrarne			
HE na Dravi			
ČHE Kozjak	420	2031	2, 3, 4
HE na Savi			
Mokrice	28	2026	1, 2, 3, 4
Suhadol	45	2033	3
HE na Soči			
Avče	20	2027	2, 3, 4
ČHE Plužna	110	2032	3, 4
Termoelektrarne			
TE Šoštanj			
TEŠ blok V	-305	2028	
TEŠ PT 51	-42	2033	
TEŠ PT 52	-42	2033	
TEŠ blok VI	-539	2033	
PPE Šoštanj 1A0	134	2030	1, 2, 3, 4
Multifuel kogeneracija	50	2029	1, 2, 3, 4

VIR: ELES

Vlaganja v nove konvencionalne proizvodne vire so zaradi neustreznih tržnih signalov, pa tudi okoljske sprejemljivosti močno otežena. Po drugi strani pa je predvsem zaradi nasprotovanj lokalnih skupnosti negotovost velika tudi pri napovedi izgrajen

alternativnih virov, predvsem večjih polj vetrnih in sončnih elektrarn. Roki za izvedbo naložb v proizvodne zmogljivosti iz tabele 32 so močno vprašljivi, saj se zamikajo za nekaj let z vsakim novim razvojnim načrtom operaterja prenosnega sistema.

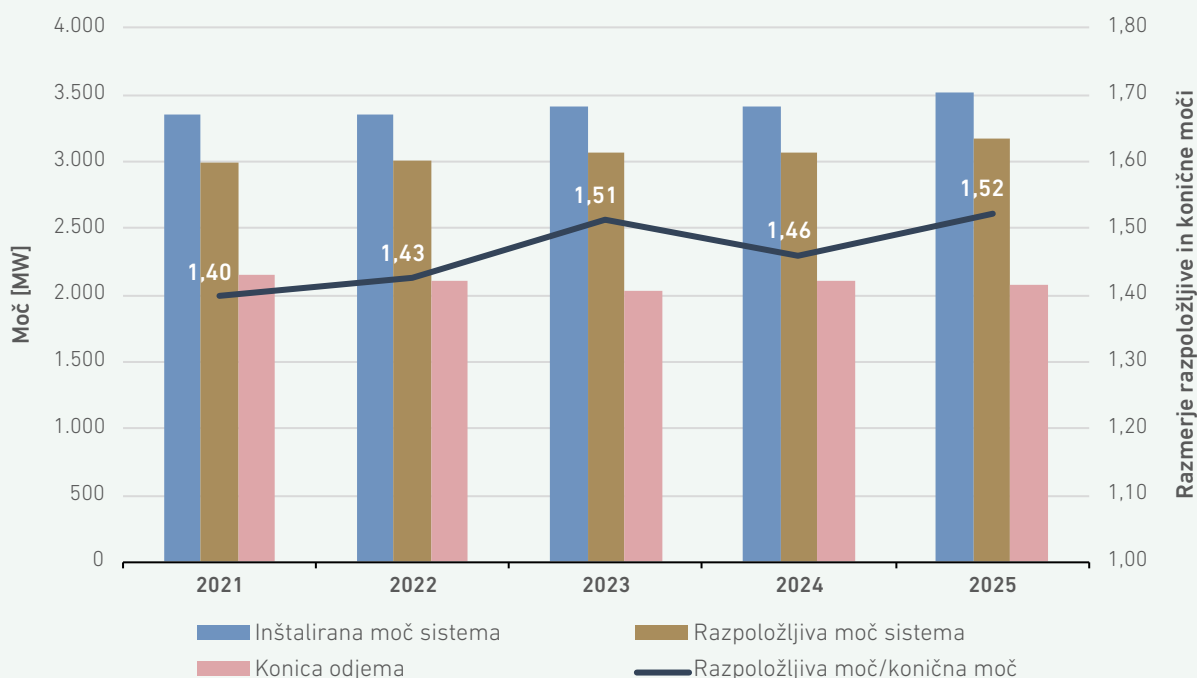


Ukrepi za pokrivanje konične energije in primanjkljajev električne energije

Eden od kazalnikov, ki daje informacijo o zadostnosti proizvodnih virov, je tudi razmerje med inštalirano oziroma razpoložljivo močjo proizvodnih virov in konično močjo odjema. Sistem mora imeti na voljo dovolj moči za pokrivanje prevzema in rezerve moči ob normalnem obratovanju in nastopu nepredvidenih razmer. Dejanska razpoložljiva moč za slovenski trg je enaka razliki med inštalirano močjo proizvodnih virov in polovični moči jedrske elektrarne Krško, ki pripada Hrvaški. Razmerje med razpoložljivo močjo in konično močjo na prenosnem sistemu v letu 2025 se je glede na predhodno leto nekoliko izboljšalo, predvsem zaradi nekoliko višje inštalirane oziroma razpoložljive moči proizvodnih enot ob nekaj nižji konični

obremenitvi odjema. Čeprav dejansko razpoložljivost proizvodnih enot narekujejo vremenske razmere za obnovljive vire na eni strani ter tržni signali za termoelektrarne na drugi strani, pa oskrba končnih odjemalcev z električno energijo v letu 2025 ni bila ogrožena, saj je slovenski elektroenergetski sistem s čezmejnimi povezavami odlično povezan s sosednjimi državami, na trgu pa je bilo na voljo tudi dovolj električne energije. Glede na zadnje ocene iz vseevropske ocene spremljanja zadostnosti virov (ERAA), pa bi v prihodnosti oskrba končnih odjemalcev lahko bila ogrožena tudi zaradi splošnih težav z zadostnostjo proizvodnje električne energije širom po Evropi.

SLIKA 175: INŠTALIRANE MOČI NA PRAGU PROIZVODNIH OBJEKTOV, RAZPOLOŽLJIVE MOČI ZA SLOVENSKI TRG IN KONIČNA MOČ ODJEMA TER RAZMERJE RAZPOLOŽLJIVE IN KONIČNE MOČI NA PRENOSNEM SISTEMU V OBDOBJU 2021–2025



VIR: ELES

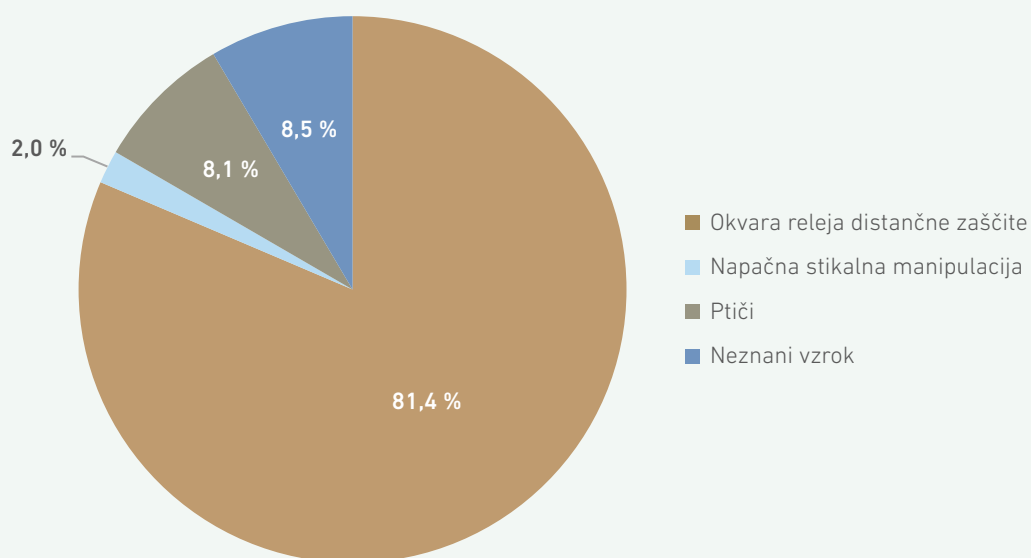
Izredni vremenski vplivi ali havarije v omrežju lahko povzročijo prekinitve napajanja. Nedobavljena energija je tista energija, ki bi bila potencialno dobavljena iz sistema, če ne bi prišlo do prekinitve napajanja. V letu 2025 je bilo zabeleženo 17,33 MWh nedobavljene energije, kar je nekoliko več kot leta 2024, ko je bilo zabeleženo le 7,45 MWh nedobavljene energije, vendar znatno manj kot leta 2023,

ko je količina nedobavljene energije dosegla kar 220,8 MWh. Največ nedobavljene energije je bila posledica izpada zaradi okvare releja distančne zaščite v RTP Plave (14,11 MWh), ostali del nedobavljene energije pa je posledica več manjših prekinitvev, in sicer zaradi napačne stikalne manipulacije, ptičev ter neznanega vzroka.

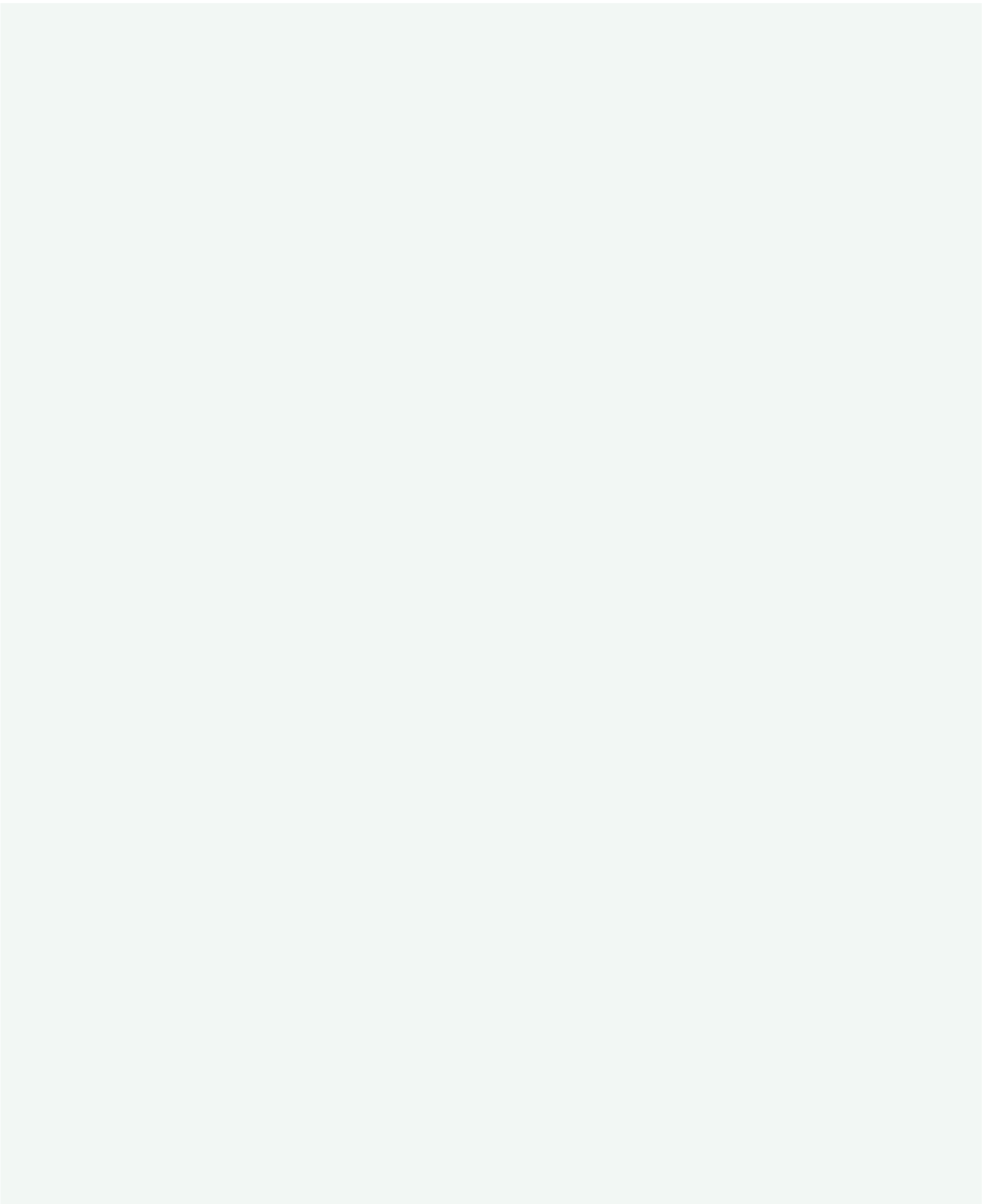
Nedobavljena energija je izračunana v skladu z aktom, ki ureja pravila monitoringa kakovosti oskrbe z električno energijo, zato je dejanska količina nedobavljene energije lahko manjša od navedene,

saj je možno velik delež odjemalcev na prizadetih območjih prenapajati po srednjenapetostnem omrežju.

SLIKA 176: NE DOBAVLJENA ENERGIJA NA PRENOSNEM SISTEMU V LETU 2025 GLEDE NA VZROK



VIR: ELES



PLIN

zanesljivost danes,
priložnost za jutri

9,3%
VEČ

PRENESENIH KOLIČIN PLINA ZARADI
VIŠJE PORABE ODJEMALCEV NA PRENOSU
KOT LETO PREJ

36%
MANJ

PRENESENIH KOLIČIN PLINA DO
DRUGIH PRENOSNIH SISTEMOV
MINIMALNE PRENESENE KOLIČINE
PLINA PREKO SLOVENIJE

2,3-KRAT
VIŠJE NALOŽBE V
PRENOSNI SISTEM
KOT LETA 2024



25% MANJ NOVIH PRIKLJUČITEV
NA DISTRIBUCIJSKE SISTEME

19 km

NOVIH DISTRIBUCIJSKIH
PLINOVODOV

VEČ KOT

90%

VSEGA UVOŽENEGA
PLINA ŠE VEDNO IZ
AVSTRIJE

584

MANJ
ODJEMALCEV

NA DISTRIBUCIJSKIH
SISTEMIH

10%

VIŠJA
PORABA

DOMAČIH ODJEMALCEV
PLINA KOT V LETU 2024

12%

VEČ
NALOŽB

V DISTRIBUCIJSKE
SISTEME



DELEŽ DOLGOROČNIH
POGODB SAMO ŠE

0,5 %

- NAJNIŽJI DO ZDAJ

NA TRGOVALNI
PLATFORMI
PRODANIH



ŠTEVILO
TRANSAKCIJ
VEČJE ZA

6 %



CENE PLINA ZA VEČINO
ODJEMALCEV NIŽJE KOT
V LETU 2024

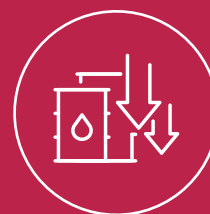
MALOPRODAJNI TRG OSTAJA TUDI V LETU 2025 VISOKO KONCENTRIRAN



7 % NIŽJE KONČNE CENE PLINA ZA
GOSPODINJSKE ODJEMALCE



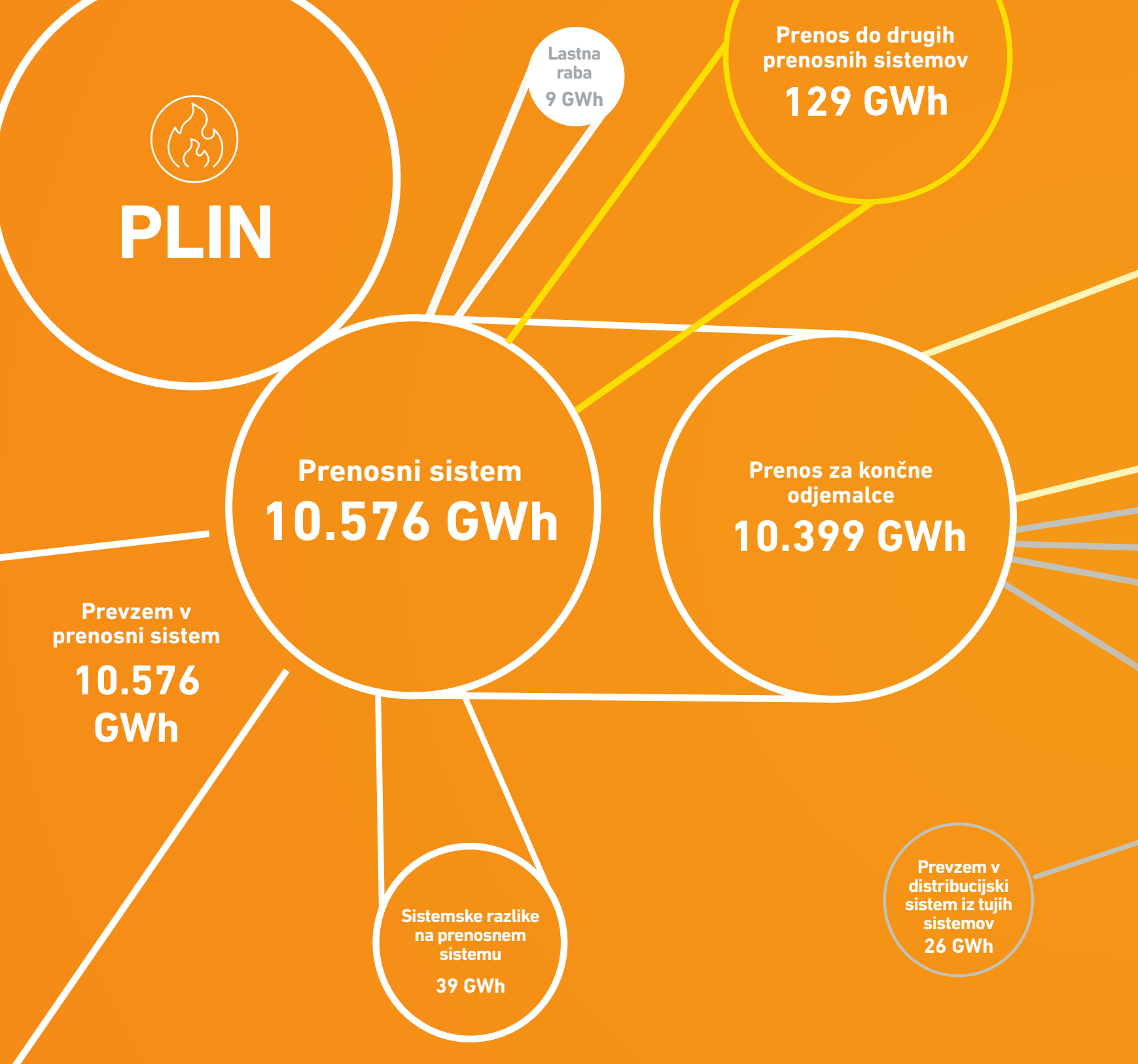
3,9 % VIŠJA KONČNA
CENA PLINA ZA NAJMANJŠE
POSLOVNE ODJEMALCE



27 % NIŽJE
KONČNE CENE
PLINA ZA
GOSPODINJSKE
ODJEMALCE GLEDE
NA POVPREČJE EU

LE **1,4 %** ODJEMALCEV

JE MENJALO DOBAVITELJA
ŠTEVILO MENJAV ŠE NIŽJE KOT V LETU 2024



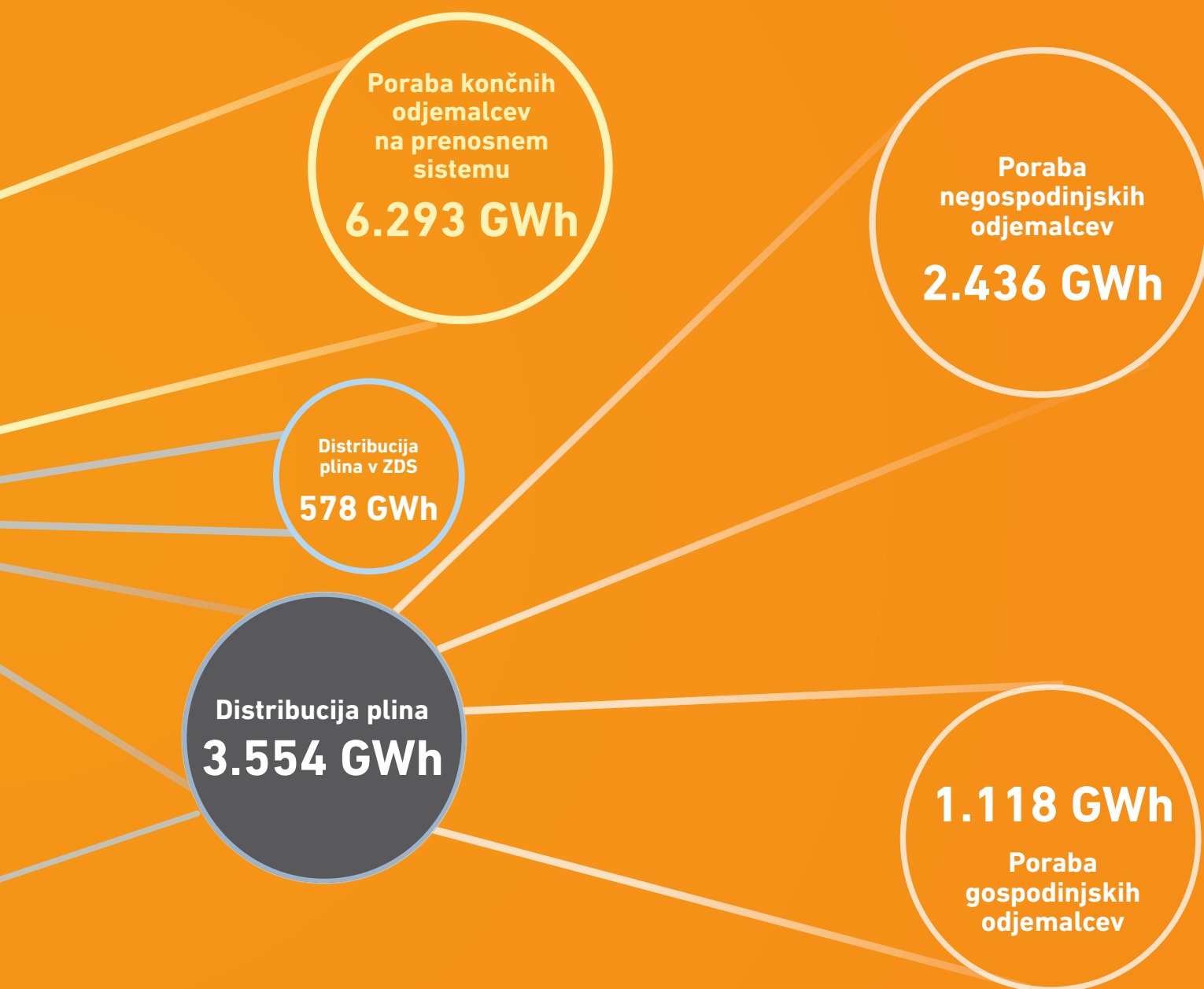
PLIN

Bilanca oskrbe s plinom

Po prenosnem sistemu plina je bilo v letu 2025 prenesenih 10.576 GWh plina¹⁵⁰, kar je 9,3 % več kot leto prej. Zvišanje prenesenih količin je posledica višje porabe poslovnih odjemalcev na prenosnem sistemu, količina prenosa do sosednjih prenosnih

sistemov pa se je znižala. Prav tako se je rahlo znižala poraba poslovnih odjemalcev na distribuciji, medtem ko se je poraba plina gospodinjstev na distribuciji zvišala.

¹⁵⁰ Plin v tem dokumentu predstavlja skupni izraz za pline, ki se prenašajo po prenosnem ali distribucijskem sistemu plina in lahko tvorijo zmes plinov obnovljivega in fosilnega izvora, katere pretežni delež je metan.



SLIKA 177: OSNOVNI PODATKI O PRENESENIH, DISTRIBUIRANIH IN PORABLJENIH KOLIČINAH PLINA [GWH]

VIR: AGENCIJA

Za oskrbo domačih odjemalcev je bilo prenesenih 10.399 GWh oziroma 10 % več kot leto prej, do drugih prenosnih sistemov pa je bilo prenesenih le 129 GWh plina, kar je 36 % manj kot v letu 2024 in 97 % manj kot v letu 2022. To je najnižja količina od začetka spremljanja podatkov o prenosu plina. Količina prenosa do drugih prenosnih sistemov se je glede na letno povprečje preteklega petletja znižala za 96 %.

Razlika med prevzetimi in predanimi količinami v višini 48 GWh so systemske razlike in lastna raba prenosnega sistema.

9,3 % več prenesenih količin plina zaradi višje porabe odjemalcev na prenosu kot leto prej

36 % manj prenesenih količin plina do drugih prenosnih sistemov

Skupna poraba domačih odjemalcev plina je znašala 10.425 GWh in je bila 950 GWh oziroma 10 % višja kot leto prej. Poraba plina v letu 2025 je bila 18 % višja od porabe v letu 2015.

Zvišala se je poraba gospodinskih odjemalcev, in sicer za 10,2 %. Odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih (ZDS) so porabili 2,86 % manj, odjemalci na prenosnem sistemu pa 16,1 % več plina kot v letu 2024. Velik vpliv na višji odjem na prenosnem sistemu je imel PPE-TOL, ki je povečal odjem za 706,4 GWh glede na leto 2024 (leta 2024 501,6 GWh, leta 2025 1.208 GWh), kar je 141 % več kot leto pred tem, kar pomeni 81-odstotni delež v skupni povečani rasti odjema plina na prenosnem sistemu v primerjavi z letom 2024. Poraba PPE-TOL

10 % višja poraba domačih odjemalcev plina kot v letu 2024

je predstavljala 19,2 % porabe na prenosnem sistemu oziroma 11,6 % porabe v Sloveniji.

Nižja je bila poraba negospodinskih odjemalcev na distribucijskih sistemih, ki so porabili 0,3 % manj plina kot leto prej. Podatki o prenosu in porabi odjemalcev plina glede na vrsto odjema v letih od 2021 do 2025 so razvidni iz tabele 33.

TABELA 33: SKUPNE PRENESENE KOLIČINE PLINA IN PORABA ODJEMALCEV PLINA GLEDE NA VRSTO ODJEMA V OBDOBJU 2021–2025

Skupne količine plina	2021	2022	2023	2024	2025
Prezem v slovenski sistem [GWh]	12.015	13.527	10.835	9.673	10.576
Prenos do drugih sistemov [GWh]	1.829	4.484	2.028	201	129
Poraba poslovnih odjemalcev na prenosu [GWh]	5.527	4.868	4.884	5.421	6.293
Poraba poslovnih odjemalcev na ZDS [GWh]	650	622	547	595	578
Poraba poslovnih odjemalcev na distribuciji [GWh]	2.673	2.329	2.341	2.444	2.436
Poraba gospodinskih odjemalcev [GWh]	1.313	1.193	1.028	1.015	1.118

VIR: AGENCIJA

Skupno število aktivnih odjemnih mest se je znižalo četrto leto zapored. Na distribucijskih sistemih je bilo ob koncu leta 584 manj aktivnih odjemnih mest. Število gospodinskih odjemalcev se je znižalo za 110 (0,1 %), medtem ko se je za 474 (3,4 %) znižalo tudi število negospodinskih odjemalcev na distribucijskem sistemu. Na zaprtih distribucijskih sistemih in prenosnem sistemu pa se število mest ni spremenilo.

Skupno število odjemalcev je upadlo za 0,4 %. Padec števila vseh aktivnih odjemnih mest je verjetno posledica številnih odklopov zaradi še vedno

precej visokih cen plina za večino odjemalcev, ciljev energetske politike v smeri postopnega opuščanja rabe fosilnih virov energije in spreminjajočih se ter nestabilnih geopolitičnih razmer, kar je posamezne odjemalce spodbudilo k iskanju nadomestnih virov oskrbe.

Ob koncu leta 2025 je bilo na prenosni sistem, distribucijske sisteme in zaprte distribucijske sisteme (ZDS) priključenih 132.608 končnih odjemalcev. Dejavnost distribucije plina je opravljalo 12 operaterjev distribucijskih sistemov in pet operaterjev ZDS.

TABELA 34: ŠTEVILO ODJEMALCEV PLINA GLEDE NA VRSTO ODJEMA V LETIH 2024 IN 2025

Število odjemalcev glede na vrsto odjema	2024	2025	Indeks
Poslovni odjemalci na prenosnem sistemu	153	153	100,00
Poslovni odjemalci na distribucijskih sistemih	14.110	13.636	96,64
Poslovni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih	50	50	100,00
Gospodinski odjemalci	118.879	118.769	99,91
Skupaj odjemalci	133.192	132.608	99,56

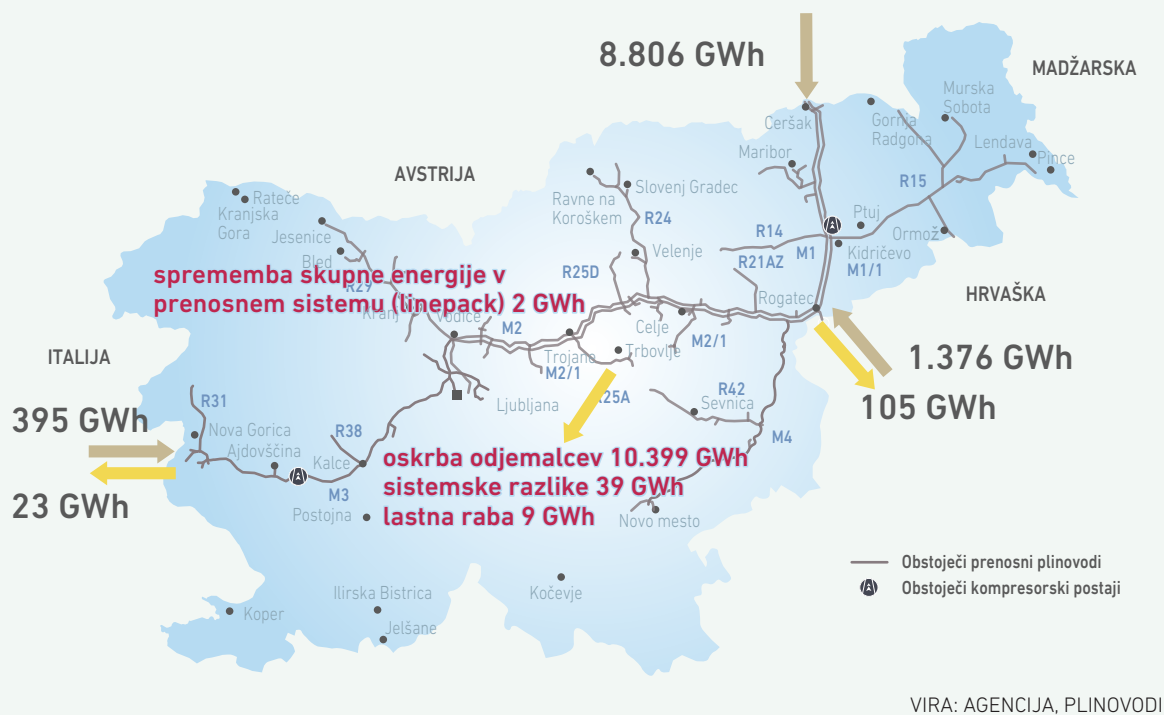
VIR: AGENCIJA

Prenos plina

Prenosni sistem je v lasti in upravljanju operaterja prenosnega sistema, družbe Plinovodi. Sestavlja ga 1.195 kilometrov cevododov, od tega 989 kilometrov visokotlačnih cevododov z nazivnim tlakom nad 16 barov in 206 kilometrov cevododov z nazivnim tlakom, nižjim od 16 barov. Prenosno omrežje sestavlja še 213 merilno-regulacijskih postaj (MRP), 45 merilnih postaj (MP), osem reducirnih postaj ter kompresorski postaji v Kidričevem in Ajdovščini. V Sloveniji ni skladišč plina. Prenosno omrežje je povezano s prenosnimi omrežji plina Avstrije (MRP Ceršak), Italije (MRP Šempeter pri

Gorici) in Hrvaške (MRP Rogatec). Na mejni točki z Italijo in Hrvaško je omogočen dvosmerni prenos plina, na mejni točki z Avstrijo pa pretok plina samo v Slovenijo. Mejne točke so hkrati tudi relevantne točke prenosnega sistema. Šesta relevantna točka je izstopna točka v Republiki Sloveniji. Trgovanje s plinom na veleprodajnem trgu poteka v virtualni točki. Na prenosni sistem ni bil v letu 2025 priključen noben proizvodni vir zemeljskega plina, biometana ali sintetičnega metana. Prav tako se v prenosni sistem ni primešaval vodik.

SLIKA 178: PRENOSNI SISTEM PLINA IN PRENESENE KOLIČINE PLINA NA VSTOPNIH IN IZSTOPNIH TOČKAH V LETU 2025



Poraba plina slovenskih odjemalcev se je že drugo leto zapored povečala, tokrat je bila 10,2 % višja kot leto prej. Količine plina, prenesene do drugih prenosnih sistemov, pa so nadaljevale svoj negativni trend. V zadnjem letu so bile za 36 % manjše kot leto prej. Slika 180 kaže porabo plina slovenskih odjemalcev in prenesene količine do drugih prenosnih

PPE-TOL porabila 11,6 % celotne porabe plina v Sloveniji (leto prej 5,3 %)

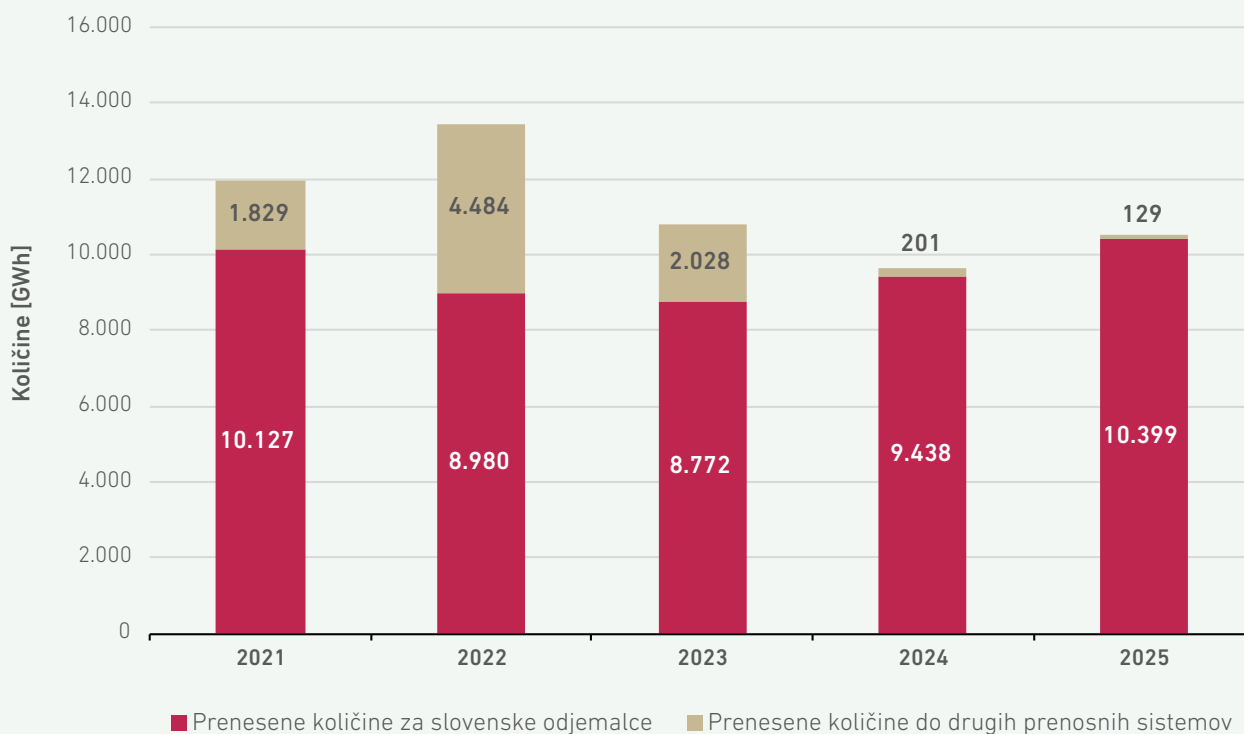
Minimalne prenesene količine plina preko Slovenije

sistemov v obdobju zadnjih dvajsetih let. Dolgoročen trend porabe plina slovenskih odjemalcev je pričakovano negativen (posledica politike razogljičenja, izboljšane energetske učinkovitosti in prehoda na druge vire energije). V zadnjih dveh letih se je poraba plina sicer nekoliko povečala, kar pa ne

kaže na splošni trend porabe plina v Sloveniji, temveč je posledica priklopa večjega odjemalca (družba Energetika Ljubljana, enota PPE-TOL Ljubljana). Znatno bolj negativen pa je trend prenesenih količin

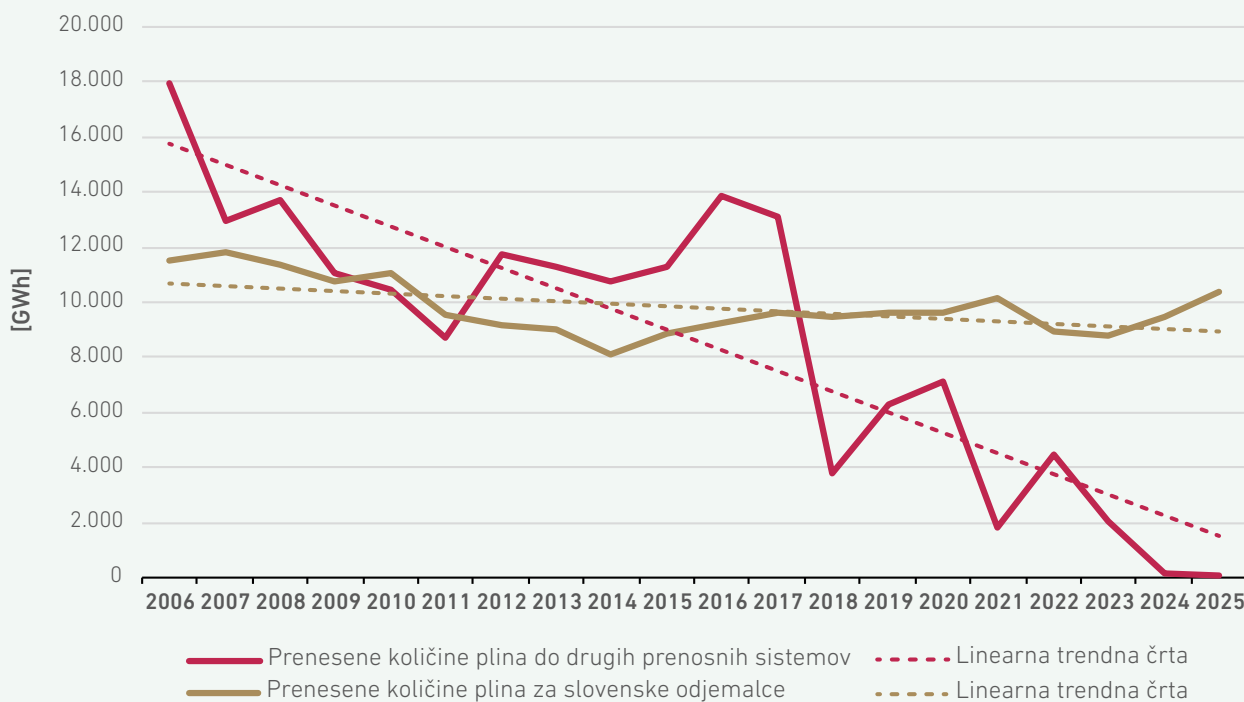
plina do drugih prenosnih sistemov. V letu 2025 je bilo preko Slovenije prenesenih samo 129 GWh plina, kar predstavlja samo 0,7 % količin plina, prenesenih v letu 2006.

SLIKA 179: PRENESENE KOLIČINE PLINA V OBDOBJU 2021–2025



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

SLIKA 180: TREND PORABE PLINA SLOVENSКИH ODJEMALCEV IN PRENESENIH KOLIČIN PLINA DO DRUGIH PRENOSNIH SISTEMOV V OBDOBJU 20 LET

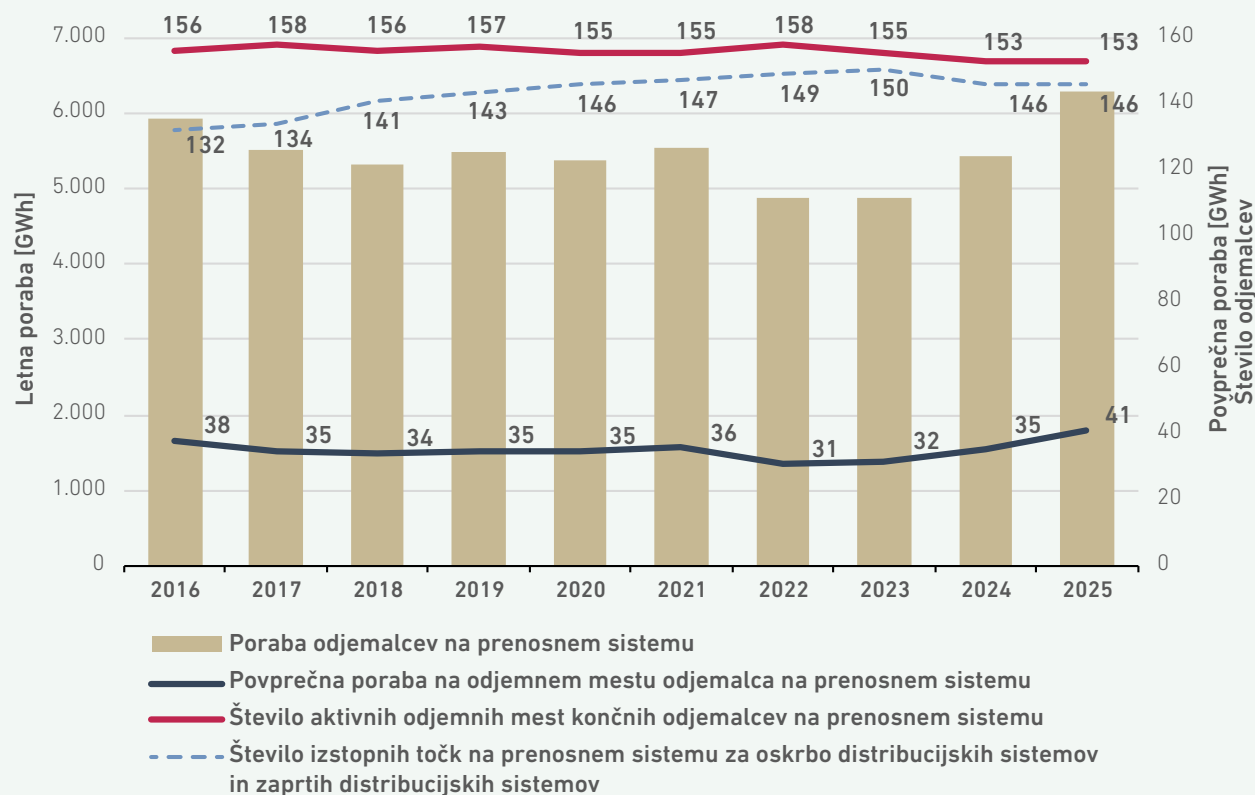


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI



Število odjemnih mest končnih odjemalcev je ostalo enako kot leto prej in je znašalo 153.

SLIKA 181: SKUPNA IN POVPREČNA PORABA NA ODJEMNEM MESTU ODJEMALCA NA PRENOSNEM SISTEMU, ŠTEVILO ODJEMNIH MEST KONČNIH ODJEMALCEV TER ŠTEVILO IZSTOPNIH TOČK NA PRENOSNEM SISTEMU PLINA V OBDOBJU 2016–2025

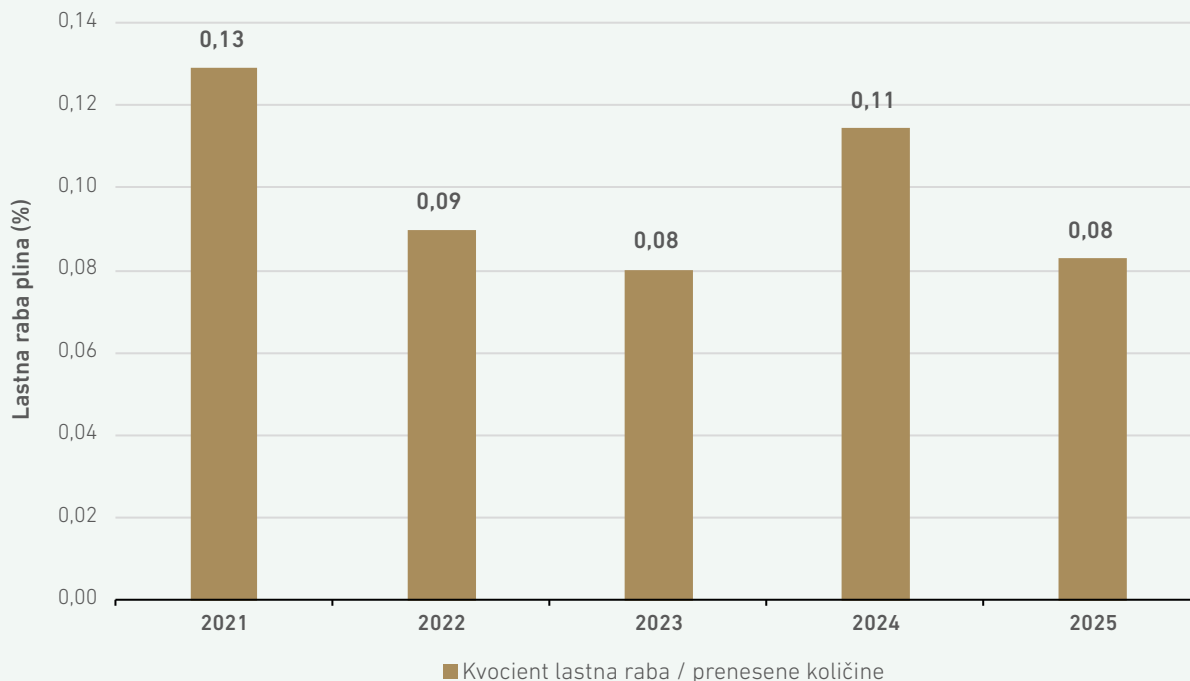


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Lastna raba plina, ki je potrebna za pogon kompresorjev in ogrevanje plina v merilno-regulacijskih postajah, je znašala 8,8 GWh, kar je 20,9 % manj kot leto prej. Zmanjšala se je tudi specifična poraba

plina za lastno rabo, ki je kvocient med količinami porabljenega plina za lastno rabo in prenesenimi količinami plina na mejnih vstopnih točkah.

SLIKA 182: LASTNA RABA PLINA, PRERAČUNANA NA PRENESENE KOLIČINE PLINA V OBDOBJU 2021–2025

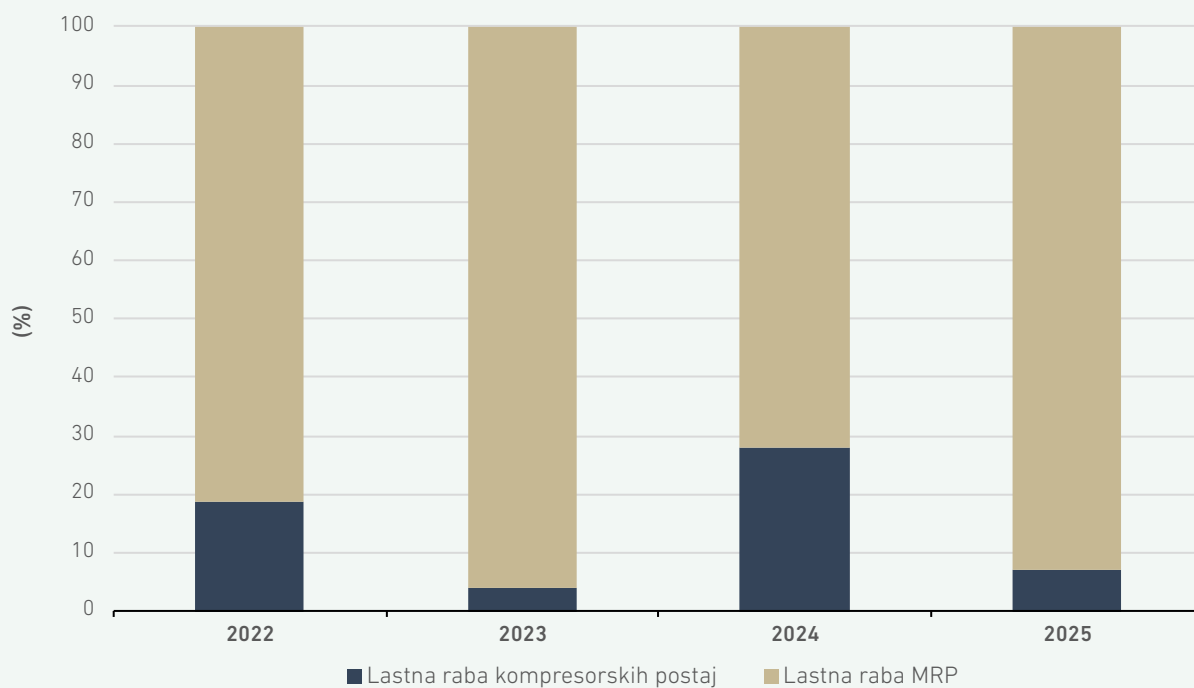


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Kompresorski postaji sta za svojo lastno rabo porabili samo 7 % plina, preostali plin je bil porabljen v merilno-regulacijskih postajah. Leto prej je bilo v kompresorskih postajah porabljenih 28 % plina za lastno rabo. Manjša raba plina v kompresorskih postajah je posledica manj prenesenega plina do drugih prenosnih sistemov.

**Lastna raba plina kompresorskih postaj
5-krat manjša kot leto prej**

SLIKA 183: RAZMERJA LASTNE RABE KOMPRESORSKIH POSTAJ IN MRP V OBDOBJU 2022–2025



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Distribucija plina

Distribucija plina se izvaja kot izbirna lokalna gospodarska javna služba (GJS) dejavnost operaterja distribucijskega sistema za oskrbo odjemalcev široke potrošnje na območjih mest in naselij ter kot distribucija industrijskim in poslovnim odjemalcem na območjih ZDS.

Vsebine in podatki v nadaljevanju, pri katerih ni izrecno navedeno, da se nanašajo na ZDS, opisujejo območja distribucije z organizirano izbirno lokalno GJS. Vsi operaterji distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemov so nemoteno opravljali distribucijo in končnim odjemalcem omogočali varno in zanesljivo oskrbo. V letu 2025 se je distribucija plina kot GJS opravljala v 86 občinah na večjem delu urbanih območij Slovenije z izjemo Primorske. V letu 2025 se distribucija plina ni na novo vzpostavila v nobeni občini. V letu 2025 je distribucijo plina kot GJS opravljalo 12 operaterjev distribucijskih sistemov. V 73 občinah je ta dejavnost organizirana s koncesijskim razmerjem med koncesionarjem in

Distribucijo plina v obliki GJS opravlja 12 operaterjev distribucijskih sistemov na območju 86 občin

lokalno skupnostjo, v 12 jo izvajajo javna podjetja, v eni občini pa se GJS izvaja v obliki vlaganja javnega kapitala v dejavnost oseb zasebnega prava. V Šenčurju in Hrastniku sta na podlagi z občino sklenjenih koncesijskih pogodb dejavnost GJS opravljala dva operaterja distribucijskih sistemov. V nekaterih občinah z že podeljeno koncesijo za opravljanje dejavnosti distribucije plina oskrba še ni bila omogočena, ker distribucijsko omrežje še ni bilo zgrajeno oziroma usposobljeno za uporabo ali ker priključitev na prenosni sistem še ni možna.

SLIKA 184: DISTRIBUCIJSKI SISTEMI PLINA GLEDE NA DISTRIBUIRANO KOLIČINO



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

Operaterji distribucijskih sistemov so v letu 2025 distribuirali 3.554 GWh plina, kar je 2,8 % več kot leto prej in 1 % manj od povprečja petletnega obdobja 2020–2024. Zvišanje distribuiranih količin plina predvsem v gospodinskem odjemu je bila posledica hladnejše zime kot leto pred tem.

Iz tujih sistemov je bilo v distribucijske sisteme predano 25,6 GWh plina, od tega iz Italije 25,5 GWh, iz Hrvaške pa 0,1 GWh.

Delež gospodinskih odjemalcev glede na skupno število odjemalcev na distribuciji znaša 89,7 %.

Po podatkih operaterjev se je odjem gospodinskih odjemalcev v letu 2025 zvišal za dobrih 10 %, negospodinski odjemalci pa so porabili 0,3 % manj kot leto prej.

Odjemalci na distribuciji so porabili 3.554 GWh plina, 2,8 % več kot v letu 2024 oz. 1 % manj od povprečja predhodnih petih let

Število gospodinskih odjemalcev se je znižalo za 110 (0,1 %), medtem ko se je za 474 (3,4 %) znižalo tudi število negospodinskih odjemalcev na distribucijskem omrežju.

Ob koncu leta 2025 je bilo evidentiranih 118.769 gospodinskih in 13.636 negospodinskih odjemalcev.

Število končnih odjemalcev (gospodinskih in negospodinskih) na distribuciji se je glede na leto

Na distribucijskih sistemih 584 odjemalcev manj kot v letu 2024

2024 zvišalo v 21 občinah (največ v občini Vrhnika, in sicer 39 odjemalcev). V 14 občinah je število končnih odjemalcev ostalo enako, v 51 občinah pa se je število končnih odjemalcev v letu 2025 znižalo (največ v Mestni občini Ljubljana, in sicer za 252 odjemalcev) glede na leto 2024.

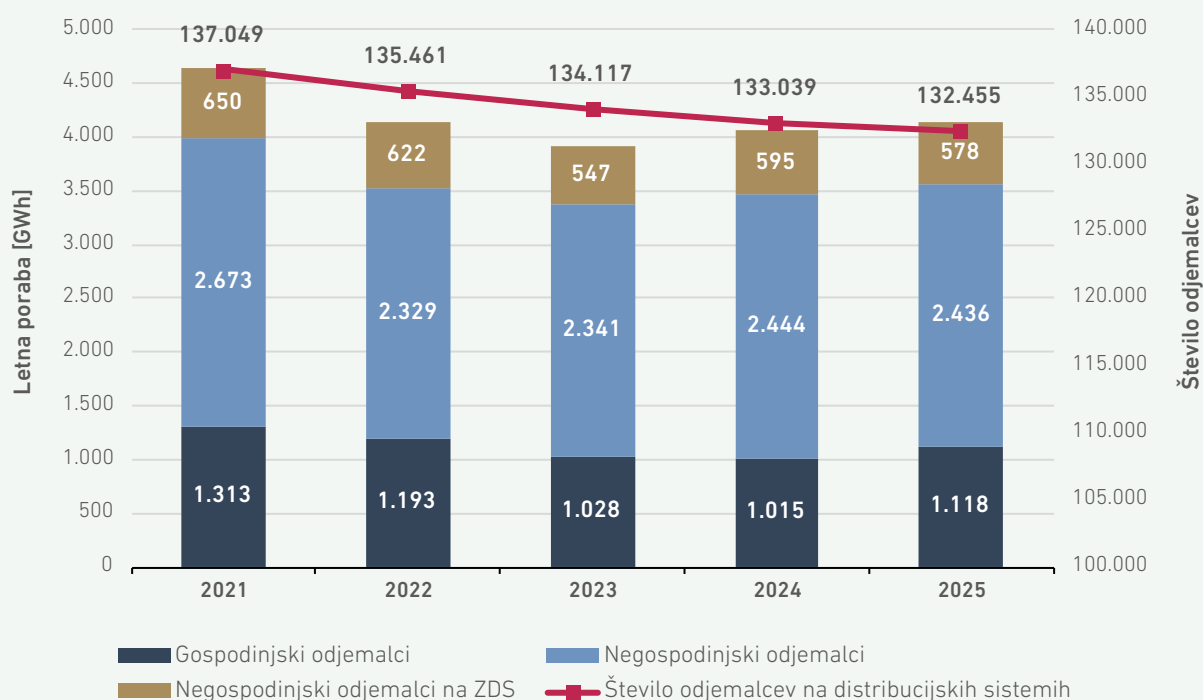
Na območjih petih ZDS, na Jesenicah, v Kranju, Kidričevem, Štorah in Anhovem, je bilo ob koncu leta 2025 evidentiranih 50 odjemalcev, enako kot leto prej. Na teh zaprtih distribucijskih območjih se distribucija plina ne izvaja kot GJS. Dostop do ZDS je omogočen le odjemalcem znotraj zaokroženega geografskega območja teh sistemov. Operaterji ZDS so na teh območjih distribuirali 578 GWh plina. V primerjavi z letom 2024 je bila poraba nižja za 2,9 %.

2,9 % nižja poraba plina na območjih ZDS kot v letu 2024

Porabo gospodinskih in negospodinskih odjemalcev na distribucijskih sistemih in ZDS ter njihovo število glede na tip odjemalca in vrsto sistema za obdobje petih let prikazuje naslednja slika.



SLIKA 185: PORABA ODJEMALCEV NA DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH IN ZDS GLEDE NA TIP ODJEMALCA IN ŠTEVILO ODJEMALCEV V OBDOBJU 2021–2025



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

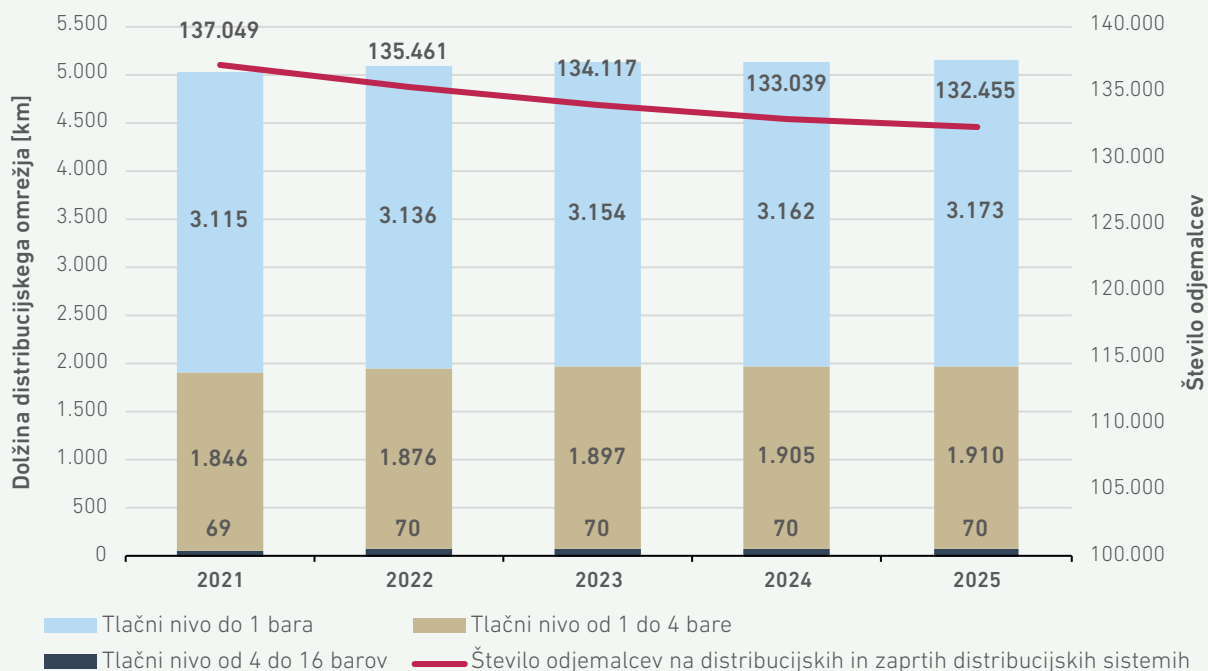
Ob koncu leta 2025 je skupna dolžina aktivnih vodov v distribucijskih sistemih in ZDS znašala 5.153 kilometrov, kar je 0,3 % več kot leto prej. Distribucijski vodi s pripadajočo infrastrukturo so večinoma v lasti operaterjev distribucijskih sistemov.

Na območjih petih ZDS je bilo evidentiranih 18,1 kilometra plinovodov, od tega 8,3 kilometra plinovodov s tlačnim nivojem od 4 do 16 barov, približno

7,6 kilometra s tlačnim nivojem od 1 do 4 bare ter 2,2 kilometra plinovodov s tlačnim nivojem do 1 bara. Distribucijsko omrežje se je v petih letih podaljšalo za 3,7 %.

Dolžinsko členitev omrežja distribucijskih sistemov in ZDS po tlačnih stopnjah, podaljšanje plinovodov skupaj s priključki in število aktivnih odjemnih mest v obdobju 2021–2025 prikazuje naslednja slika.

SLIKA 186: DOLŽINA OMREŽJA DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV IN ZDS TER ŠTEVILO AKTIVNIH ODJEMALCEV V OBDOBJU 2021–2025



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

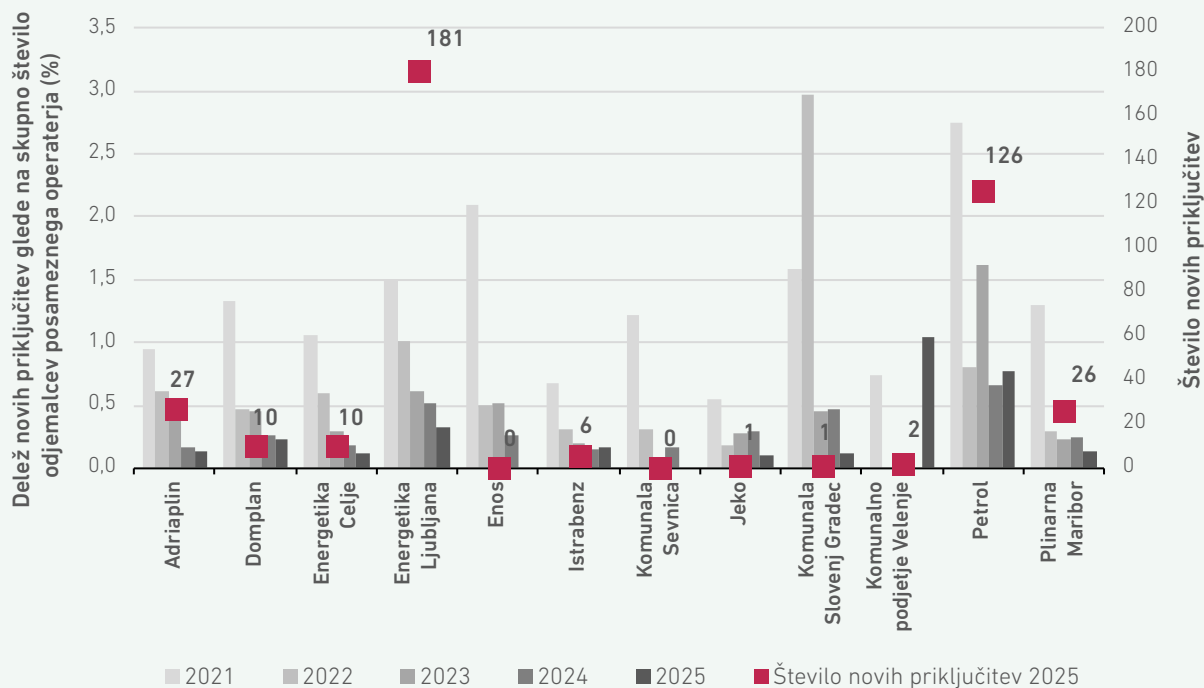
Operaterji distribucijskih sistemov plina so na distribucijska omrežja na novo priključili 390 odjemalcev, tako gospodinskih kot negospodinskih, kar je najnižja vrednost v zadnjem desetletju. Število novih priključitev se je v primerjavi z letom prej znižalo za skoraj 25 %, pri čemer je upad novih priključitev evidentiran četrto leto zapored. Do leta 2022 je bila evidentirana rast števila aktivnih odjemnih mest. V letu 2022 je bil prvič evidentirano večje znižanje števila odjemalcev in ta trend se je nadaljeval tudi v letih 2023, 2024 in 2025.

**25 % manj novih priključitev
na distribucijske sisteme kot v letu 2024**

Delež novih priključitev glede na skupno število odjemalcev posameznega operaterja in število novih priključitev na distribucijske sisteme posameznega operaterja prikazuje spodnja slika. Na ZDS v letu 2025 ni bilo priključitev novih odjemalcev.



SLIKA 187: DELEŽ IN ŠTEVILO NOVIH ODJEMALCEV NA DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH V OBDOBJU 2021–2025

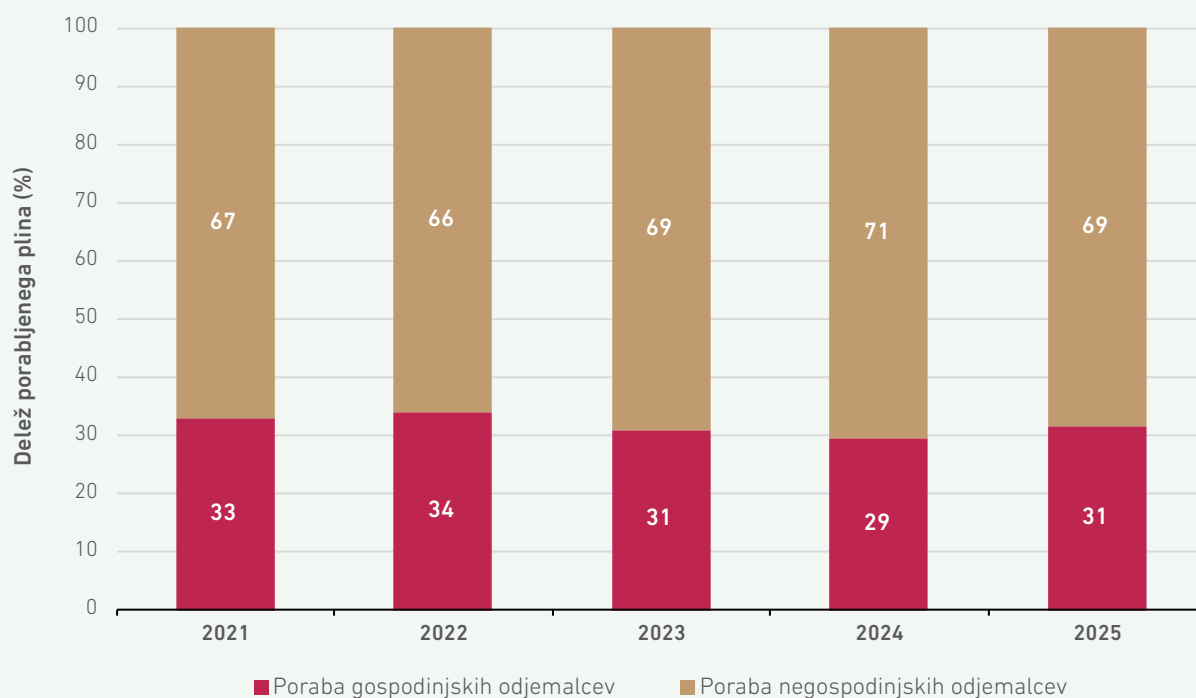


VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

Struktura odjemalcev ostaja nespremenjena. Gospodinski odjemalci so po številu predstavljali skoraj 90-odstotni delež vseh odjemalcev na distribucijskih sistemih. Podatki o distribuiranih

količinah plina v letu 2025 v primerjavi s preteklimi leti ne kažejo pomembnejših sprememb razmerij deležev gospodinskih in negospodinskih odjemalcev.

SLIKA 188: DELEŽ PORABLJENEGA PLINA IZ DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV ZA GOSPODINJSKE IN NEGOSPODINJSKE ODJEMALCE V OBDOBJU 2021–2025



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

V letu 2025 je 92 % vseh odjemalcev na distribucijskih sistemih na odjemnem mestu porabilo manj kot 25.000 kWh plina, kar zajema 96 % odjemalcev na gospodinskem odjemu in 57 % na negospodinskem odjemu.

Gospodinski odjemalci uporabljajo plin predvsem za ogrevanje bivalnih prostorov in pripravo tople sanitarne vode, v manjšem obsegu pa tudi za kuhanje.

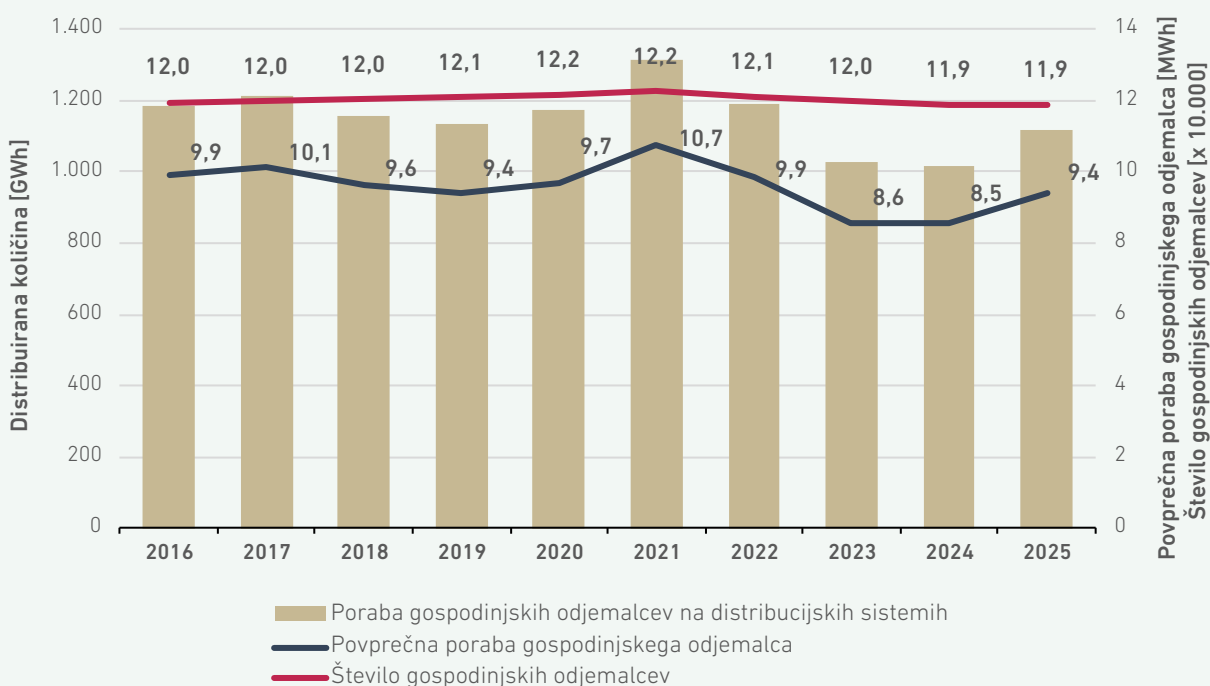
Povprečna letna poraba gospodinskih odjemalcev je narasla za 10,2 % in je znašala 9,4 MWh.

Povprečna 10-letna poraba gospodinskih odjemalcev je bila 9,5 MWh, kar nakazuje na temperaturno povprečno zimsko obdobje v letu 2025.

Povprečna poraba gospodinskih odjemalcev je narasla za 10,2 % v primerjavi z letom 2024

Skupno in povprečno porabo plina gospodinskih odjemalcev ter število teh odjemalcev v posameznem letu obdobja 2016–2025 prikazuje naslednja slika.

SLIKA 189: SKUPNA IN POVPREČNA PORABA GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV NA DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH V OBDOBJU 2016–2025



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

Negospodinski odjemalci so plin poleg ogrevanja uporabljali tudi za tehnološke in proizvodne procese, hlajenje ter za druge dejavnosti. Ob koncu leta 2025 je bilo na distribucijski sistem priključenih 474 negospodinskih odjemalcev manj kot leto pred tem.

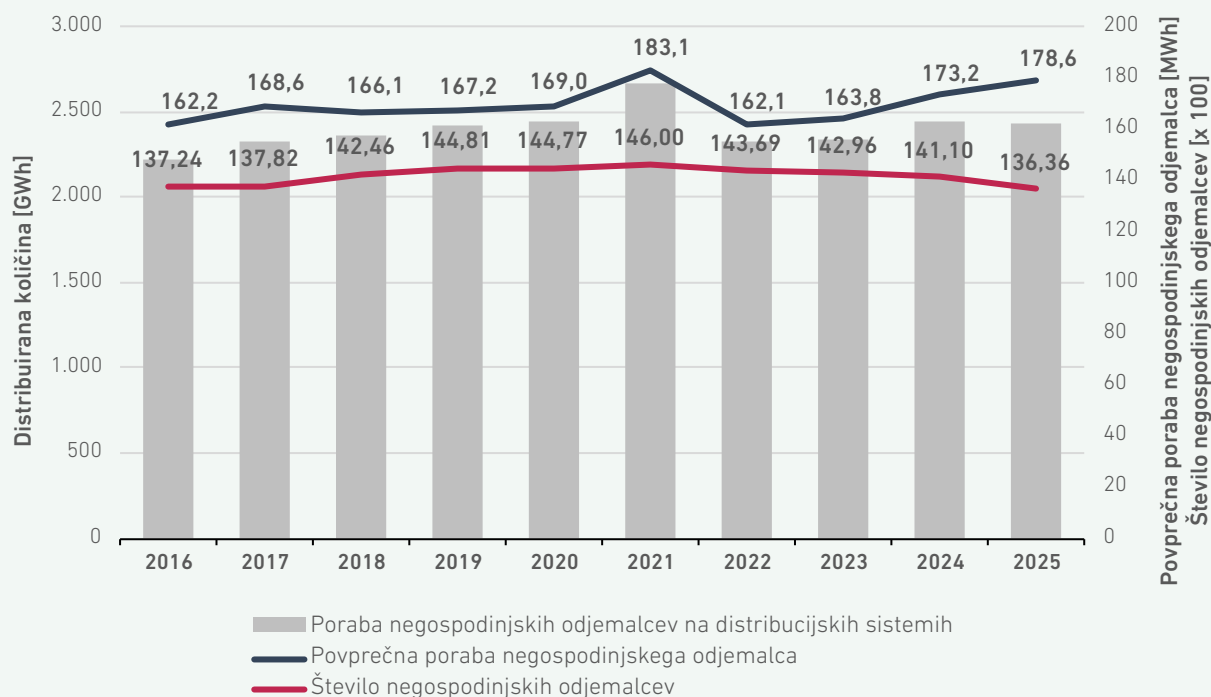
Povprečen odjem negospodinskih odjemalcev je bil leta 2025 višji za 4,9 % od povprečja petletnega obdobja 2020–2024, povprečna letna poraba negospodinskih odjemalcev pa se je zvišala za 3,1 %

Zmanjšanje števila negospodinskih odjemalcev za 474 in 3,1 % višja povprečna poraba plina negospodinskih odjemalcev na distribuciji glede na leto 2024

glede na leto 2024. Gibanje porabe in števila negospodinskih odjemalcev prikazuje naslednja slika.



SLIKA 190: SKUPNA IN POVPREČNA PORABA NEGOSPODINJSKIH ODJEMALCEV NA DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH V OBDOBJU 2016–2025



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

Na nobenem od petih ZDS operaterji niso oskrbovali gospodinskih odjemalcev. Povprečna letna poraba odjemalcev plina, priključenih na ZDS, je bila 11,6 GWh, kar je 2,9 % manj kot leta 2024. Večina odjema na območjih ZDS je namenjena tehnološkimi in proizvodnim procesom industrijskih odjemalcev, zanemarljiv del odjema pa predstavljajo manjši poslovni odjemalci, ki plin uporabljajo predvsem za ogrevanje prostorov in sanitarne vode.

Nobeden od operaterjev distribucijskih sistemov in ZDS ni imel priključenega proizvodnega vira

Distribucijski sistemi še vedno brez priključenih proizvodnih virov

zemeljskega plina, biometana ali sintetičnega metana, pa tudi vodik se ni dodajal v nobenega od distribucijskih sistemov.

Drugi energetski plini iz distribucijskih sistemov

Distribucijo drugih energetskih plinov (energetski plini, ki se uporabljajo kot energent, razen zemeljskega plina) iz distribucijskih sistemov, ki niso neposredno ali posredno povezani s prenosnim sistemom plina, so v letu 2025 na območju Slovenije opravljala štiri distribucijska podjetja. Primarno sta se kot druga energetska plina distribuirala propan ter mešanica propana in butana. Dejavnost distribucije drugih energetskih plinov se je izvajala iz 514 distribucijskih sistemov v 119 slovenskih občinah. V 113 občinah so distributerji iz 461 distribucijskih sistemov izvajali oskrbo kot tržno dejavnost, v preostalih 53 distribucijskih sistemih v devetih občinah pa v obliki GJS.

2,6 % večja poraba drugih energetskih plinov

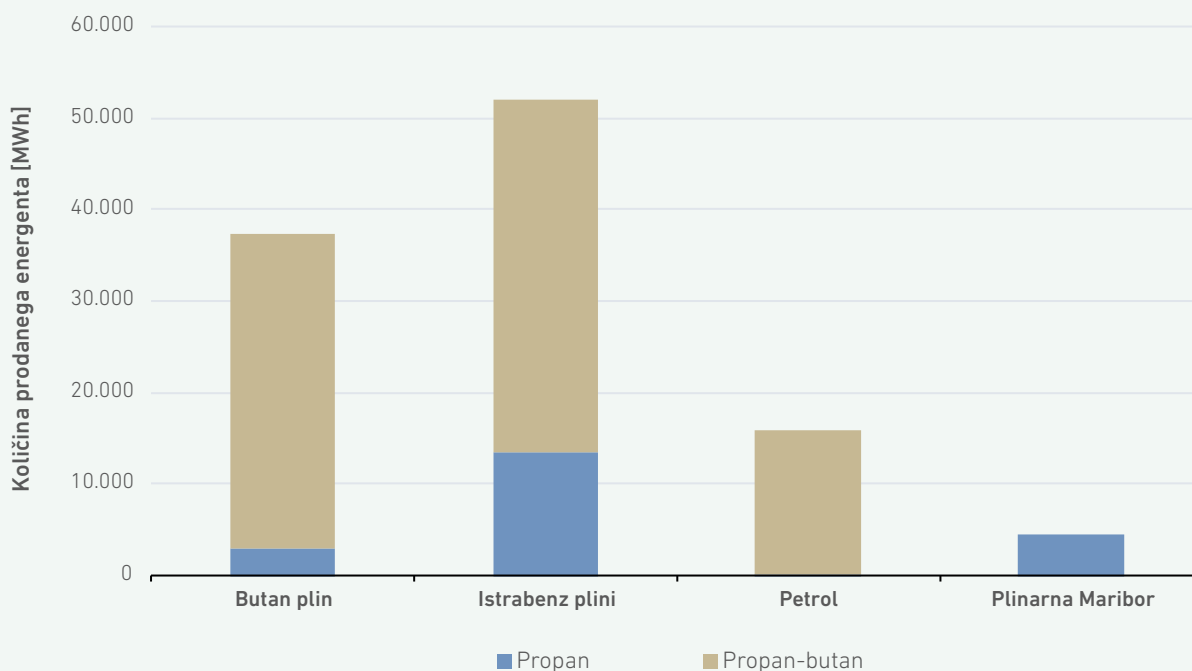
V letu 2025 je bilo iz distribucijskih sistemov drugih energetskih plinov oskrbovanih 6.195 odjemalcev, kar je 5,4 % manj kot leto prej, distribuirana energetska vrednost plinov¹⁵¹ pa je dosegla 109,9 GWh, kar je glede na leto prej 2,6-odstotno povišanje. Povprečna letna poraba odjemalca v letu 2025

151 Zaradi prejetih popravkov podatkov za leto 2024 od poročevalcev po objavi lanskega poročila lahko primerjalne spremembe med letoma 2025 in 2024 glede na predstavljene podatke v lanskem poročilu odstopajo.

znaša 17,7 MWh, kar je 7,9 % več kot leto prej. Število odjemalcev, priključenih na distribucijske sisteme v posameznih občinah, se je gibalo od dva do 1.316, povprečno število odjemalcev, priključenih na distribucijski sistem, pa je znašalo 12.

Skupna dolžina distribucijskih sistemov se je glede na leto 2024 zmanjšala za 1,8 % in je znašala 112,2 kilometra. Na sliki 191 so distributerji prikazani glede na vrsto in količino prodanega drugega energetskega plina.

SLIKA 191: DISTRIBUIRANE KOLIČINE DRUGIH ENERGETSKIH PLINOV PO DISTRIBUTERJIH IN VRSTI DISTRIBUIRANEGA PLINA



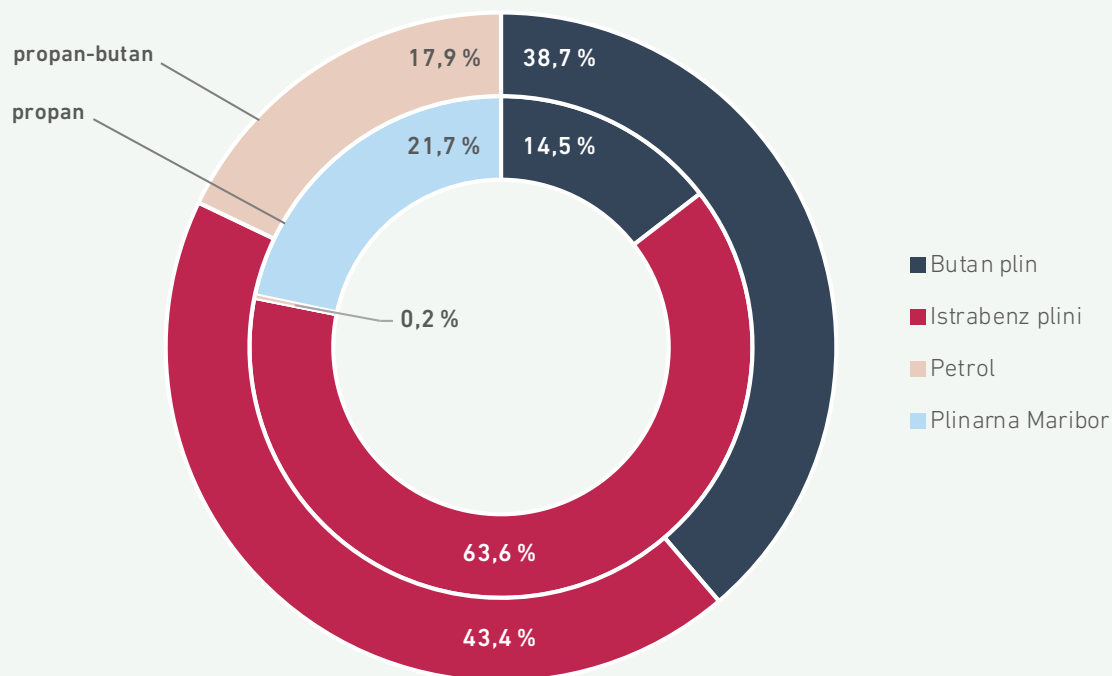
VIR: AGENCIJA

Tržne deleže¹⁵² distributerjev drugih energetskega plinov po vrsti plina in energetske vrednosti prodanih količin v letu 2025 prikazuje slika 192, slika 193

pa tržne deleže distributerjev po vrsti prodanega energetskega plina in številu oskrbovanih odjemalcev.

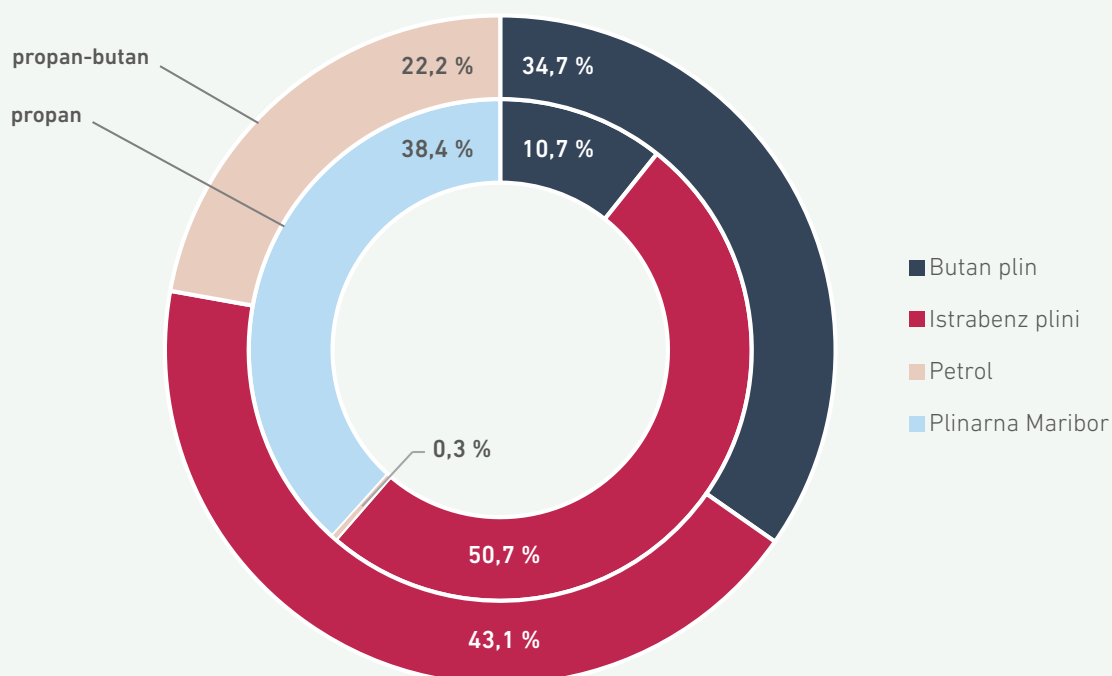
¹⁵² Razlika med skupno vsoto in posameznimi seštevki je posledica zaokroževanja na eno decimalno mesto.

SLIKA 192: TRŽNI DELEŽI DISTRIBUTERJEV DRUGIH ENERGETSKIH PLINOV (ENERGETSKA VREDNOST PRODANIH KOLIČIN)



VIR: AGENCIJA

SLIKA 193: TRŽNI DELEŽI DISTRIBUTERJEV DRUGIH ENERGETSKIH PLINOV (ŠTEVILO ODJEMALCEV)



VIR: AGENCIJA

Reguliranje omrežnih dejavnosti

Ločitev dejavnosti

V Sloveniji je v letu 2025 opravljal obvezno GJS dejavnost operaterja prenosnega sistema en izvajalec, število izvajalcev izbirne lokalne GJS dejavnosti operaterja distribucijskega sistema pa je v tem obdobju znašalo 12 in se glede na prehodno leto ni spremenilo. Operater prenosnega sistema, družba Plinovodi, je lastnica sredstev, s katerimi izvaja svojo dejavnost, ter je certificirana in imenovana kot neodvisni operater prenosnega sistema. Lastnik operaterja prenosnega sistema je družba Plinhold, katerega večinski lastnik s 77,08-odstotnim deležem je Republika Slovenija.

Operaterji distribucijskih sistemov niso pravno ločeni, saj na posamezni distribucijski sistem ni

priključenih več kot 100.000 odjemalcev. Glede na to, da so operaterji distribucijskih sistemov opravljali tudi druge energetske in tržne dejavnosti, so v skladu s 101. členom ZOP pripravili ločene računovodske izkaze. Operaterji sistemov morajo pripraviti letne računovodske izkaze, kot to za velike družbe zahteva Zakon o gospodarskih družbah. V pojasnilih k revidiranim letnim računovodskim izkazom morajo podjetja plinskega gospodarstva v celoti razkriti sodila za razporejanje po dejavnostih. Ustreznost sodil in pravilnost njihove uporabe mora letno revidirati revizor, ki o tem poda posebno poročilo.

Tehnične storitve operaterjev

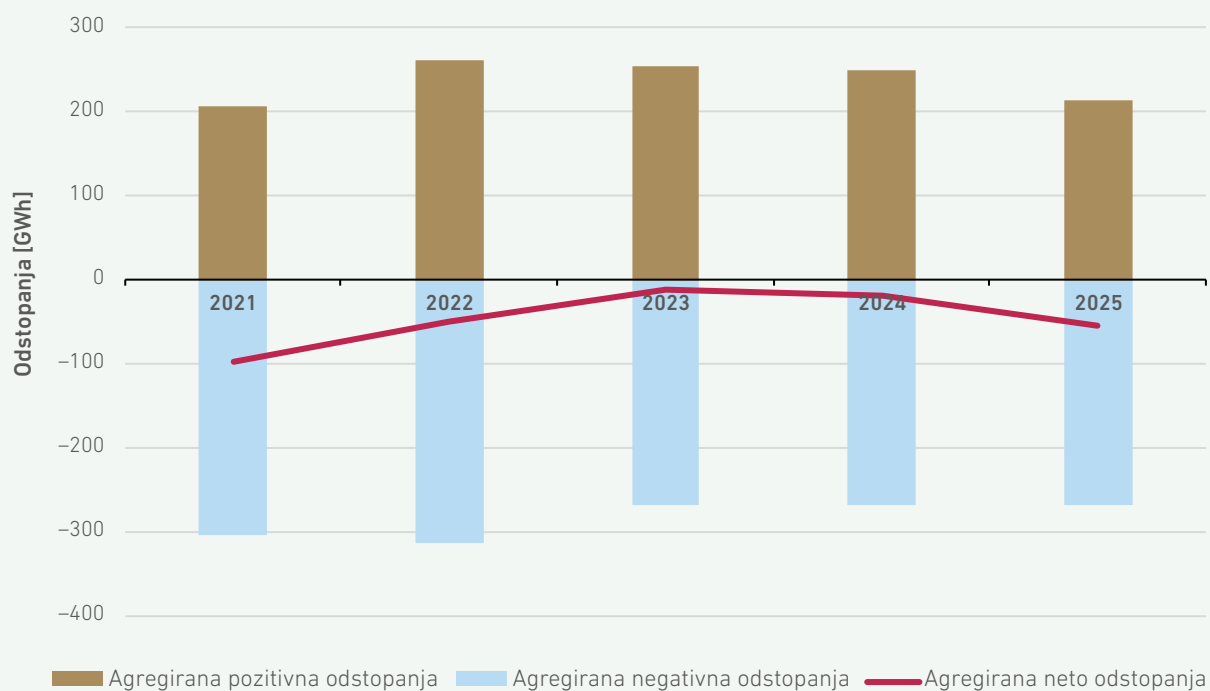
Izravnava odstopanj

Konec leta 2025 je bilo v Sloveniji aktivnih 12 nosilcev bilančnih skupin, kar je eden manj kot leto prej. Od teh jih je bilo devet tudi dobaviteljev plina slovenskim odjemalcem. Operater prenosnega sistema je z nakupom in prodajo plina na trgovni platformi in z letno pogodbo za uravnoteženje skrbel za uravnoteženje prenosnega sistema ter izvajal obračun odstopanj. Celotni prenosni sistem je eno izravnalno območje, odstopanja se ugotavljajo na dnevni podlagi in obračunavajo mesečno za vsak posamezen plinski dan.

**215 GWh pozitivnih odstopanj
(14-% letno zmanjšanje),
269 GWh negativnih odstopanj
(približno enako kot leto prej)**



SLIKA 194: AGREGIRANA Odstopanja NOSILCEV BILANČNIH SKUPIN V OBDOBJU 2021–2025



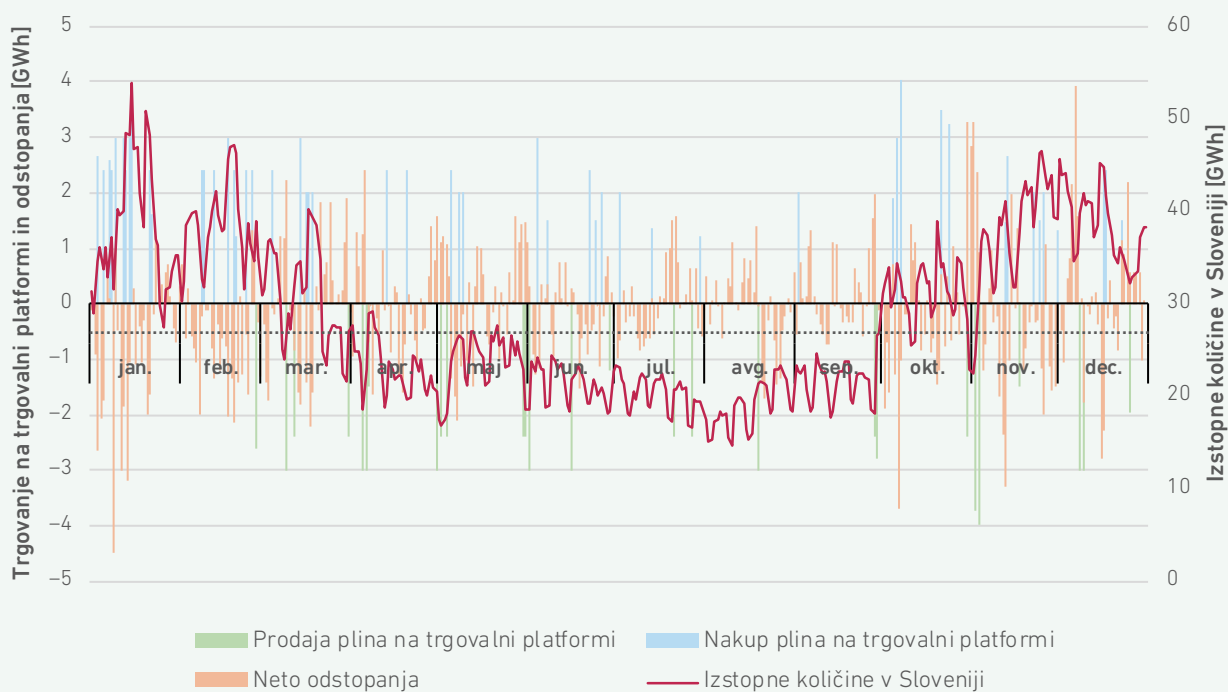
VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

V primerjavi z letom prej so se zmanjšala pozitivna odstopanja nosilcev bilančnih skupin, medtem ko so negativna odstopanja ostala na enaki ravni. V absolutnem smislu so bila negativna odstopanja za 25 % večja od pozitivnih odstopanj (letu prej 8 %). Izravnava pozitivnih in negativnih odstopanj je tako za 17 odstotnih točk manjša kot leto prej.

Odstopanja nosilcev bilančnih skupin znašajo na letni ravni 4,6 % porabljenih količin slovenskih odjemalcev plina, kar je 0,8 odstotne točke manj kot leto prej.

Operaterju prenosnega sistema je s trgovanjem na trgovalni platformi in dinamičnim uravnavanjem tlačnih razmer uspelo zagotoviti normalno obratovanje prenosnega sistema. Potem ko je v kriznem letu 2022 moral kar 16-krat uporabiti sistemsko storitev uravnaveženja prenosnega sistema, pa v zadnjih dveh letih ni bilo potrebe po uporabi te sistemske storitve.

SLIKA 195: NAKUP IN PRODAJA PLINA OPERATERJA PRENOSNEGA SISTEMA NA TRGOVALNI PLATFORMI, AGREGIRANA NETO ODSTOPANJA NOSILCEV BILANČNIH SKUPIN IN IZSTOPNE KOLIČINE PLINA V SLOVENIJI V LETU 2025

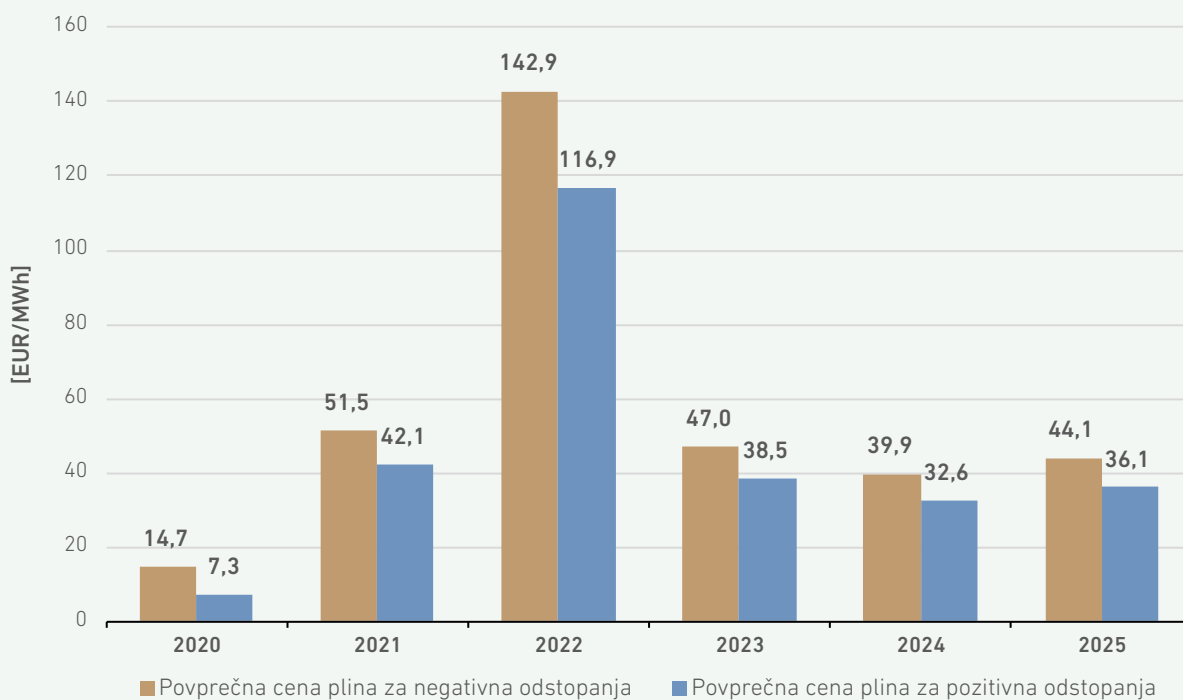


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Povprečne cene plina za odstopanja so se v primerjavi z letom prej povežale za 11 %. V primerjavi s cenami iz kriznega leta 2022 so cene nižje za 3,2-

krat, vendar so še vedno 3,6-krat višje od cen iz leta 2020, ko so bile cene na rekordno nizki ravni.

SLIKA 196: POVPREČNE CENE PLINA ZA IZRAVNAVO ODSTOPANJ V OBDOBJU 2020–2025



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI



Na trgovalni platformi je operater prenosnega sistema ustvaril približno enake prihodke kot leto prej, hkrati pa je imel 36 % večje odhodke. Prihodki iz izravnave odstopanj so bili 15 % večji kot v letu 2024, odhodki pa so bili manjši za 4 %. Večji odhodki na trgovalni platformi in hkrati večji prihodki iz izravnave odstopanj so posledica večjih neto negativnih odstopanj nosilcev bilančnih skupin. Opera-

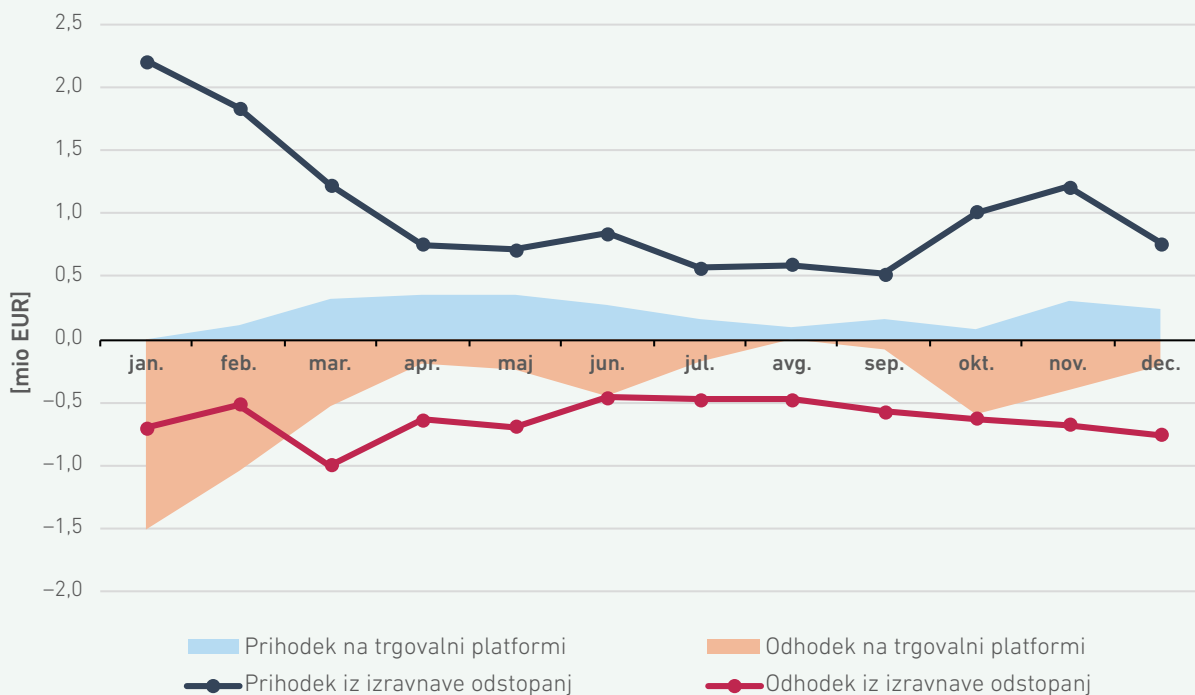
ter prenosnega sistema je pri obračunu odstopanj, nakupu in prodaji plina za uravnoteženje prenosnega sistema ter pri trgovanju na trgovalni platformi stroškovno nevtralen, kar pomeni, da presežke oziroma primanjkljaje sorazmerno porazdeli med nosilce bilančnih skupin. V letu 2025 je tako ustvaril 1,74 milijona evrov presežka, kar je približno 27 % več kot leto prej.

TABELA 35: PRIHODKI IN ODHODKI OPERATERJA PRENOSNEGA SISTEMA NA TRGOVALNI PLATFORMI, PRI IZVAJANJU SISTEMSKÉ STORITVE URAVNOTEŽENJA IN PRI OBRÁČUNAVANJU DNEVNIH ODSTOPANJ TER POVPREČNE PRODAJNE/NAKUPNE CENE

Aktivnost / storitev operaterja prenosnega sistema		2021	2022	2023	2024	2025
Trgovalna platforma	Prihodki [mio EUR]	3,4	12,8	4,1	2,5	2,5
	Povprečna prodajna cena [EUR/MWh]	37,9	110,5	37,5	33,6	35,3
	Odhodki [mio EUR]	-10,1	-20,6	-5,7	-4,0	-5,4
	Povprečna nakupna cena [EUR/MWh]	50,4	124,0	48,2	40,5	44,7
Sistemska storitev uravnoteženja	Prihodki [mio EUR]	1,1	1,9	0,1	0	0
	Povprečna prodajna cena [EUR/MWh]	103,4	113,2	65,6	/	/
	Odhodki [mio EUR]	-0,2	-1,3	0	0	0
	Povprečna nakupna cena [EUR/MWh]	76,3	149,7	/	/	/
Izravnava odstopanj	Prihodki [mio EUR]	16,4	38,9	13,0	10,7	12,2
	Povprečna mejna nakupna cena - obračun negativnih odstopanj [EUR/MWh]	51,5	142,9	47,0	39,9	44,1
	Odhodki [mio EUR]	-9,8	-28,8	-10,2	-7,9	-7,6
	Povprečna mejna prodajna cena - obračun pozitivnih odstopanj [EUR/MWh]	42,1	116,9	38,5	32,6	36,1

VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

SLIKA 197: PRIHODKI IN ODHODKI OPERATERJA PRENOSNEGA SISTEMA NA IZRAVNALNEM TRGU V LETU 2025

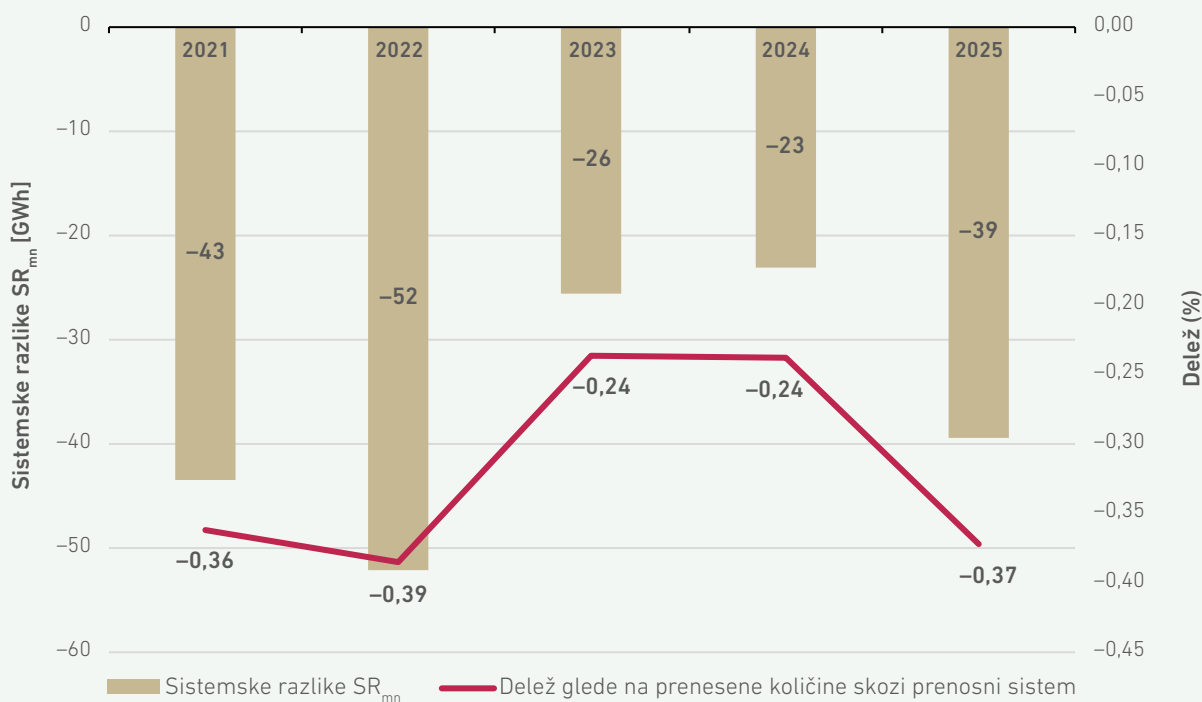


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Sistemske razlike zaradi merilnih negotovosti SR_{mn} so bile v primerjavi z letom prej v absolutnem smislu višje za 70 %, posledično se je v absolutnem smislu povečal tudi delež od prenesenih količin po

prenosnem sistemu. Za razliko od preteklih let so bile sistemske razlike SR_{mn} pozitivne vsaj v enem mesecu (april), v ostalih mesecih pa so bile negativne.

SLIKA 198: SISTEMSKE RAZLIKE SR_{mn} IN DELEŽ GLEDE NA PRENESENE KOLIČINE SKOZI PRENOSNI SISTEM V OBDOBJU 2021–2025



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

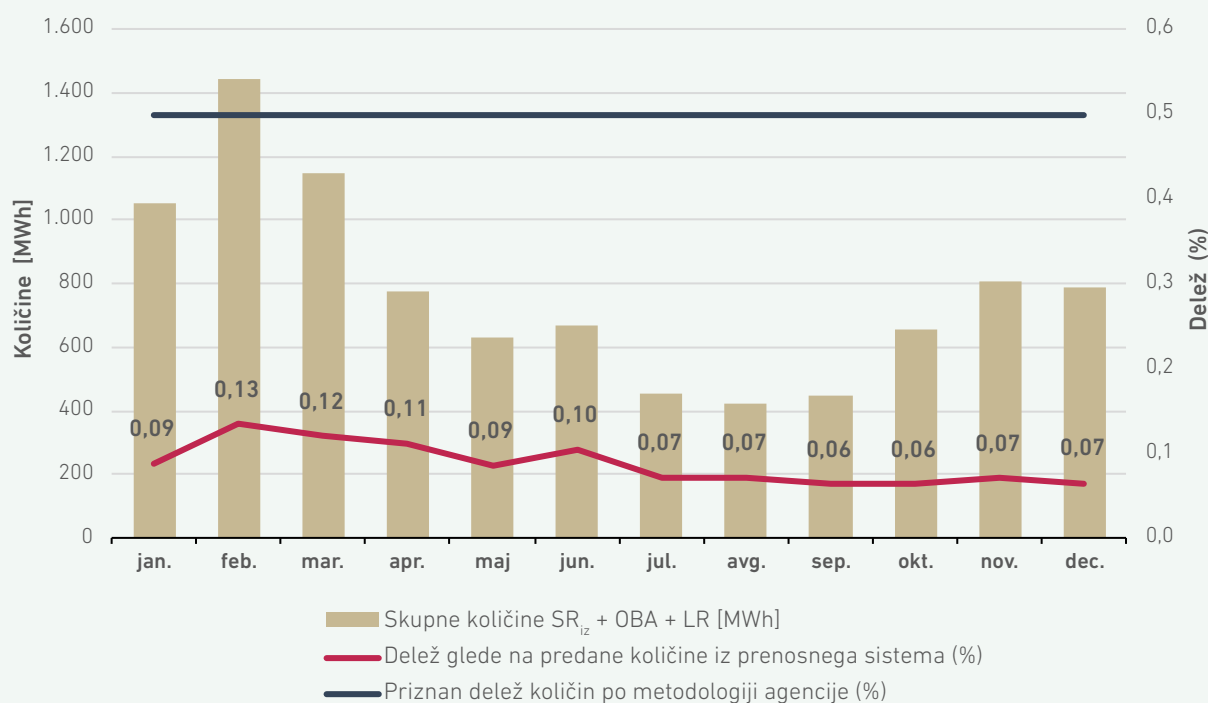


Sistemske razlike zaradi izgub SR_{iz} so precej manjše od sistemskih razlik SR_{mn} in so v letu 2025 znašale 53 MWh oziroma 64 % manj kot leto prej.

Operaterju prenosnega sistema so priznani stroški za sistemske razlike zaradi izgub, količin za lastno

rabo in količin za namen obračuna po OBA (Operational Balancing Agreement) v skupni vrednosti do 0,5 % po prenosnem sistemu prenesenih količin. V letu 2025 je vsota teh količin v povprečju znašala 0,09 %.

SLIKA 199: MESEČNO GIBANJE VSOTE SISTEMSKIH RAZLIK SR_{iz} , KOLIČIN ZA LASTNO RABO IN KOLIČIN ZA NAMEN OBRAČUNA PO OBA V LETU 2025



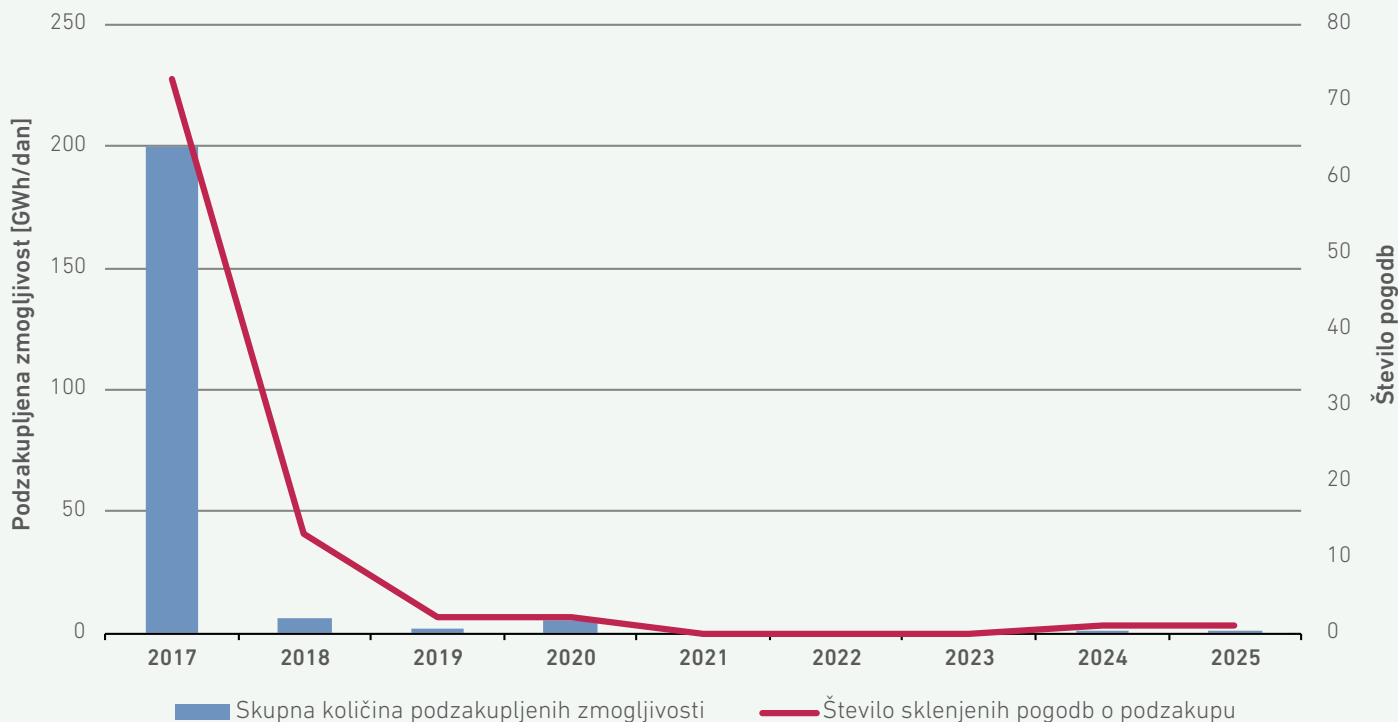
VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Sekundarni trg s prenosnimi zmogljivostmi

S sekundarnimi zmogljivostmi se je enako kot leto prej tudi v 2025 trgovalo samo na vstopni povezovalni točki Rogatec. Ta mejna povezovalna točka je

bila že drugo leto zapored pogodbeno in tudi fizično prezasedena.

SLIKA 200: TREND RAZVOJA SEKUNDARNEGA TRGA S PRENSNIMI ZMOGLJIVOSTMI V OBDOBJU 2017–2025



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Za trgovanje na sekundarnem trgu prenosnih zmogljivosti je bilo prelomno leto 2017, ko se je iztekla večina dolgoročnih pogodb o prenosu. K zmanjšanju vloge sekundarnega trga so prispevali tudi močno zmanjšan zakup zmogljivosti na mejnih

točkah, vse močnejši trend zakupa kratkoročnih zmogljivosti, uvedba elektronskih dražb zakupa zmogljivosti in boljše optimiziranje zakupa zmogljivosti pri uporabnikih prenosnega sistema.

Večletni razvoj plinovodnega omrežja

Naložbe v prenosni sistem plina

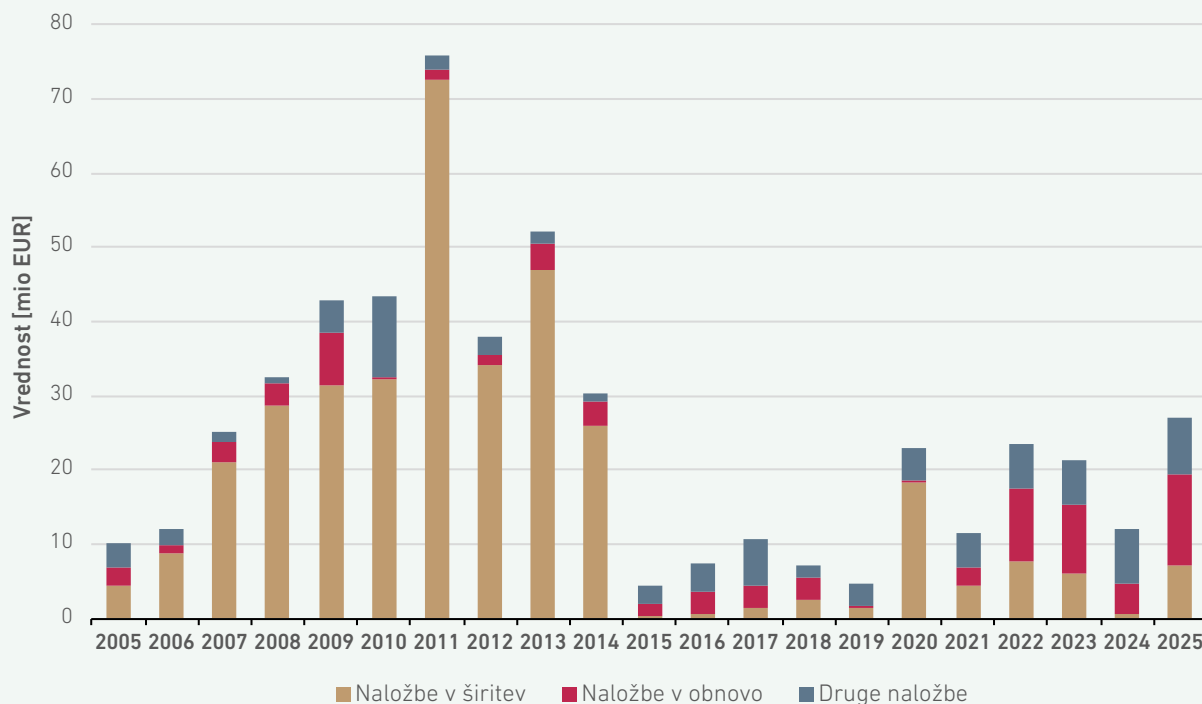
Operater prenosnega sistema je za naložbe v prenosni sistem namenil 27,1 milijona evrov, kar je 2,3-krat več kot leto prej. Naložbe v širitev so znašale 7,2 milijona evrov, naložbe v obnovo 12,1 milijona evrov, druge naložbe pa 7,8 milijona evrov. Vse naložbe so bile financirane iz amortizacije osnovnih sredstev in iz ostalih lastnih virov.

Dolžina plinovodov prenosnega sistema je v letu 2025 ostala nespremenjena, kar pomeni, da ni bilo aktiviranih nobenih novih plinovodov, prav tako tudi ni bilo opuščanja plinovodov.

27,1 milijona EUR naložb v prenosni sistem – 2,3-krat več kot leto prej



SLIKA 201: NALOŽBE V PRENOSNI SISTEM PLINA V OBDOBJU 2005–2025



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Pomembnejše aktivnosti v 2025 pri izvajanju naložb so bile povezane z gradnjo nove mejne merilno-regulacijske postaje Vrtojba, začetkom gradnje prve etape plinovodne zanke Zreče in z začetkom gradnje plinovoda M6 na odseku od Ajdovščine do Sežane. Operater prenosnega sistema je izvajal še številne aktivnosti na področju umeščanja v prostor, urejanja stvarnopravnih pravic in pridobivanja gradbenih dovoljenj.

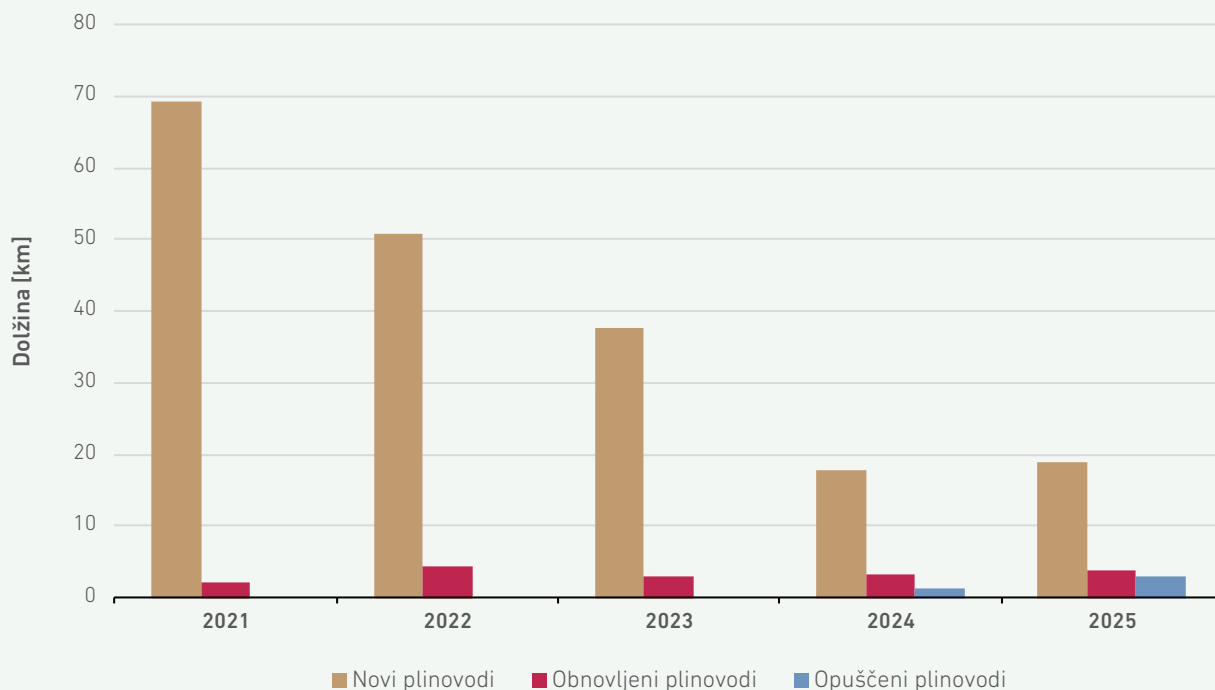
V letu 2026 bo operater prenosnega sistema zaključil gradnjo MMRP Vrtojba in nadaljeval gradnjo plinovoda M6 Ajdovščina–Lucija ter gradnjo prenosnega plinovoda R21AZ Konjiška vas–Oplotnica. Predviden je tudi začetek gradnje projekta R25A/1 Trbovlje–Hrastnik in gradnje prenosnega plinovoda R51b TE-TOL–Fužine/Vevče. Med projekti priključitev je predvidena izgradnja MRP Koto in MRP Dobrunje.

Naložbe v distribucijske sisteme plina

Operaterji distribucijskih sistemov so zgradili 19,0 kilometra novih plinovodov, kar pomeni 1,3 km več kot leto prej. Obnovljenih je bilo 3,9 km distribucijskih plinovodov, kar je 18 % več kot leta 2024. Zaradi neuporabe je bilo opušenih 2,9 km plinovodov, kar je dvakrat več kot leto prej.

19,0 km novih distribucijskih plinovodov – 7 % več kot leto prej

SLIKA 202: TREND IZGRADNJE, OBNOVE IN OPUŠČANJA DISTRIBUCIJSKIH PLINOVODOV V OBDOBJU 2021–2025

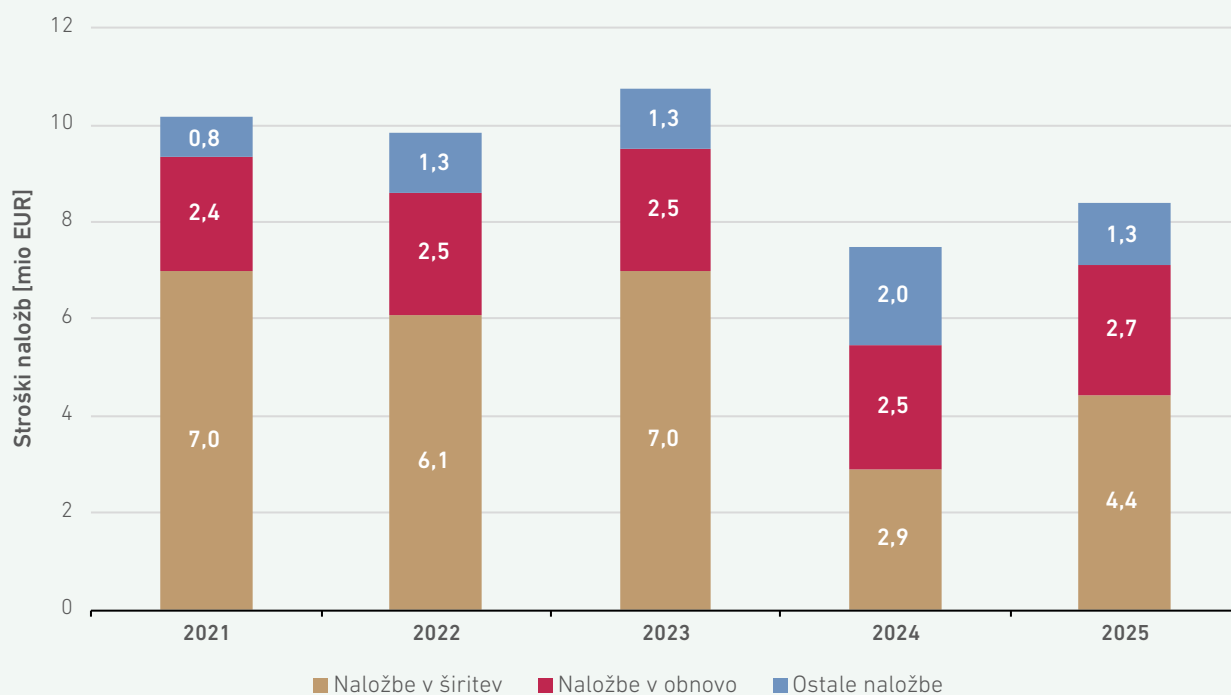


VIR: AGENCIJA

Skupna vrednost naložb v distribucijske sisteme je znašala 8,41 milijona evrov, kar je 12 % več kot leto prej. Naložbe v širitev omrežja so znašale 4,44 milijona evrov, naložbe v obnovo distribucijskih sistemov 2,68 milijona evrov, druge naložbe, ki niso neposredno povezane z izgradnjo ali obnovo distribucijskih sistemov, pa 1,30 milijona evrov.

3,9 km obnovljenih in 2,9 km opuščenih distribucijskih plinovodov

SLIKA 203: STROŠKI NALOŽB V DISTRIBUCIJSKE PLINOVODE V OBDOBJU 2021–2025



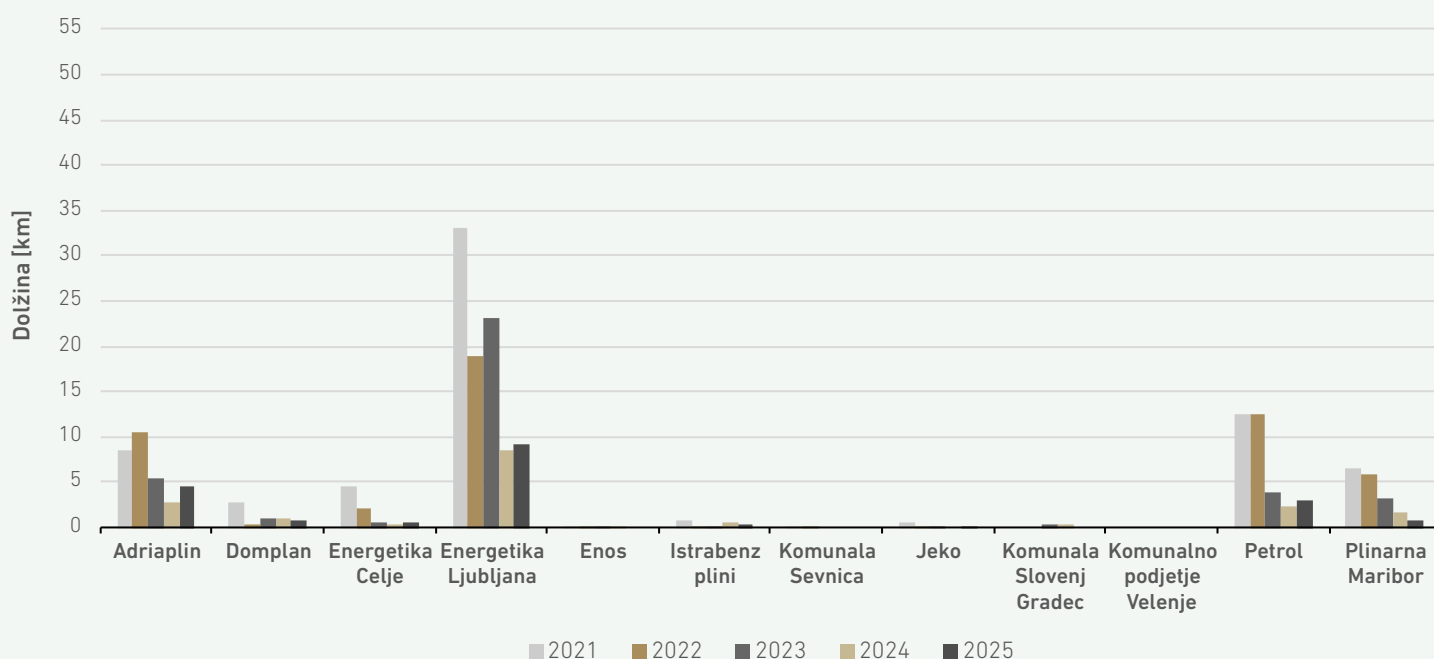
VIR: AGENCIJA



Slika 204 prikazuje intenzivnost izgradnje novih plinovodov posameznih operaterjev distribucijskih sistemov. V zadnjih petih letih so trije najbolj aktivni operaterji zgradili skupaj 82 % novih plinovodov, šest operaterjev pa svojih distribucijskih sistemov skoraj ni širilo, saj so skupaj zgradili le 2 % novih plinovodov.

8,4 milijona EUR naložb v distribucijske sisteme – 12 % več kot leta 2024

SLIKA 204: DOLŽINA NOVIH DISTRIBUCIJSKIH OMREŽIJ V OBDOBJU 2021–2025



VIR: AGENCIJA

Varnost in zanesljivost obratovanja ter kakovost oskrbe

Operater prenosnega sistema, operaterji distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemov (ZDS) so zagotavljali varen in zanesljiv transport plina po svojih omrežjih, priključevali ter opravljali vsa potrebna vzdrževalna dela na omrežjih.

Dnevna konična obremenitev prenosnega omrežja je bila zabeležena v zimskem obdobju (15. januarja 2025) in je znašala 2.242 MWh/h.

Dnevna konična obremenitev prenosnega omrežja je bila zabeležena v zimskem obdobju (15. januarja 2025) in je znašala 2.242 MWh/h

30-% upad priključitev na distribucijske sisteme v primerjavi z letom 2024

Operater prenosnega sistema je izdal tri soglasja za priključitev, enako kot leto prej. Na prenosni sistem v letu 2025 ni bilo priključeno in aktivirano novo odjemno mesto¹⁵³.

Operaterji distribucijskih sistemov plina so v letu 2025 prejeli 569 vlog za izdajo soglasja za priključitev in izdali 571 soglasij. Število izdanih soglasij

153 Število novih priključitev ne odraža razlike v številu aktivnih odjemnih mest na prenosnem sistemu ob koncu leta 2025 v primerjavi z letom prej, ker so v skupnem številu aktivnih odjemnih mest upoštevana le tista s sklenjeno pogodbo o zakupu prenosne zmogljivosti.

se je v primerjavi z letom prej znižalo za skoraj 16 %, v primerjavi z letom 2023 pa za 28 %. Operaterji so v letu 2025 priključili 364 odjemnih mest, kar je slabih 30 % manj kot leto prej in skoraj 56 % upad v primerjavi z letom 2023.

Povprečen čas trajanja celotnega postopka priključitve novih odjemalcev na distribucijski sistem je pri osmih operaterjih znašal do 15 delovnih dni po oddaji popolne vloge za priključitev. Pri drugih je celoten postopek priključitve trajal povprečno od 30 do 72 delovnih dni.

Za fizično priključitev na omrežje je deset operaterjev v povprečju potrebovalo do šest delovnih dni, pri dveh pa je bilo treba na fizični priklop čakati v povprečju deset in pri drugem v povprečju 34 delovnih dni.

Na območjih petih ZDS v letu 2025 ni bilo evidentirani nobenih priključitev.

Zanesljivo in varno obratovanje za nemoteno oskrbo odjemalcev so operaterji prenosnega sistema in operaterji distribucijskih sistemov plina zagotavljali z rednimi in izrednimi vzdrževalnimi deli.

Operater prenosnega sistema je na prenosnem sistemu v letu 2025 opravil 44 načrtovanih in 180 nenačrtovanih del. Zaradi dobro načrtovanih del je bila dobava plina neprekinjena. Prav tako je bila dobava plina zaradi nenačrtovanih del neprekinjena v letu 2025.

Na distribucijskih sistemih so operaterji opravili 2.749 načrtovanih del. Njihovo število se je v letu 2025 zvišalo za 10 %. Skupni čas trajanja del pa je bil daljši za dobrih 4 % glede na prehodno leto.

V primerjavi z letom 2024 se je skupni čas prekinitev dobave zaradi načrtovanih del podaljšal za približno 30 %

Glede na daljši čas trajanja del so načrtovana dela odjemalcem povzročila dobrih 30 % daljši čas prekinitev dobave plina v primerjavi z letom 2024.

Podatek o skupnem času trajanja načrtovanih prekinitev v letu 2025 dejansko odstopa navzgor glede na pretekla leta.

Število izvedenih načrtovanih prekinitev v letu 2025 je bilo 2.776, kjer je skupni čas prekinitev oskrbe znašal 3.338 ur. Na distribucijskih sistemih

treh operaterjev so bila načrtovana dela opravljena brez motenj oziroma prekinitev oskrbe. Na distribucijskem sistemu enega operaterja je skupni čas vseh prekinitev zaradi načrtovanih del znašal 2.816 ur. Na območjih preostalih osmih operaterjev pa je bil evidentiran skupni čas prekinitev zaradi načrtovanih del med dvema in 356 urami.

Nenačrtovanih posegov na distribucijskih sistemih je bilo 781, število pa se je v primerjavi z letom prej zvišalo za 1 %. Ti posegi so povzročili 111 prekinitev oskrbe. Skupni čas nenačrtovanih prekinitev oskrbe je znašal 1.168 ur, kar je 51,6 % manj kot v predhodnem letu. Vzrok nenačrtovanih prekinitev je bila višja sila, in sicer v trajanju 56 ur, ter delovanje tretjih oseb v trajanju 1.112 ur. Pri treh operaterjih tovrstnih prekinitev ni bilo, pri osmih operaterjih je skupni čas nenačrtovanih prekinitev trajal od ene do 86 ur, pri enem operaterju pa je skupni čas nenačrtovanih prekinitev znašal 907 ur.

Kazalnika neprekinjenosti dobave sta SAIDI, ki kaže dolžino prekinitev na odjemalca, in SAIFI, ki kaže število prekinitev na odjemalca. Za število odjemalcev se upošteva povprečno število odjemalcev na distribucijskih sistemih v letu poročanja.

Kazalnik SAIDI za distribucijske sisteme za leto 2025, ki upošteva dolžino vseh prekinitev, znaša 40,7 min/odjemalec, v letu 2024 je znašal 19,3 min/odjemalec.

Kazalnik SAIDI za nenačrtovane prekinitev je v letu 2025 dosegel vrednost 32,6 min/odjemalec, v letu 2024 pa 11,1 min/odjemalec. Te se odražajo tudi v spremembi kazalnika SAIFI, ki je za isto obdobje in vsa distribucijska omrežja za leto 2025 znašal 0,04 prekinitev/odjemalec, v letu 2024 pa 0,023 prekinitev/odjemalec.

Kazalnik SAIFI za nenačrtovane prekinitev je dosegel vrednost 0,03 prekinitev/odjemalec, v letu 2024 pa 0,016 prekinitev/odjemalec.

Na območjih vseh operaterjev ZDS so bila opravljena vzdrževalna dela, ki so povzročila prekinitev oskrbe v skupnem trajanju treh ur. Skupni čas trajanja izvedenih načrtovanih del na omrežju ZDS je znašal 6.913 ur, od tega je bil skupni čas del rednega vzdrževanja 3.705 ur, rekonstrukcije 16 ur, pregledov 2.500 ur, preizkusov 318 ur in kontrolnih meritev 374 ur.

Dejavnosti operaterja prenosnega sistema in operaterjev distribucijskih sistemov plina v povezavi s priključevanjem uporabnikov sistema in vzdrževalnimi deli na sistemu v obdobju 2023–2025 prikazuje naslednja tabela.



TABELA 36: PARAMETRI PRIKLJUČEVANJA IN IZVEDENIH VZDRŽEVALNIH DEL V OBDOBJU 2023–2025

Operater plinskega sistema	Operater prenosnega sistema			Operaterji distribucijskih sistemov		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025
PRIKLJUČEVANJE NA SISTEM						
Število izdanih soglasij	5	3	3	796	678	571
Povprečni čas trajanja upravnega postopka [dni]	16	17	56	7	6	7
Najdaljši čas trajanja upravnega postopka [dni]	-	-	-	15	15	12
Najkrajši čas trajanja upravnega postopka [dni]	-	-	-	1	1	1
Število izvedenih priključitev	1	0	0	822	518	390
Povprečni čas trajanja celotnega postopka priključitve [dni]	429	0	0	15	15	21
Najdaljši čas trajanja celotnega postopka priključitve [dni]	429	0	0	30	35	72
Najkrajši čas trajanja celotnega postopka priključitve [dni]	-	-	-	8	2	2
VZDRŽEVALNA DELA NA SISTEMU						
Število izvedenih načrtovanih del	75	55	44	2.368	2.498	2.776
Skupni čas izvajanja načrtovanih del [ure]	107.568	110.000(*)	110.400	106.314	104.879	109.585
Skupni čas prekinitev oskrbe zaradi načrtovanih del [ure]	71	0	58	1.036	2.543	3.338
Najdaljši čas posamezne načrtovane prekinitve [ure]	54	0	12	192	726	238
Najkrajši čas posamezne načrtovane prekinitve [ure]	6	0	6	1	1	1
Število izvedenih nenačrtovanih del	329	316	180	929	773	781
Skupni čas izvajanja nenačrtovanih del [ure]	777	774	413	6.169	4.141	3.003
Število prekinitev oskrbe zaradi nenačrtovanih del	1	-	0	78	105	111
Skupni čas prekinitev oskrbe zaradi nenačrtovanih del [ure]	14	-	0	6.908	2.415	1.168

(*) popravljena vrednost parametra

VIR: AGENCIJA

Omrežnina za prenosni in distribucijske sisteme plina

Določitev omrežnine

Agencija izvaja regulacijo dejavnosti prenosa in distribucije plina na podlagi metode reguliranih omrežnin. Ta metoda operaterjem sistema z določitvijo omrežnine in drugih prihodkov ter ob upoštevanju presežkov omrežnine iz preteklih let omogoča pokrivanje vseh upravičenih stroškov regulativnega obdobja in primanjkljajev iz prejšnjih let. Upravičeni stroški operaterja sistema so tisti stroški, ki so potrebni za izvajanje dejavnosti distribucije ali prenosa plina ter izpolnjujejo pogoje iz metodologije za določitev regulativnega okvira, izdane na podlagi 104. člena ZOP.

Z regulacijo agencija spodbuja stroškovno učinkovitost operaterjev sistema, omogoča njihovo stabilno in trajno poslovanje, zagotavlja predvidljivo okolje za vlagatelje oziroma lastnike ter stabilne pogoje za uporabnike sistema. Spodbude so vezane na realizirane upravičene stroške, brezplačno prejeta sredstva in doseganje 25-odstotne razlike med prihodki in stroški operaterja prenosnega sistema pri nakupu dodatnih zmogljivosti po programu prevelikega zakupa in ponovnega odkupa.

Pred začetkom regulativnega obdobja operaterji sistemov ob soglasju agencije določijo načrtovane upravičene stroške ter vire za njihovo pokritje, in sicer na podlagi metodologije za določitev regulativnega okvira. Hkrati določijo tudi tarifne postavke omrežnine za regulativno obdobje, v skladu z metodologijo za obračun omrežnine.

Po koncu posameznega leta regulativnega obdobja operaterji sistema ugotavljajo odstopanja od regulativnega okvira – kot razliko med priznanimi upravičenimi stroški in priznanimi viri za njihovo pokrivanje, izračunanimi po kriterijih iz metodologije za določitev regulativnega okvira. V tem okviru se preverja tudi upravičenost operaterja sistema do spodbud. Odstopanja od regulativnega okvira se

lahko kažejo kot primanjkljaj ali presežek omrežnine.

Metoda regulirane omrežnine določa tudi, da morajo operaterji sistemov presežek omrežnine upoštevati kot namenski vir za pokrivanje primanjkljajev iz prejšnjih let oziroma za upravičene stroške naslednjih let. Prav tako pa ima operater sistema pravico, da se primanjkljaj omrežnine upošteva pri določanju omrežnine v naslednjih letih.

S 1. januarjem 2025 se je za operaterje sistema začelo novo triletno regulativno obdobje, ki bo trajalo od 1. januarja 2025 do 31. decembra 2027.

Agencija je v letu 2024 sprejela Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira operaterja sistema plina¹⁵⁴. Na tej podlagi so operaterji sistema v letu 2024 ob predhodnem soglasju agencije določili regulativni okvir, tarifne postavke omrežnine ter tarifne postavke za preostale storitve za regulativno obdobje 2025–2027.

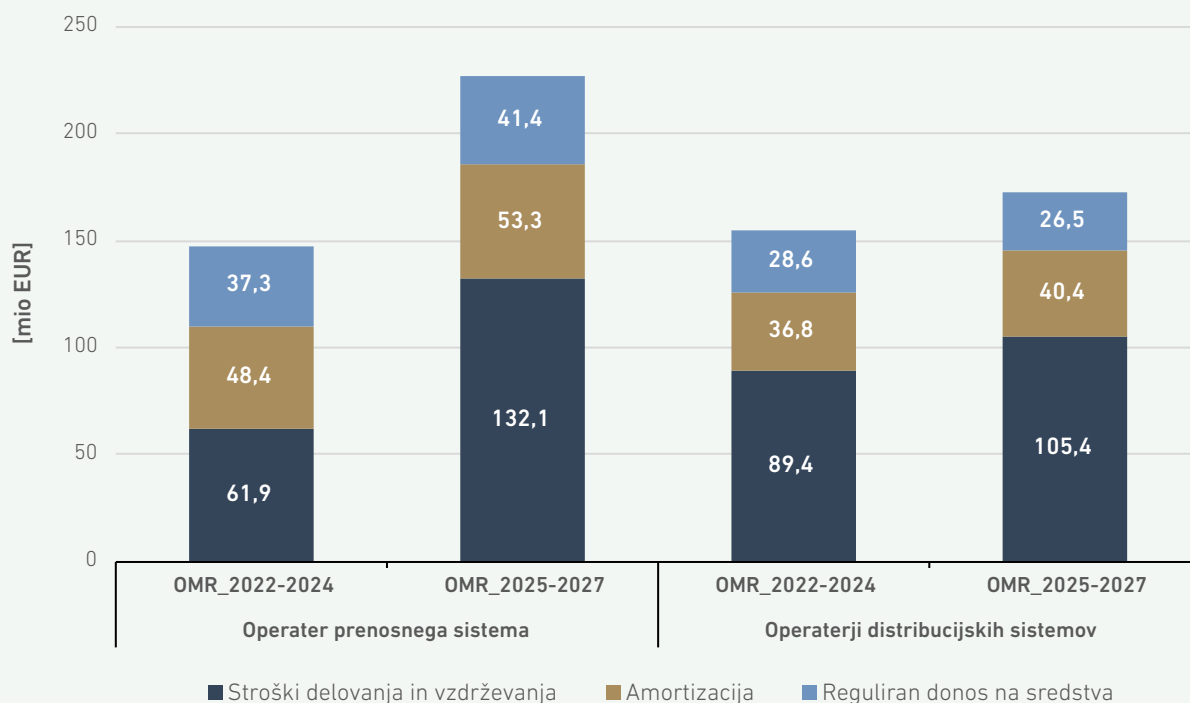
Za to regulativno obdobje je operater prenosnega sistema načrtoval upravičene stroške v višini 226,7 milijona EUR, kar je 54-odstotno povečanje v primerjavi s prejšnjim triletnim regulativnim obdobjem. Povečanje izhaja predvsem iz stroškov nakupa in prodaje plina za izravnavo, ki v prejšnjem regulativnem obdobju niso bili vnaprej načrtovani, ampak so se priznavali v okviru letnih odstopanj od regulativnega okvira. Tovrstni stroški se ne pokrivajo iz omrežnine, temveč iz drugih prihodkov.

Operaterji distribucijskih sistemov so za regulativno obdobje 2025–2027 skupaj načrtovali 166,3 milijona EUR upravičenih stroškov, kar pomeni 8-odstotno povečanje v primerjavi s prejšnjim regulativnim obdobjem. Razlog povečanja so višji načrtovani stroški delovanja in vzdrževanja.

154 Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira operaterja sistema plina (Uradni list RS, št. 30/24, 50/25 in 16/26)



SLIKA 205: PRIMERJAVA NAČRTOVANIH UPRAVIČENIH STROŠKOV V REGULATIVNEM OBDOBJU 2022–2024 IN 2025–2027



VIR: AGENCIJA

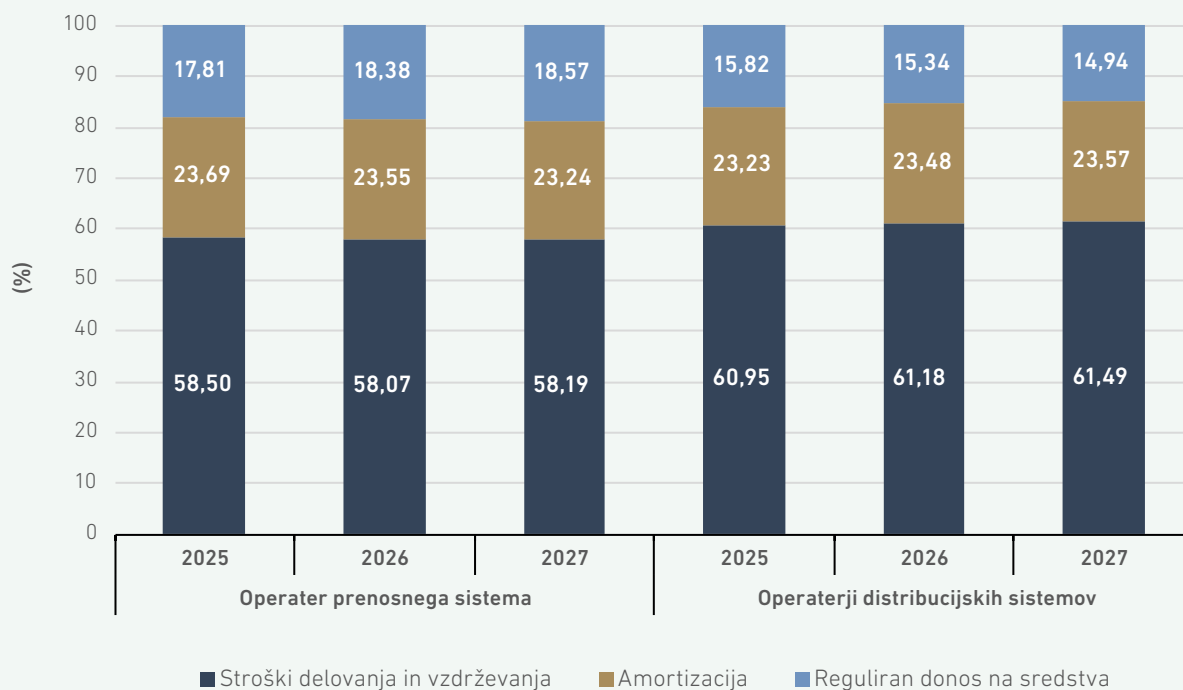
226,7 milijona EUR za delovanje prenosnega sistema v regulativnem obdobju 2025–2027

166,3 milijona EUR za delovanje distribucijskih sistemov v regulativnem obdobju 2025–2027

Slika 206 prikazuje strukturo načrtovanih upravičenih stroškov operaterjev sistemov za posamezno leto regulativnega obdobja 2025–2027. Iz primerjave struktur načrtovanih upravičenih stroškov po posameznih letih regulativnega obdobja

2025–2027 je razvidno, da se njihova struktura tako pri operaterjih distribucijskih sistemov kot tudi pri operaterju prenosnega sistema bistveno ne spreminja.

SLIKA 206: STRUKTURA NAČRTOVANIH UPRAVIČENIH STROŠKOV OPERATERJEV SISTEMA V OBDOBJU 2025–2027

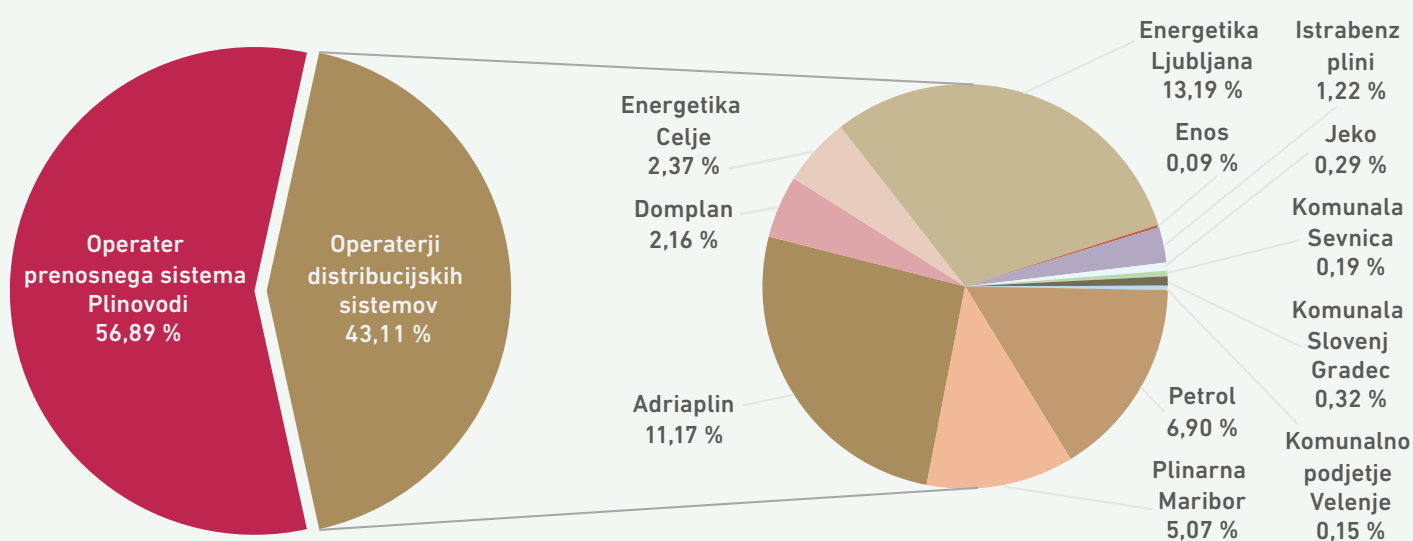


VIR: AGENCIJA

Za leto 2025 so operaterji distribucijskih sistemov načrtovali upravičene stroške v višini 57,4 milijona evrov, operater prenosnega sistema pa v višini

75,8 milijona evrov. Slika 207 prikazuje strukturo načrtovanih upravičenih stroškov leta 2025 za dejavnost prenosnega in distribucijskega operaterja.

SLIKA 207: STRUKTURA NAČRTOVANIH UPRAVIČENIH STROŠKOV DEJAVNOSTI OPERATERJEV SISTEMA ZA LETO 2025



VIR: AGENCIJA



Omrežnina za prenosni sistem plina

Omrežnina za prenosni sistem plina se zaračunava uporabnikom prenosnega sistema in je sestavljena iz:

- omrežnine za vstopno točko,
- omrežnine za izstopno točko,
- omrežnine za lastno rabo in
- omrežnine za meritve.

Omrežnina za posamezno vstopno oziroma izstopno točko je odvisna od produkta zmogljivosti in točke zakupa zmogljivosti. Uporabniki prenosnega sistema zakupijo zmogljivosti vstopne oz. izstopne točke, ki so povezovalne oziroma mejne točke spletne rezervacijske platforme, in sicer kot letni, četrletni, mesečni, dnevni ali znotrajdnevni standardni produkt zmogljivosti.

Uporabniki sistema, ki zakupijo zmogljivosti znotraj Slovenije, pa lahko zakupijo letni, mesečni, dnevni standardni produkt zmogljivosti in standardni produkt zmogljivosti za dan vnaprej. Tem uporabnikom se je omrežnina za izstopno točko znotraj Slovenije do leta 2024 določila tudi v odvisnosti od uvrstitve v odjemno skupino glede na višino zakupa zmogljivosti.

Uporabnikom, ki zakupijo vstopno ali izstopno zmogljivost za standardni produkt zmogljivosti, ki je krajši od leta dni, se pri določitvi omrežnine za vstopno oz. izstopno točko upoštevata tudi

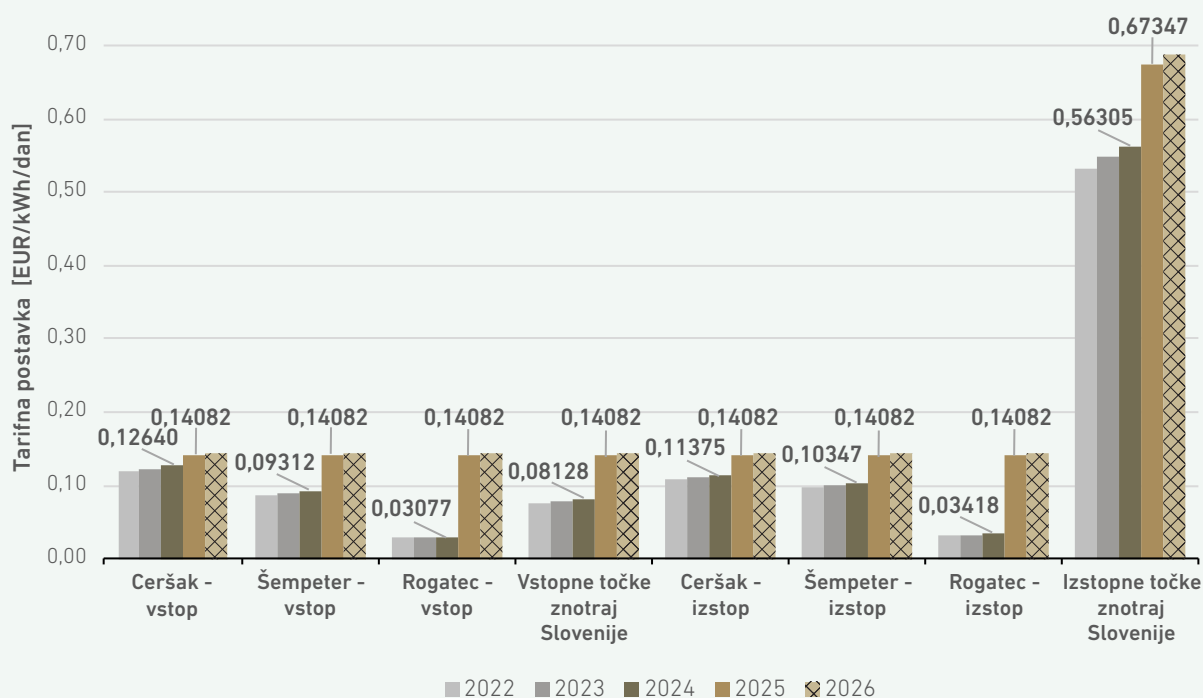
multiplikator in sezonski faktor, ki ju agencija določi za posamezno leto.

Uporabnikom prenosnega sistema, ki zakupijo izstopno zmogljivost, se obračunata tudi omrežnina za lastno rabo in omrežnina za meritve. Omrežnina za lastno rabo je odvisna od prenesene količine plina na posamezni izstopni točki, omrežnina za meritve pa od velikosti merilne naprave in števila tlačnih redukcij.

Tarifne postavke omrežnine za leto 2025 je določil operater prenosnega sistema v okviru določitve regulativnega obdobja 2025–2027. Tarifne postavke omrežnine so se v letu 2025 glede na leto 2024 na vseh vstopnih in izstopnih točkah povišale. Na mejnih točkah so se tarifne postavke omrežnine za vstop in izstop poenotile in znašajo 0,14082 EUR/kWh/dan. Najmanjše povišanje v višini 11 % je bilo zaznано na mejni vstopni točki Ceršak, najvišje pa na mejni vstopni točki Rogatec v višini 358 %. Tarifna postavka omrežnine za izstopno točko znotraj Slovenije se je povišala za 20 % na 0,67347 EUR/kWh/dan.

Omrežnina za izstopno točko znotraj Slovenije se je povišala za 20 %

SLIKA 208: GIBANJE TARIFNIH POSTAVK OMREŽNINE ZA VSTOPNE IN IZSTOPNE TOČKE PRENSNEGA SISTEMA V OBDOBJU 2022–2026



VIR: AGENCIJA

Omrežnine za distribucijske sisteme plina

Omrežnina za distribucijski sistem plina je sestavljena iz omrežnine za distribucijo in omrežnine za meritve.

Tarifne postavke omrežnine določi operater distribucijskega sistema enotno za vsa območja, kjer opravlja distribucijo plina. Le v posebnih primerih so lahko tarifne postavke omrežnine različne za različna območja opravljanja dejavnosti.

Omrežnino za distribucijo plačujejo uporabniki distribucijskega sistema glede na distribuirano količino plina, ki je variabilni del tarife za distribucijo, in glede na zakupljeno zmogljivost, ki odraža fiksni del omrežnine. Ta se pri manjših odjemalcih obračuna v obliki mesečnega pavšala, pri večjih pa v obliki višine priključne moči ali zakupljene zmogljivosti.

Omrežnina za meritve je odvisna od velikosti in tipa merilne naprave ter lastništva oziroma upravljanja te naprave.

Tarifne postavke za omrežnino za leto 2025 so bile določene v letu 2024, ko so bila izdana soglasja k regulativnemu okviru za obdobje 2025–2027. V 86 občinah se je pri obračunu omrežnine uporabljalo 17 aktov o določitvi tarifnih postavk omrežnine za distribucijsko omrežje.

Le en distribucijski operater ohranil višino omrežnine iz leta 2024, ostali operaterji so omrežnino občutno zvišali, tudi do 60 %

Na računu uporabnika distribucijskega sistema morajo operaterji distribucijskega sistema ločeno izkazati znesek za distribucijo plina in znesek za opravljanje meritev.

Gibanje višine omrežnine za distribucijo na megavatno uro (MWh) porabljenega plina za značilne gospodinjske odjemalce in srednje velike industrijske odjemalce v posameznih letih obdobja 2021–2025 za sedem operaterjev, ki distribuirajo plin v desetih glede na število odjemalcev največjih občinah, prikazuje slike v nadaljevanju.

Ti operaterji so odgovorni za distribucijo še v 71 drugih občinah, kar pomeni, da prikazane omrežnine veljajo na 81 lokalnih skupnosti od skupaj 86 in za skoraj 98 % vseh odjemalcev na distribuciji. Dve lokalni skupnosti imata dva različna operaterja distribucijskega sistema.

Na teh območjih se je značilnim manjšim gospodinjskim odjemalcem (odjemna skupina D1 z letno porabo 3.765 kWh), povprečno velikim gospodinjskim odjemalcem (odjemna skupina D2 z letno porabo 10 MWh), srednje velikim gospodinjskim odjemalcem (odjemna skupina D2 z letno porabo 32 MWh) in velikim gospodinjskim odjemalcem (odjemna skupina D3 z letno porabo 215 MWh) omrežnina glede na predhodno leto zvišala pri štirih distributerjih plina, ki oskrbujejo s plinom 16 lokalnih skupnosti, in sicer med 27 % in 37 %. Na 36 lokalnih skupnostih se je zvišala med 6 % in 22 %.

Na 31 lokalnih skupnostih so odjemalci plačevali enako omrežnino za distribucijo kot leto prej, kjer dejavnost ODS opravlja Petrol.

Povprečne vrednosti sprememb višine letnih zneskov omrežnine za distribucijo za posamezne vrste gospodinjskih odjemalcev so se med letoma 2021 in 2025 spremenile:

- manjšim gospodinjskim odjemalcem (odjemna skupina D1 z letno porabo 3.765 kWh) v razponu od –11,5 % do +60,4 % (letno povprečje od –2,3 % do +12,1 %);
- povprečno velikim gospodinjskim odjemalcem (odjemna skupina D2 z letno porabo 10 MWh) v razponu od –11,9 % do +59,6 % (letno povprečje od –2,4 % do +11,9 %);
- srednje velikim gospodinjskim odjemalcem (odjemna skupina D2 z letno porabo 32 MWh) v razponu od –11,2 % do +61,9 % (letno povprečje od –2,2 % do +12,4 %);
- velikim gospodinjskim odjemalcem (odjemna skupina D3 z letno porabo 215 MWh) v razponu od –11,3 % do +57,5 % (letno povprečje od –2,3 % do +11,5 %).

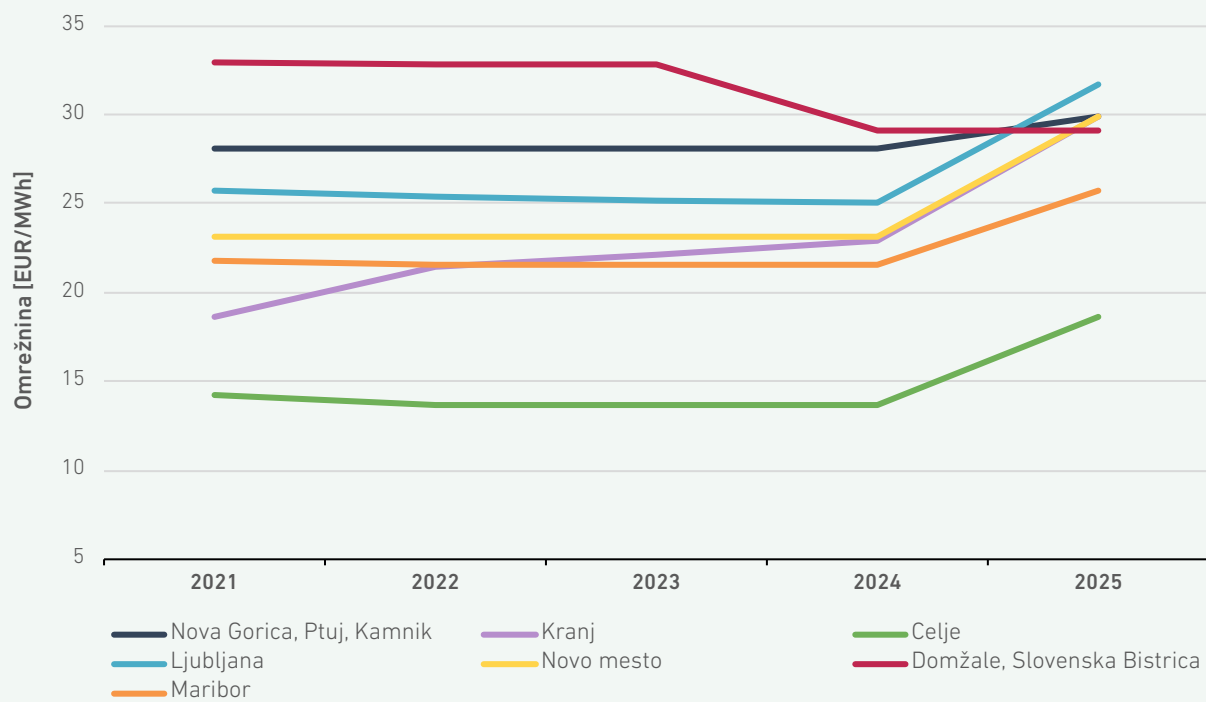
Pri operaterju distribucijskega sistema Petrol so bili letni zneski omrežnine za distribucijo od 11,25 do 11,87 % nižji kot pred petimi leti.

Največje povišanje omrežnine za distribucijo med letoma 2021 in 2025 je bilo evidentirano pri operaterju distribucijskega sistema Domplan, in sicer pri vseh odjemalcih (s povprečno letno porabo 3.765 kWh, pa do največjih s povprečno letno porabo 215.200 kWh). Pri najmanjših odjemalcih je bil znesek omrežnine 60,4 % višji kot pred petimi leti, pri največjih gospodinjskih odjemalcih pa 57,46 % višji kot leta 2021.

Gibanje omrežnin za distribucijo v obdobju 2021–2025 prikazuje slike v nadaljevanju.

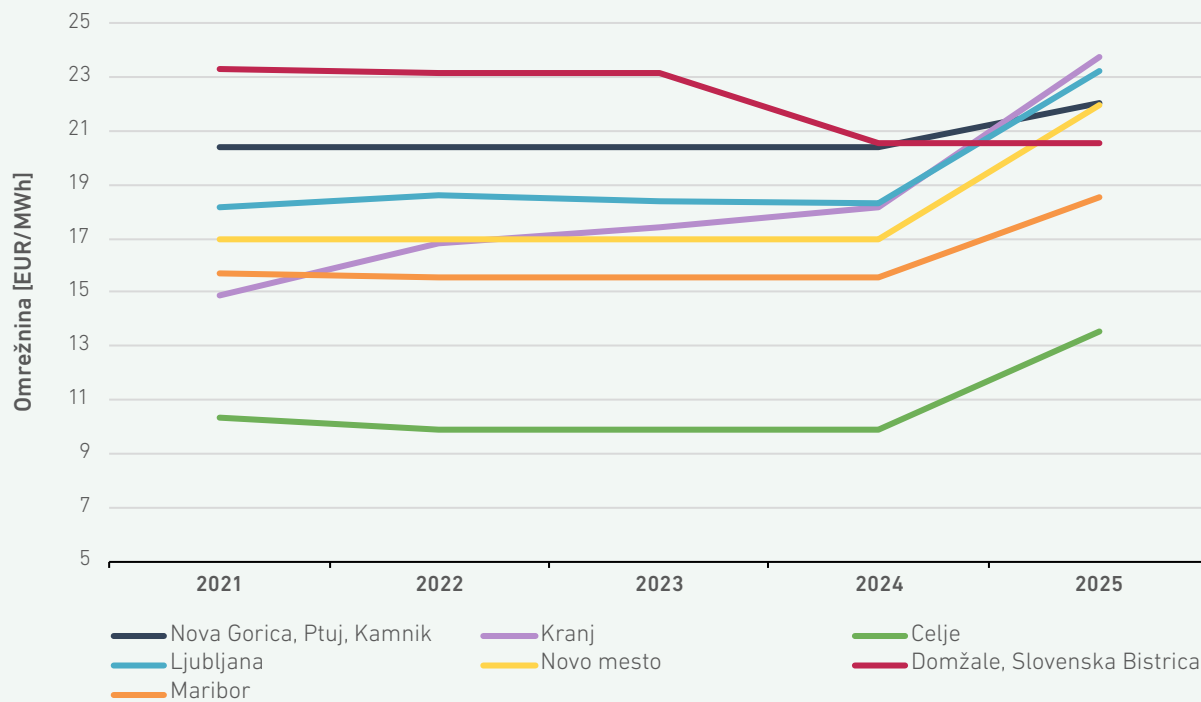


SLIKA 209: GIBANJE OMREŽNINE ZA DISTRIBUCIJO ZA MANJŠE GOSPODINJSKE ODJEMALCE D1 (3.765 kWh) V OBDOBJU 2021–2025



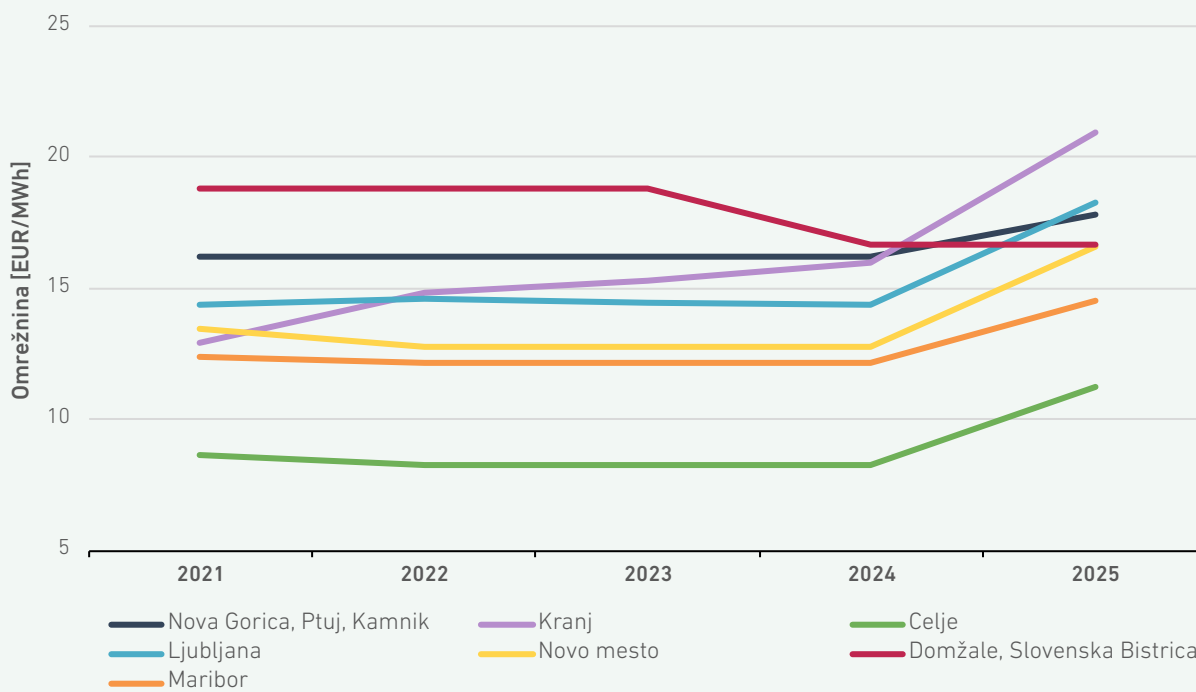
VIR: AGENCIJA

SLIKA 210: GIBANJE OMREŽNINE ZA DISTRIBUCIJO ZA SREDNJE VELIKE GOSPODINJSKE ODJEMALCE – D2 (10 MWh) V OBDOBJU 2021–2025



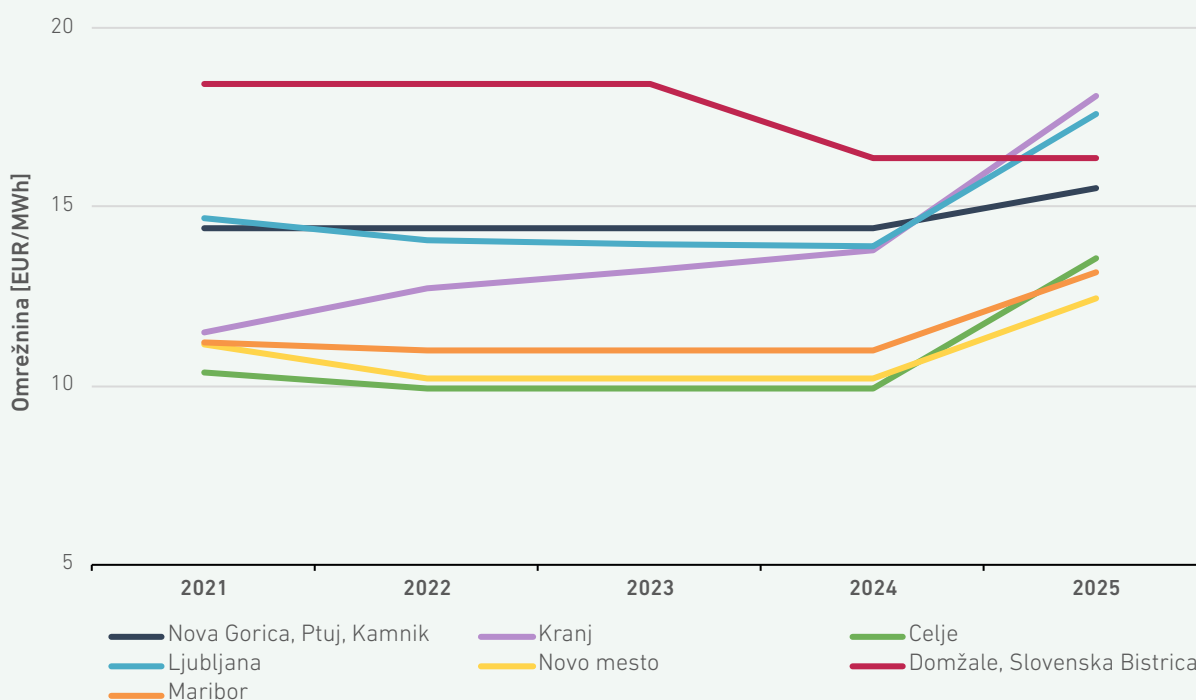
VIR: AGENCIJA

SLIKA 211: GIBANJE OMREŽNINE ZA DISTRIBUCIJO ZA SREDNJE VELIKE GOSPODINJSKE ODJEMALCE – D2 (32 MWh) V OBDOBJU 2021–2025



VIR: AGENCIJA

SLIKA 212: GIBANJE OMREŽNINE ZA DISTRIBUCIJO ZA VELIKE GOSPODINJSKE ODJEMALCE – D3 (215 MWh) V OBDOBJU 2021–2025



VIR: AGENCIJA



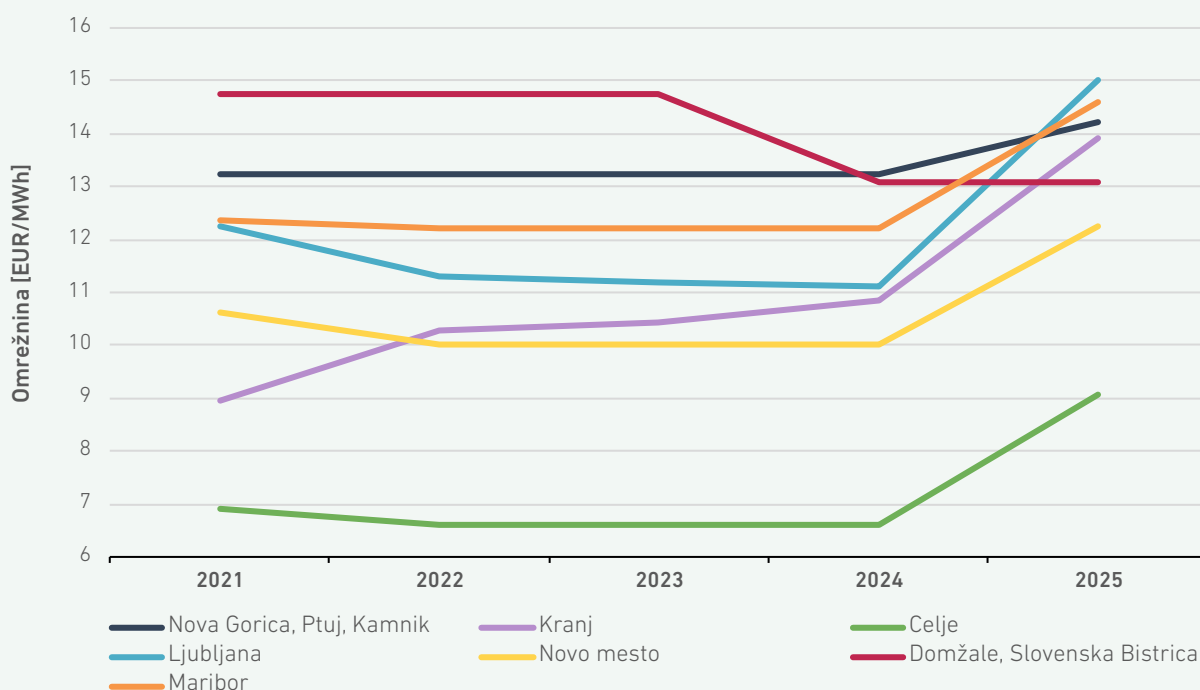
Pri srednje velikih industrijskih odjemalcih (odjemna skupina I3 z letno porabo 8.608 MWh) se je povprečni letni strošek omrežnine za distribucijo glede na predhodno leto povišal od 22,37 % do 36,79 % v 16 lokalnih skupnostih, v 36 lokalnih skupnostih so odjemalci plačevali od 7,4 % do 19,39 % več kot predhodno leto, v 31 lokalnih skupnostih pa ni bilo spremembe glede na leto 2024.

Povprečna letna sprememba stroškov omrežnine za distribucijo za te odjemalce je v zadnjem petletnem obdobju glede na posameznega operaterja znašala med -2,3 in +11,1 %.

Večina srednje velikih industrijskih odjemalcev je v letu 2025 plačevala višjo omrežnino

Razlike v višini letnih zneskov omrežnine v posameznih občinah so odraz različnih struktur odjemalcev in njihovega odjema ter tudi starosti in obsega distribucijskih sistemov. Gibanje omrežnin za srednje velike industrijske odjemalce v obdobju 2021–2025 prikazuje slika 213.

SLIKA 213: GIBANJE OMREŽNINE ZA DISTRIBUCIJO ZA SREDNJE VELIKE INDUSTRIJSKE ODJEMALCE – I3 (8.608 MWh) V OBDOBJU 2021–2025



VIR: AGENCIJA

Zmogljivost na mejnih točkah

Zmogljivosti na mejnih točkah so se dodeljevale na podlagi tržnih metod prek spletne rezervacijske platforme PRISMA. Organizirane so bile dražbe zagotovljenih in prekinljivih zmogljivosti, objavljenih je bilo 65.818 dražb. Na dražbah so bile ponujene posamezne in združene zmogljivosti. Uspešnih dražb zagotovljenih zmogljivosti je bilo 473, kar je v primerjavi z letom prej 31 % manj. Od vseh uspešnih dražb zagotovljenih zmogljivosti je bilo 81 %

dražb združenih zmogljivosti. Vseh uspešnih dražb je bilo 0,7 %. Za razliko od leta 2024, ko je bilo na vstopni točki Rogatec kar 38 uspešnih dražb prekinljivih zmogljivosti, v letu 2025 uspešnih dražb prekinljivih zmogljivosti ni bilo. Prav tako v letu 2025 ni bilo dražb razširitvenih zmogljivosti. Novo uvedena uporaba postopka čezmerne napovedi ni bila uporabljena.

TABELA 37: ŠTEVILO USPEŠNO IZVEDENIH DRAŽB ZAGOTOVLJENIH ZMOGLJIVOSTI V LETU 2025

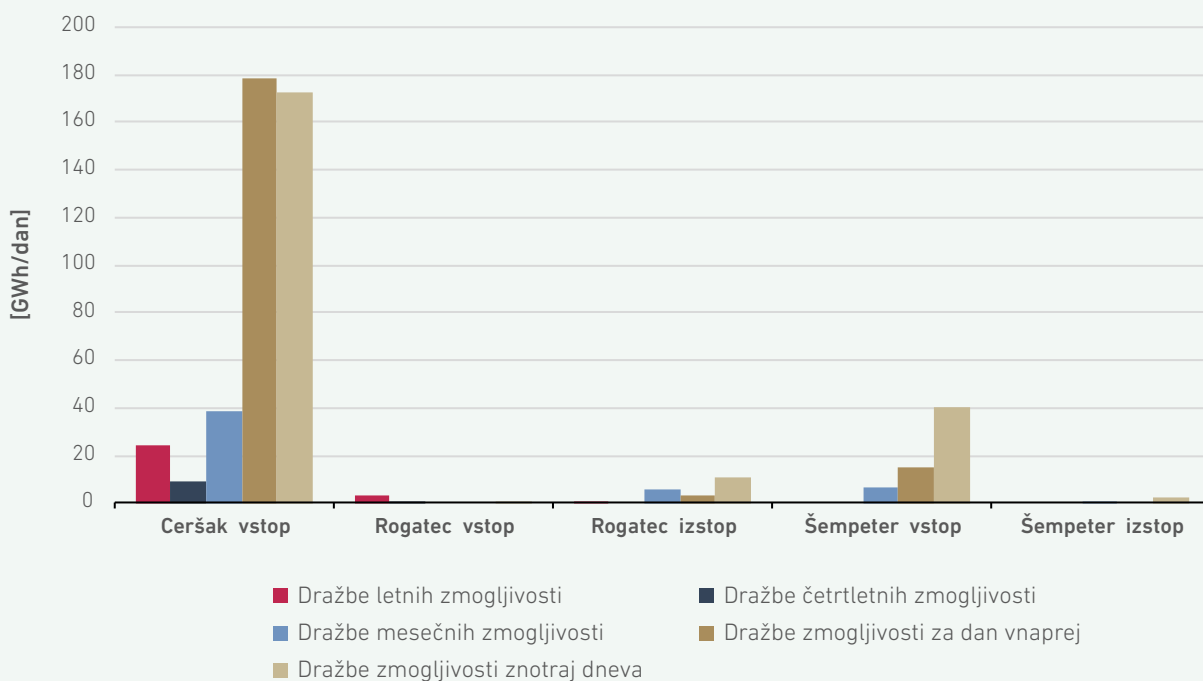
Vrsta dražbe	Ceršak vstop	Rogatec vstop	Rogatec izstop	Šempeter vstop	Šempeter izstop	Skupaj
Dražbe letnih zmogljivosti	2	2	1	0	0	5
Dražbe četrletnih zmogljivosti	5	3	0	0	0	8
Dražbe mesečnih zmogljivosti	18	0	4	2	2	26
Dražbe zmogljivosti za dan vnaprej	211	0	3	8	0	222
Dražbe zmogljivosti znotraj dneva	165	1	9	32	5	212
Skupaj	401	6	17	42	7	473
Dražbe združenih zmogljivosti	314	6	16	42	7	385
Dražbe posameznih zmogljivosti	87	0	1	0	0	88

VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Naslednja slika prikazuje zakupljene prenosne zmogljivosti na dražbah v letu 2025 po mejnih točkah. Zakupa zmogljivosti na dražbah za dan vnaprej (38 %) in dražbah znotraj dneva (44 %) predstavljata kar 82 % vseh zakupljenih zmogljivosti.

Na dražbah je bilo 82 % vseh zmogljivosti zakupljenih na vstopni točki Ceršak

SLIKA 214: ZAKUPLJENE PRENOSNE ZMOGLJIVOSTI NA DRAŽBAH V LETU 2025



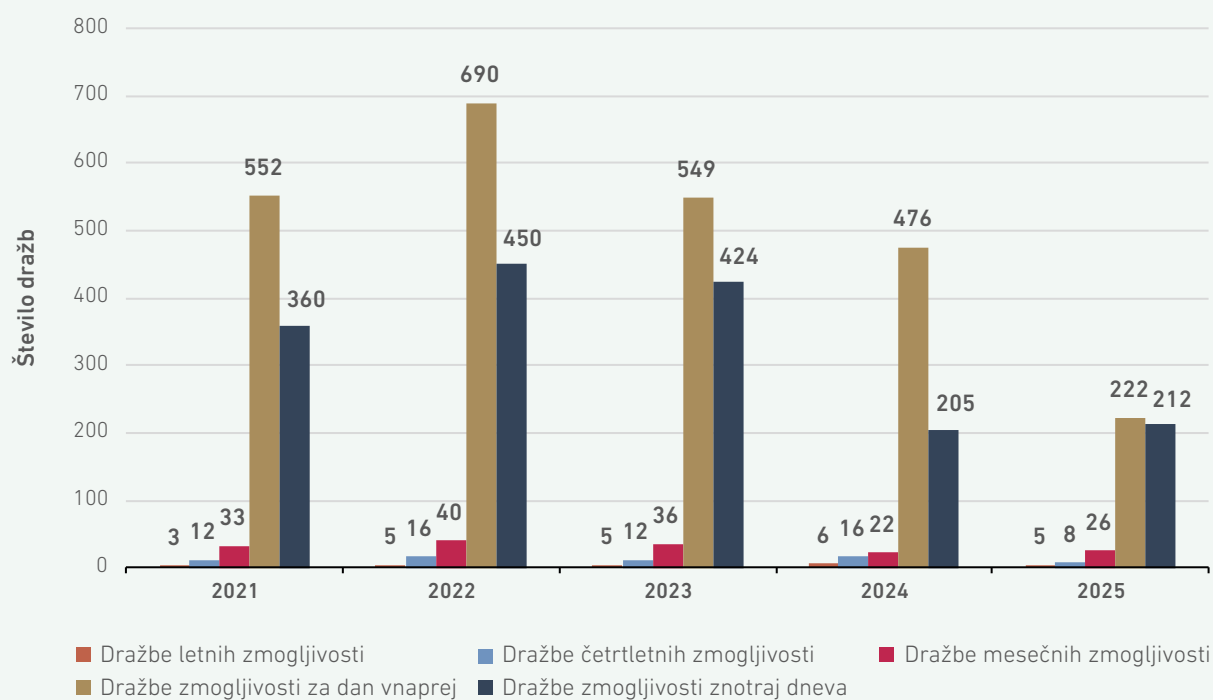
VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI



Primerjava uspešno izvedenih dražb prenosnih zmogljivosti (zagotovljenih in prekinljivih) v zadnjih petih letih pokaže, da se zadnja tri leta število uspešno izvedenih dražb zmanjšuje – iz rekordne vrednosti 1.201 v letu 2022 se je število uspešnih dražb v letu 2025 zmanjšalo na 473.

Trend zmanjševanja števila uspešnih dražb zmogljivosti

SLIKA 215: ŠTEVILO USPEŠNO IZVEDENIH DRAŽB V OBDOBJU 2021–2025



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Kljub upadu v zadnjih treh letih ostajata zakupa prenosnih zmogljivosti za dan vnaprej in znotraj dneva najpogosteje uporabljena način zakupa zmogljivosti. Razlogi so: velika nepredvidljivost na trgu s plinom, vedno boljše optimiziranje zakupa zmogljivosti in večinoma dovolj razpoložljivih zmogljivosti na mejnih točkah.

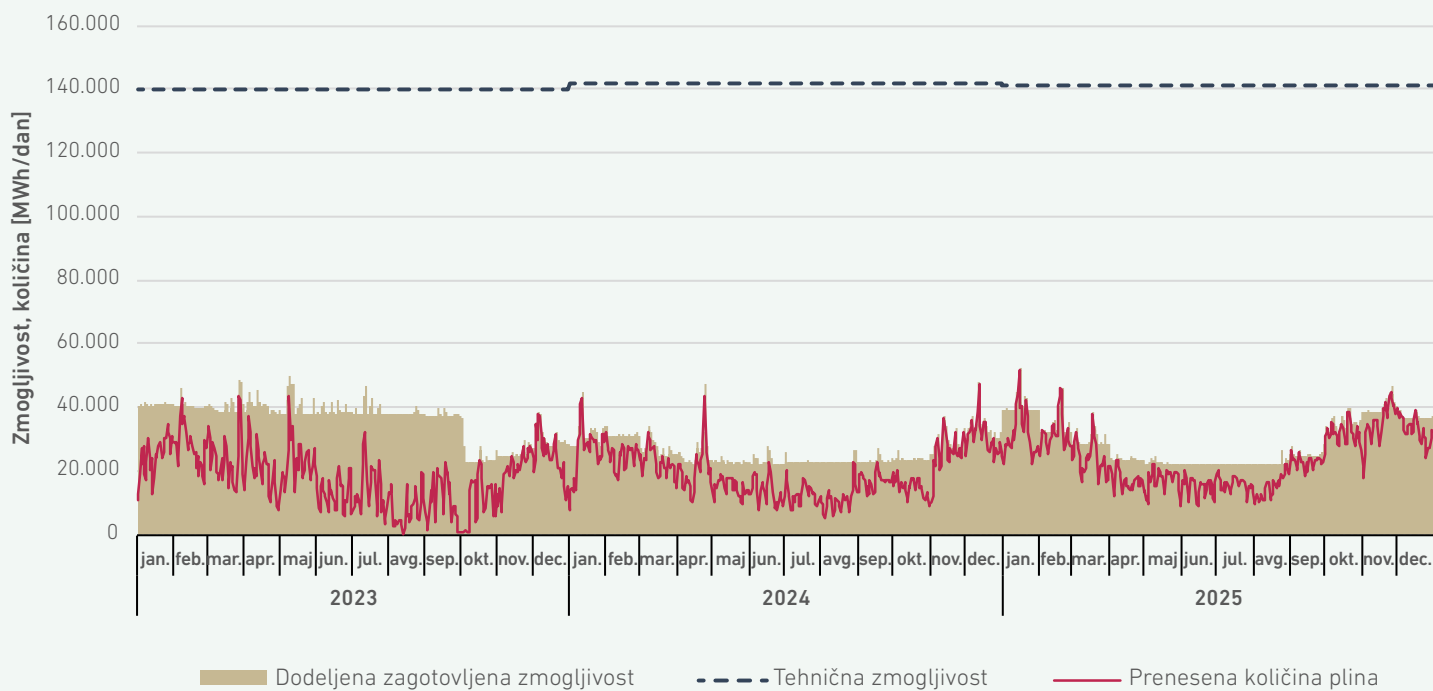
Operater prenosnega sistema je v letu 2025 izvedel ocene povpraševanja po dodatnih prenosnih zmogljivostih na slovenskem trgu plina. Pri tem ni prejel nezavezujočih ponudb za zakup zmogljivosti za plin, je pa prejel eno nezavezujočo ponudbo za zakup zmogljivosti za vodik na mejni točki Pince/Tornyiszentmiklós. Ponudba je bila posredovana za zakup zmogljivosti v obe smeri (vstop/izstop) v

različnih višinah med plinskimi leti 2029/2030 in 2050/2051.

Po dveh letih zmanjševanja zakupa prenosnih zmogljivosti na največji slovenski mejni vstopni točki Ceršak je bil zakup zmogljivosti v letu 2025 za 12 % večji kot leto prej, prenesenih pa je bilo 24 % več plina kot predhodno leto. Zakupa prekinljivih zmogljivosti ni bilo.

V Ceršaku zakupljenih 12 % več zmogljivosti in prenesenih 24 % več plina

SLIKA 216: DINAMIKA DNEVNO PRENESENH KOLIČIN PLINA, TEHNIČNA ZMOGLJIVOST IN DODELJENA ZAGOTOVLJENA ZMOGLJIVOST NA VSTOPNI TOČKI CERŠAK V OBDOBJU 2023–2025



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

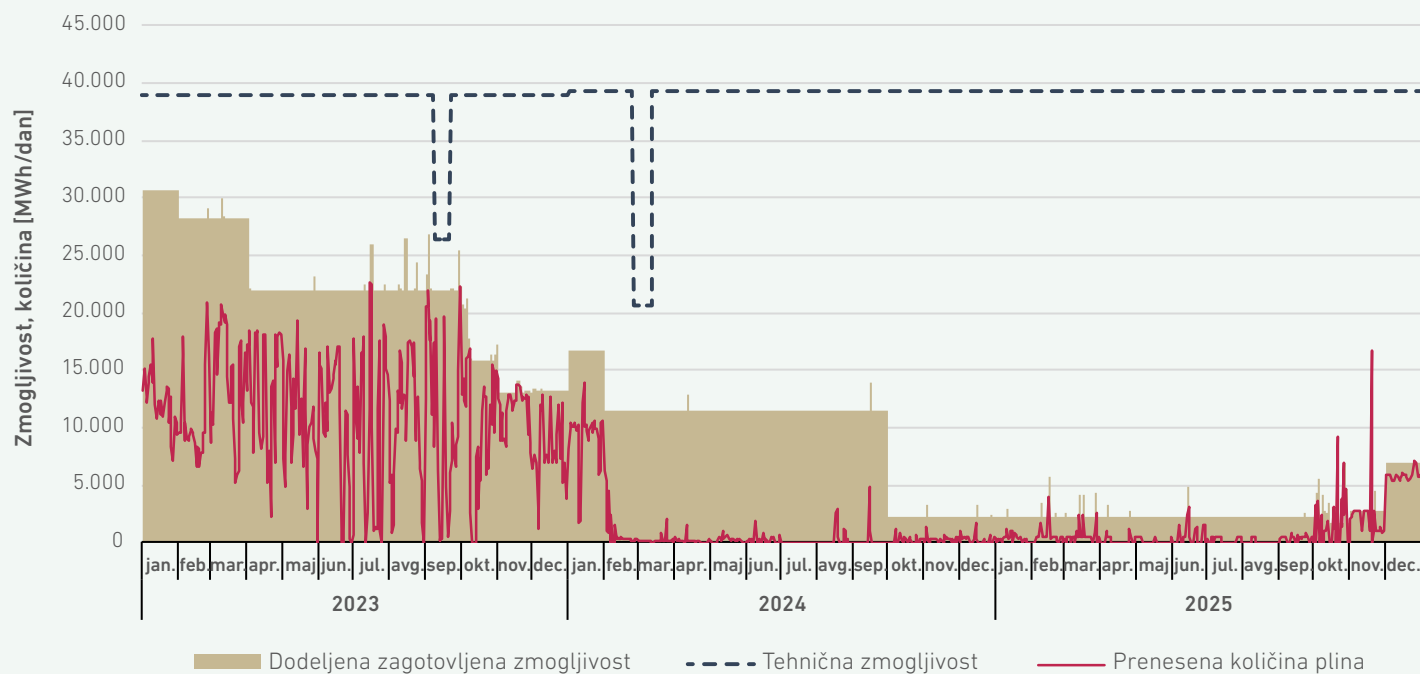
Na mejni točki Ceršak ni omogočen fizičen tok plina iz Slovenije v Avstrijo, v letu 2025 pa tudi ni bilo virtualnih tokov v obliki zamenjav plina (t. i. swapping).

Znaten upad zakupa zmogljivosti v vrednosti 72 % je bil zabeležen na vstopni točki Šempeter. Kljub temu pa je bilo prenesenih 5 % več plina kot leto prej.

V Šempeter-vstop zakupljenih 72 % manj zmogljivosti in prenesenih 5 % več plina



SLIKA 217: DINAMIKA DNEVNO PRENESENH KOLIČIN PLINA, TEHNIČNA ZMOGLJIVOST IN DODELJENA ZAGOTOVLJENA ZMOGLJIVOST NA VSTOPNI TOČKI ŠEMPETER V OBDOBJU 2023–2025

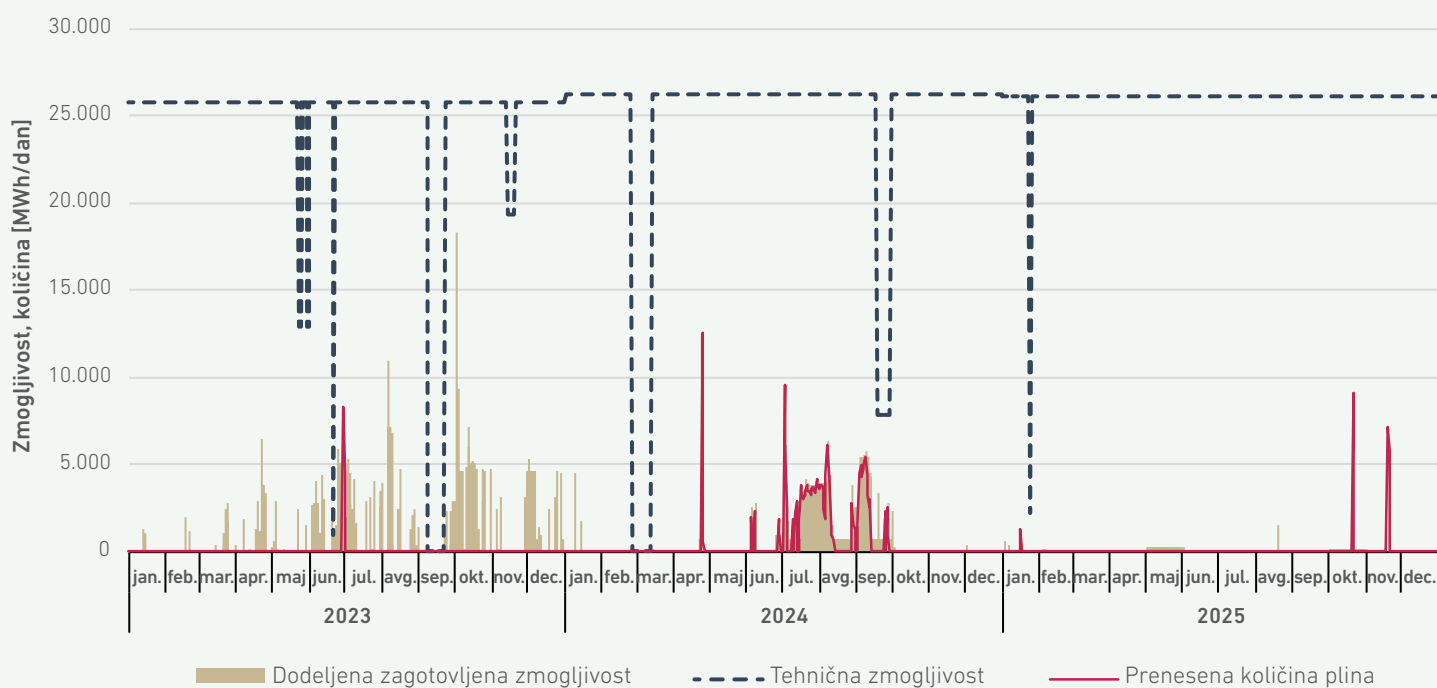


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Na izstopni točki Šempeter, kjer ni dolgoročno zakupljenih zmogljivosti, je bilo zakupljenih 96 % manj zmogljivosti kot leto prej. Tudi prenesene količine plina so bile minimalne in so znašale samo 12 % količin iz leta 2024.

Zaradi vzdrževalnih del je bila tehnična zmogljivost v januarju 2025 dva dni znižana za 92 %, kar pa zaradi nizke izkoriščenosti te izstopne točke na prenos plina ni vplivalo.

SLIKA 218: DINAMIKA DNEVNO PRENESENH KOLIČIN PLINA, TEHNIČNA ZMOGLJIVOST IN DODELJENA ZAGOTOVLJENA ZMOGLJIVOST NA IZSTOPNI TOČKI ŠEMPETER V OBDOBJU 2023–2025

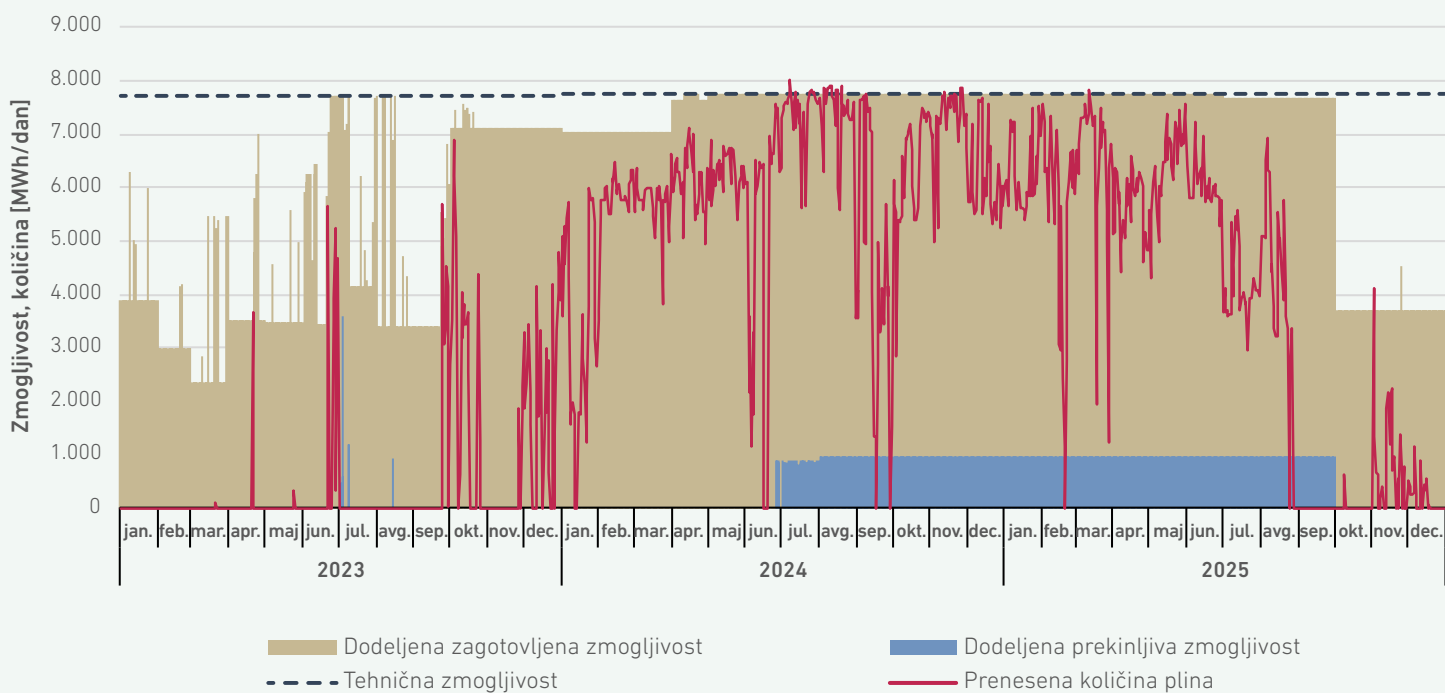


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Na vstopni točki Rogatec se je zaradi majhne tehnične zmogljivosti (7,7 GWh/dan) in spremenjenih tokov plina v regiji nadaljevala pogodbeno prezasedenost, 13 dni pa so bile dnevne prenesene količine plina višje od 95 % tehnične zmogljivosti, kar pomeni, da je prihajalo tudi do fizične prezasedenosti. V prvih treh četrtletjih je bila dnevno dodeljena tudi prekinljiva zmogljivost.

Nadaljevanje pogodbene in fizične prezasedenosti vstopne točke Rogatec

SLIKA 219: DINAMIKA DNEVNO PRENESENH KOLIČIN PLINA, TEHNIČNA ZMOGLJIVOST, DODELJENA ZAGOTOVLJENA IN PREKINLJIVA ZMOGLJIVOST NA VSTOPNI TOČKI ROGATEC V OBDOBJU 2023–2025



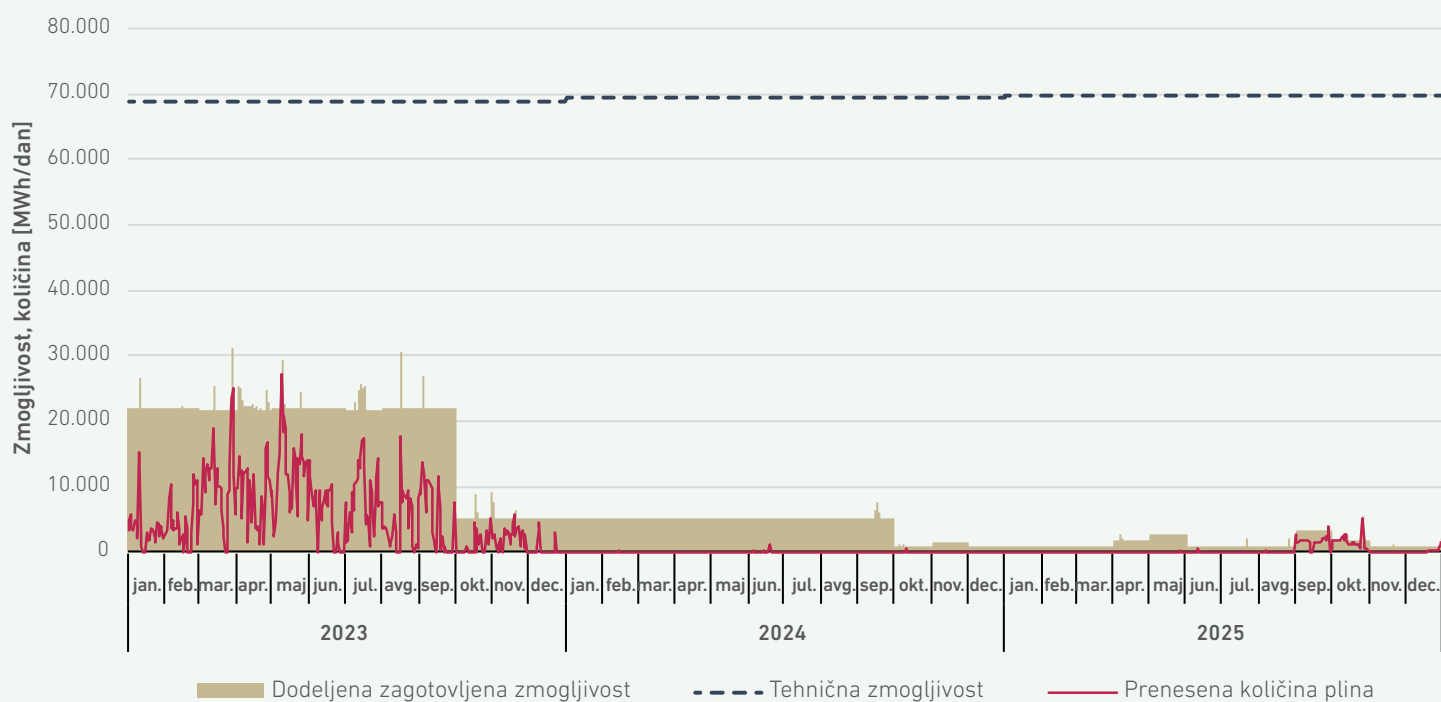
VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Na največji izstopni točki Rogatec se je zakup prenosnih zmogljivosti že drugo leto zapored močno zmanjšal (76 % letno zmanjšanje v 2024 in 65 % v letu 2025). V povprečju sta bila zakupljena samo 2 % tehnične zmogljivosti. Prenesene količine plina so bile nekoliko višje kot leto prej, vendar še vedno daleč od količin, ko se je Hrvaška oskrbovala tudi s plinom prek Slovenije.

Zakup prenosnih zmogljivosti na izstopni točki Rogatec ponovno močno zmanjšal



SLIKA 220: DINAMIKA DNEVNO PRENESENH KOLIČIN PLINA, TEHNIČNA ZMOGLJIVOST IN DODELJENA ZAGOTOVLJENA ZMOGLJIVOST NA IZSTOPNI TOČKI ROGATEC V OBDOBJU 2023–2025



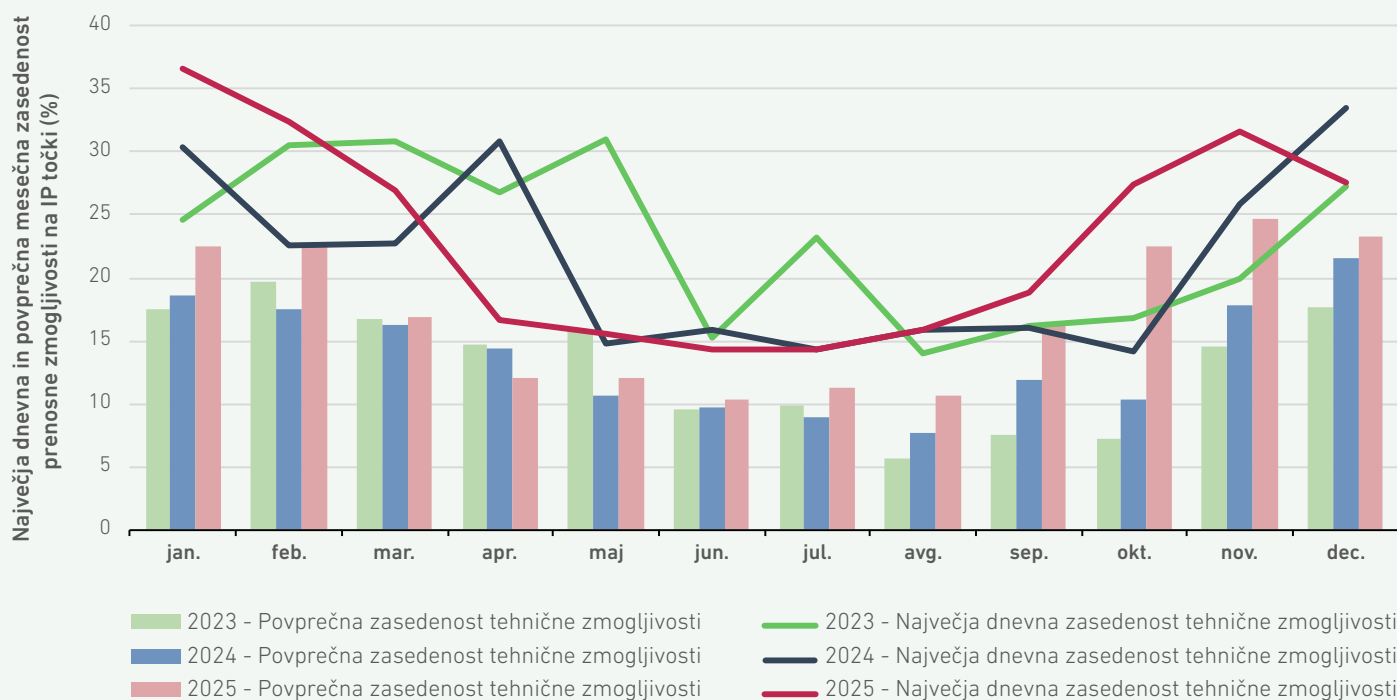
VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Najvišja mesečna zasedenost tehnične zmogljivosti vstopne točke Ceršak je bila dosežena v novembru (24,6 %), najnižja pa v juniju (10,4 %). Največja, 36,6-odstotna dnevna zasedenost tehnične zmogljivosti, je bila dosežena v januarju. Zaradi upada pretokov plina za polnjenje skladišč na Hrvaškem v poletnih mesecih so bili najvišji pretoki v zadnjih

treh letih doseženi v zimskih mesecih in so povezani z ogrevalno sezono.

Povprečna mesečna zasedenost tehnične zmogljivosti na vstopni točki Ceršak je bila 17-odstotna, kar je 3 odstotne točke več kot leto prej.

SLIKA 221: NAJVEČJE DNEVNE IN POVPREČNE MESEČNE ZASEDENOSTI ZMOGLJIVOSTI NA VSTOPNI TOČKI CERŠAK V OBDOBJU 2023–2025

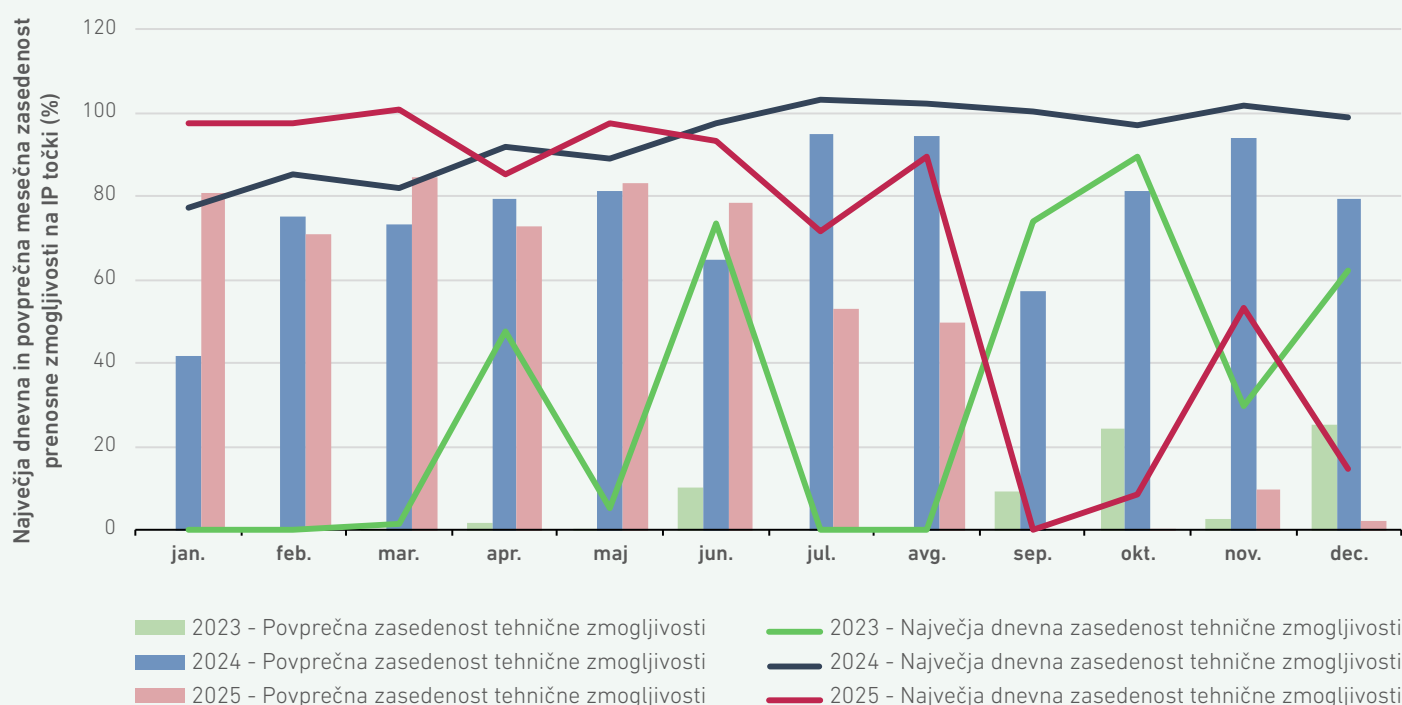


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Najvišja mesečna zasedenost tehnične zmožnosti vstopne točke Rogatec je bila dosežena v marcu (84,4 %), najnižja pa v septembru, ko pretokov sploh ni bilo. V marcu je prišlo tudi do fizične prezasedenosti (100-odstotna dnevna zasedenost tehnične

zmožnosti). Povprečna mesečna zasedenost tehnične zmožnosti na vstopni točki Rogatec je bila 48,7-odstotna (28 odstotnih točk manjša kot leto prej).

SLIKA 222: NAJVEČJE DNEVNE IN POVPREČNE MESEČNE ZASEDENOSTI ZMOGLJIVOSTI NA VSTOPNI TOČKI ROGATEC V OBDOBJU 2023–2025



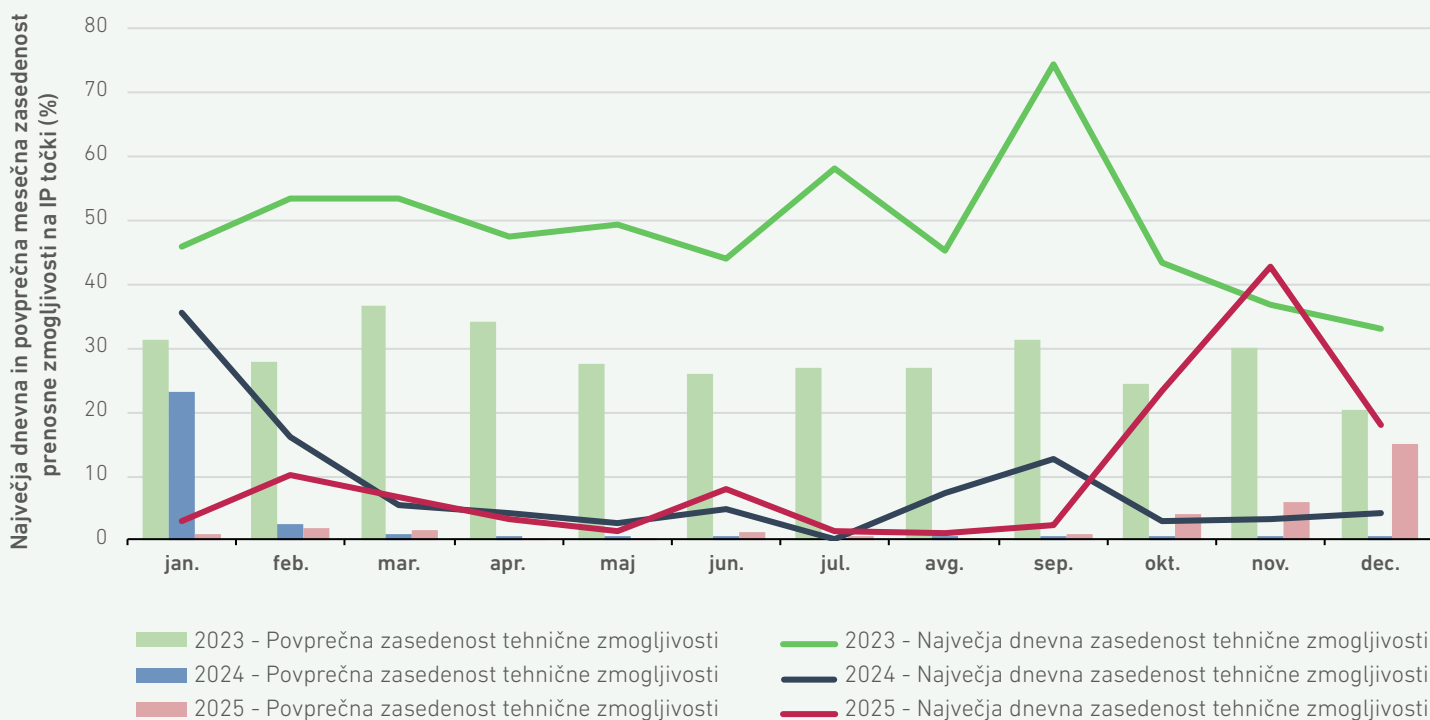
VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI



Povprečna mesečna zasedenost tehnične zmogljivosti vstopne točke Šempeter je znašala samo 2,7 %, kar je približno enako kot leto prej in 11-krat manj kot leta 2023. Največja mesečna zasedenost

tehnične zmogljivosti je bila dosežena v decembru in je znašala 14,9 %. Največja dnevna zasedenost tehnične zmogljivosti pa je bila zabeležena v novembru (42,7 %).

SLIKA 223: NAJVEČJE DNEVNE IN POVPREČNE MESEČNE ZASEDENOSTI ZMOGLJIVOSTI NA VSTOPNI TOČKI ŠEMPETER V OBDOBJU 2023–2025



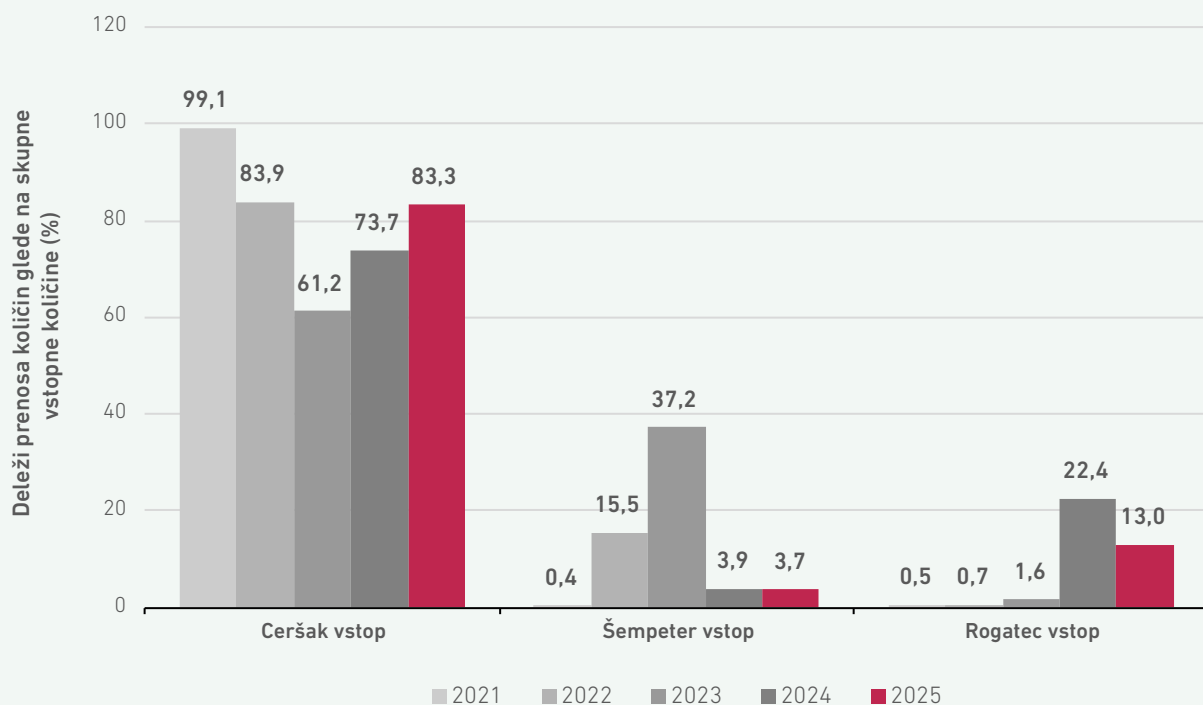
VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Nepredvidljivost na trgu plina v Evropi, ki je v pretežni meri posledica negotovih geopolitičnih razmer, se odraža tudi v nepredvidljivosti pretokov plina skozi slovenske vstopne točke. Vstopna točka Ceršak je v zadnjih dveh letih ponovno utrdila položaj glavne vstopne točke v Sloveniji. Potem ko je v letu 2023 kazalo, da bi lahko vstopna točka Šempeter po nadgradnji tehnične zmogljivosti prevzela primat najpomembnejše slovenske vstopne točke, so prenesene količine v zadnjih dveh letih znatno upadle. Nadgradnja tehnične zmogljivosti vstopne točke Rogatec, ki že poteka, pa bi lahko v naslednjih letih bistveno okrepila vlogo

Pretok plina iz Avstrije se ponovno povečuje; iz Italije pretok manjši od pričakovanj; pretok iz Hrvaške omejen z majhno zmogljivostjo

te vstopne točke in spremenila dinamiko pretoka mejnih vstopno-izstopnih točk.

SLIKA 224: DELEŽI PRENOSA KOLIČIN PLINA NA VSTOPNIH TOČKAH V OBDOBJU 2021–2025

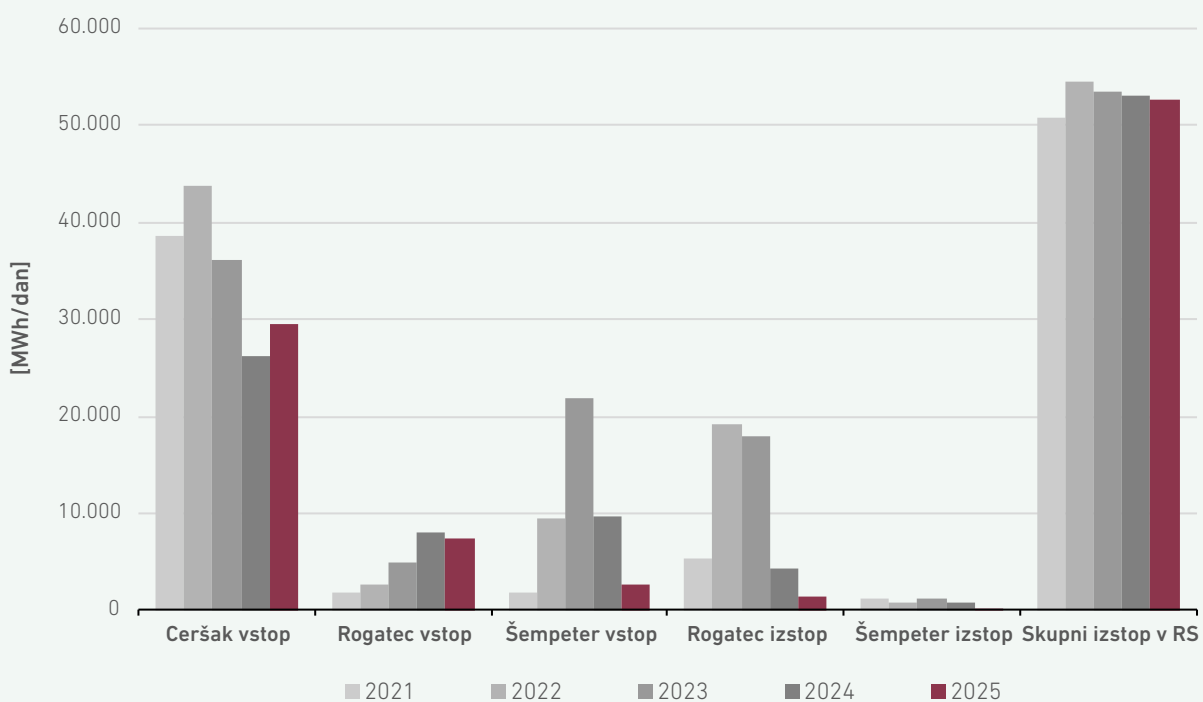


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Velika volatilitnost pretokov na mejnih točkah se odraža tudi v veliki spremenljivosti zakupa zmogljivosti na relevantnih točkah. V letu 2025 se je zakup

zmogljivosti povečal samo na vstopni točki Rogatec, največje zmanjšanje zakupljene zmogljivosti pa je bilo na izstopni točki Šempeter.

SLIKA 225: POVPREČNA ZAKUPLJENA ZMOGLJIVOST NA RELEVANTNIH TOČKAH V OBDOBJU 2021–2025



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI



Delovanje trgov in izidi za odjemalce

V nadaljevanju je podano stanje na trgih s plinom, ki zajema področja oblikovanja cen (vplivni faktorji na cene, gibanje cen, vpliv likvidnosti na cene in podobno), preglednosti in celovitosti delovanja trga ter učinkovitosti trga (odprtost in konkurenčnost).

Javna objava rezultatov stalnega spremljanja trga poleg drugih ukrepov, ki jih sprejema agencija, prispeva h krepitvi konkurenčnosti in preglednosti trga ter k zagotavljanju kakovostnih storitev dobave energije po optimalni ceni.

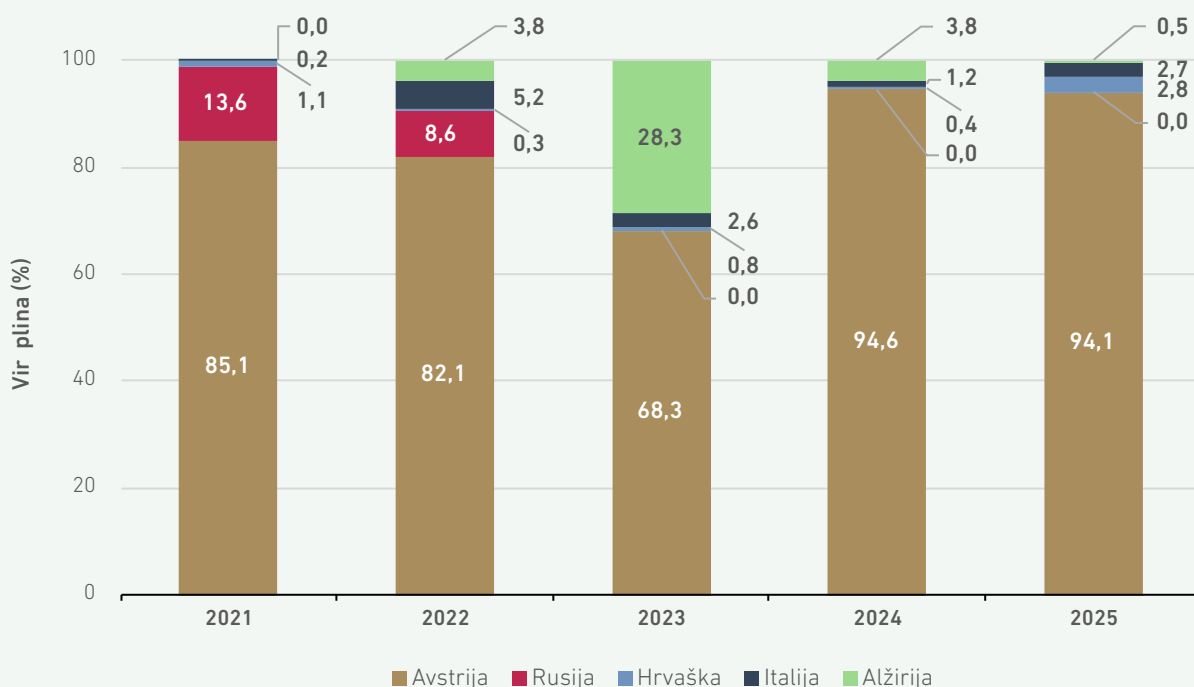
Veleprodajni trg

Slovenija nima lastnih virov zemeljskega plina, skladišč zemeljskega plina ali terminalov za utekočinjen zemeljski plin, zato je na slovenskem veleprodajnem trgu prisoten izključno plin, ki ga po prenosnih sistemih trgovci uvozijo iz sosednjih držav. Slovenski veleprodajni trg se je v preteklih letih oskrboval pretežno s plinom iz Avstrije, Rusije, Hrvaške in Italije. V skladu z zmanjševanjem količin plina iz Rusije je od leta 2022 ponovno začel uvoz plina iz Alžirije. V letu 2025 se je nadaljevala izrazita prevlada uvoza plina iz Avstrije, ki je predstavljal približno 94 % vseh uvoznih količin. Uvoz iz Alžirije je skoraj popolnoma usahnil, saj je

Iz Avstrije še vedno več kot 90 % vsega uvoženega plina

predstavljal manj kot odstotek celotnega uvoza, medtem ko sta se nekoliko povečala deleža uvoza iz Italije in Hrvaške. Tako kot v preteklih dveh letih tudi v letu 2025 v Slovenijo ni bil uvožen plin, ki bi bil deklarirano ruskega porekla.

SLIKA 226: VIRI PLINA V OBDOBJU 2021–2025 GLEDE NA MESTO NAKUPA



VIR: AGENCIJA

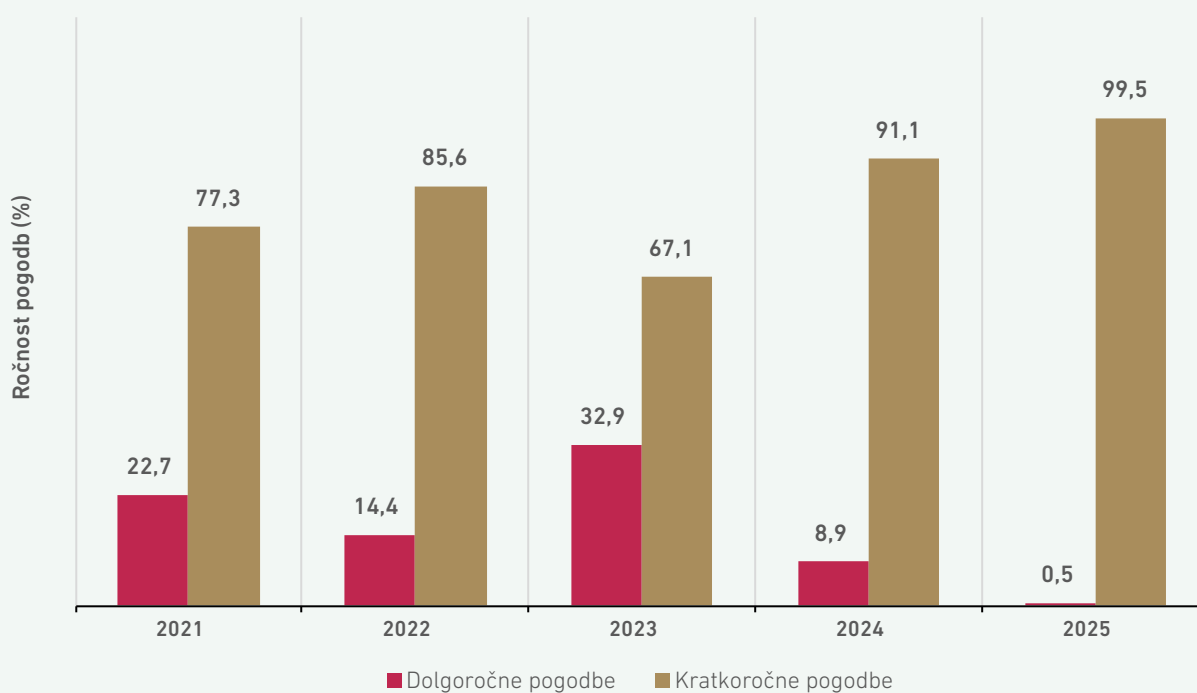
Slovenija je bila v preteklih letih močno energetske odvisna od plina, ki je izviral iz Rusije. Agencija sicer spremlja količine plina, uvoženega za domačo porabo, vendar pri tem ne sledi njegovemu dejanskemu proizvodnemu izvoru. Slovenski trgovci večino plina kupujejo na avstrijskem plinskem vozlišču, na katerem je dolgo prevladoval plin ruskega porekla. Po prenehanju tranzita ruskega plina prek Ukrajine v letu 2025 se je dotok ruskega plina po tej tranzitni poti na avstrijsko plinsko vozlišče zaključil.

Dolgoročne pogodbe med trgovci oz. proizvajalci plina so v zadnjih letih zamenjale kratkoročne pogodbe, sklenjene na plinskih vozliščih, borzah in drugih točkah znotraj EU. Energetska kriza v letu

Delež dolgoročnih pogodb samo še 0,5 % – najnižji do zdaj

2022 je nekoliko spodbudila dobavitelje in trgovce k ponovnemu sklepanju dolgoročnih pogodb, saj ročnost pogodb oziroma razmerje med kratkoročnimi in dolgoročnimi pogodbami lahko vpliva na zanesljivost oskrbe. Po porastu v letu 2023 je delež zakupljenih zmogljivosti po dolgoročnih pogodbah v letu 2024 upadel za 24 odstotnih točk in v letu 2025 dosegel le 0,5 odstotne točke.

SLIKA 227: STRUKTURA UVOŽENEGA PLINA GLEDE NA ROČNOST SKLENJENIH POGODB



VIR: AGENCIJA

V letu 2025 se je koncentracija trga glede na leto 2024 nekoliko povečala, saj je HHI narasel na 6.654. Geoplin je okrepil svoj tržni delež na 79,5 %, medtem ko se je delež HSE zmanjšal na 18,3 %.

Energetika Ljubljana je v letu 2025 zabeležila občuten upad tržnega deleža na 0,4 %, medtem ko sta Plinarska Maribor in ECE ohranila majhna, a stabilna deleža.



TABELA 38: TRŽNI DELEŽI IN HHI NA VELEPRODAJNEM TRGU S PLINOM

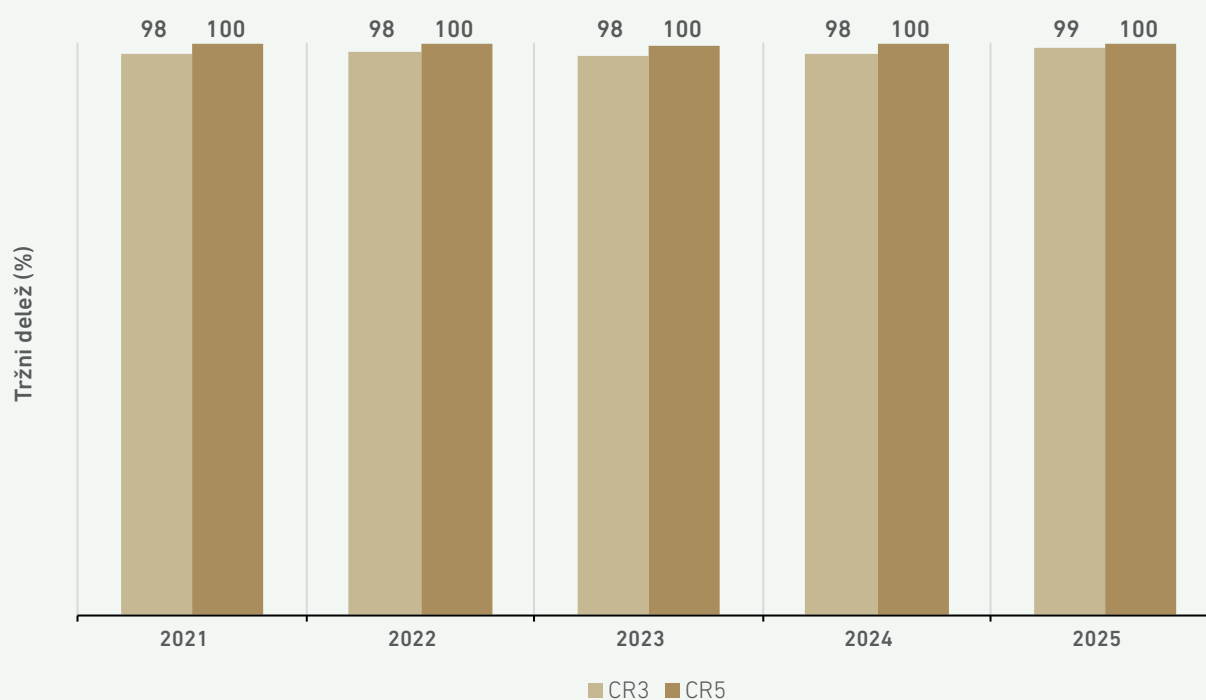
Podjetje	Tržni delež (%)	
	2024	2025
Geoplin	76,3	79,5
HSE	19,2	18,3
Energetika Ljubljana	3,0	0,4
Plinarna Maribor	0,9	1,3
ECE	0,5	0,5
Ostali	0,1	0,0
HHI veleprodajnega trga	6.202	6.654

VIR: AGENCIJA

Visoko stopnjo koncentracije kažeta tudi indeksa CR3 in CR5. Indeks CR3 podaja tržne deleže treh največjih, indeks CR5 pa petih največjih dobaviteljev. Trije največji dobavitelji so v letu 2025

obvladovali kar 99 % veleprodajnega trga, pet največjih pa celoten slovenski trg. Koncentracija se v zadnjih petih letih le neznatno spreminja.

SLIKA 228: KONCENTRACIJA VELEPRODAJNEGA TRGA S PLINOM



VIR: AGENCIJA

Preglednost trga

Pravni okvir za zagotavljanje celovitosti in preglednosti veleprodajnega energetskega trga, vključno s trgov s plinom, predstavlja Uredba (EU) št. 1227/2011 (REMIT), kakor je bila spremenjena z Uredbo (EU) 2024/1106 (REMIT II), skupaj z izvedbenimi in delegiranimi akti Komisije ter veljavno nacionalno zakonodajo s področja oskrbe s plini. Pri tem je treba upoštevati, da je bila Izvedbena

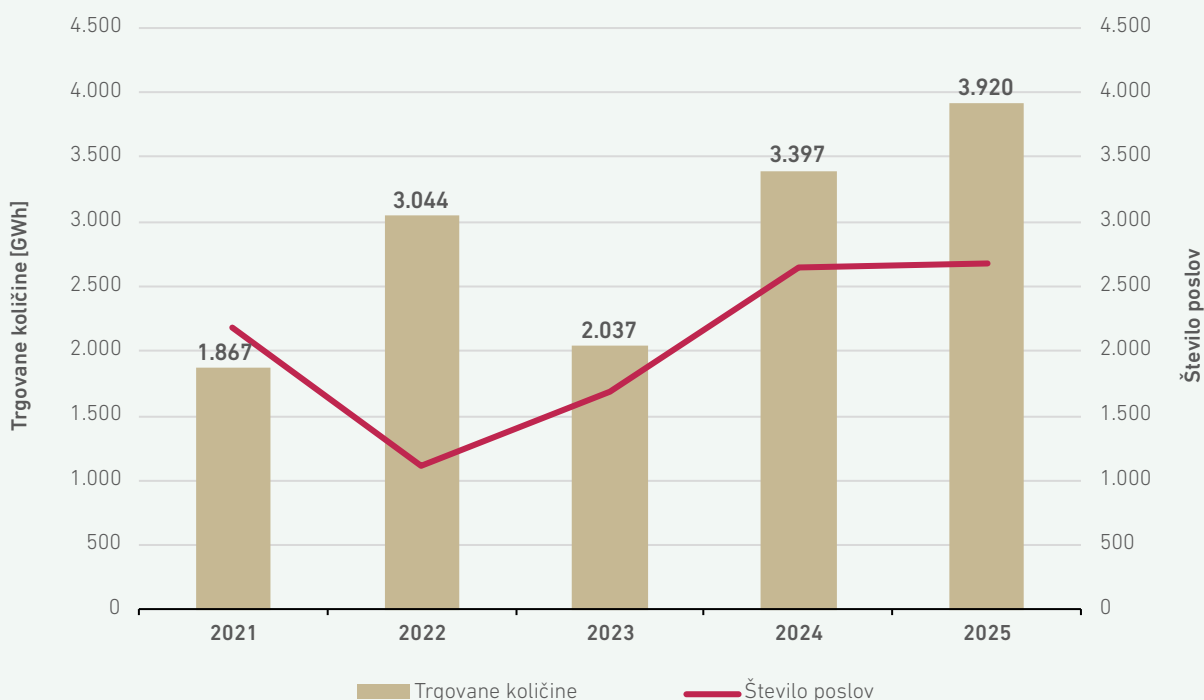
uredba (EU) 1348/2014¹⁵⁵ nadomeščena z Izvedbeno uredbo Komisije (EU) 2026/256, ob upoštevanju prehodnih določb. Podrobneje je to področje obravnavano v poglavju o preglednosti veleprodajnega trga z električno energijo, saj se REMIT uporablja za veleprodajne energetske trge električne energije in plina.

Učinkovitost trga

Na virtualni točki je bila prodana rekordna količina plina od ustanovitve virtualne točke v letu 2016,

medtem ko se je število poslov iz leta 2024 v leto 2025 zvišalo le za 1,5 %.

SLIKA 229: TRGOVANJE V VIRTUALNI TOČKI (PROSTI TRG) V OBDOBJU 2021–2025



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

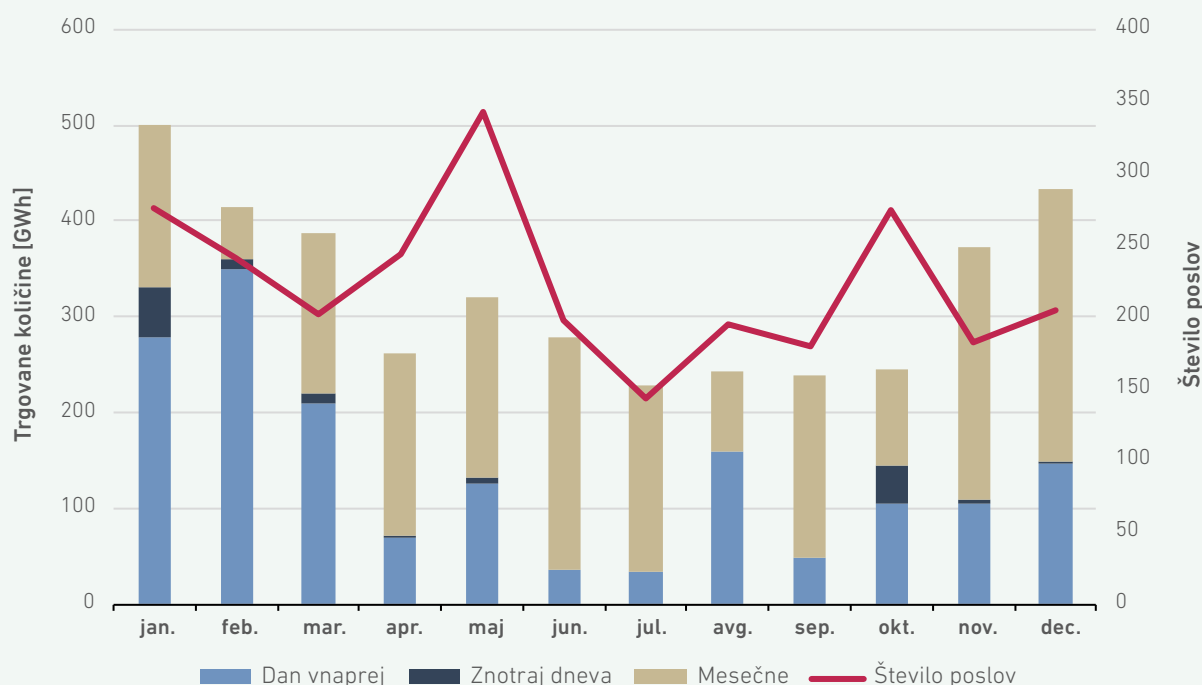
Največ prodanih količin (54,2 %) je bilo prodanih na mesečni ravni, 42,5 % jih je bilo prodanih za dan vnaprej, le 3,3 % pa znotraj dneva, kar je sprememba na lansko leto, ko je bilo največ prodanih količin za dan vnaprej (kar 75 %), le 22 % pa jih je bilo prodano na mesečni ravni. Delež prodanih količin znotraj dneva pa se glede na lani ni spremenil. Po številu poslov, ki jih je bilo 2.682, prevladujejo

produkti za dan vnaprej (91 %), mesečnih transakcij je bilo 3 %, transakcij znotraj dneva pa 6 %, kar je identičen trend glede na lansko leto. S tedenkim produktom tudi to leto ni bilo opravljene nobene transakcije, tako kot lani. V povprečju je vsak mesec na virtualni točki trgovalo 11 trgovcev, kar je eden več kot leto prej.

¹⁵⁵ 17. aprila 2024 je bila objavljena Uredba (EU) 2024/1106, znana kot uredba REMIT II, o izboljšanju zaščite pred tržno manipulacijo na energetskem trgu. Podrobneje pogled podpoglavje Preglednost trga v okviru poglavja Električna energija.



SLIKA 230: TRGOVANJE V VIRTUALNI TOČKI PO TRGOVALNIH PRODUKTIH V 2025

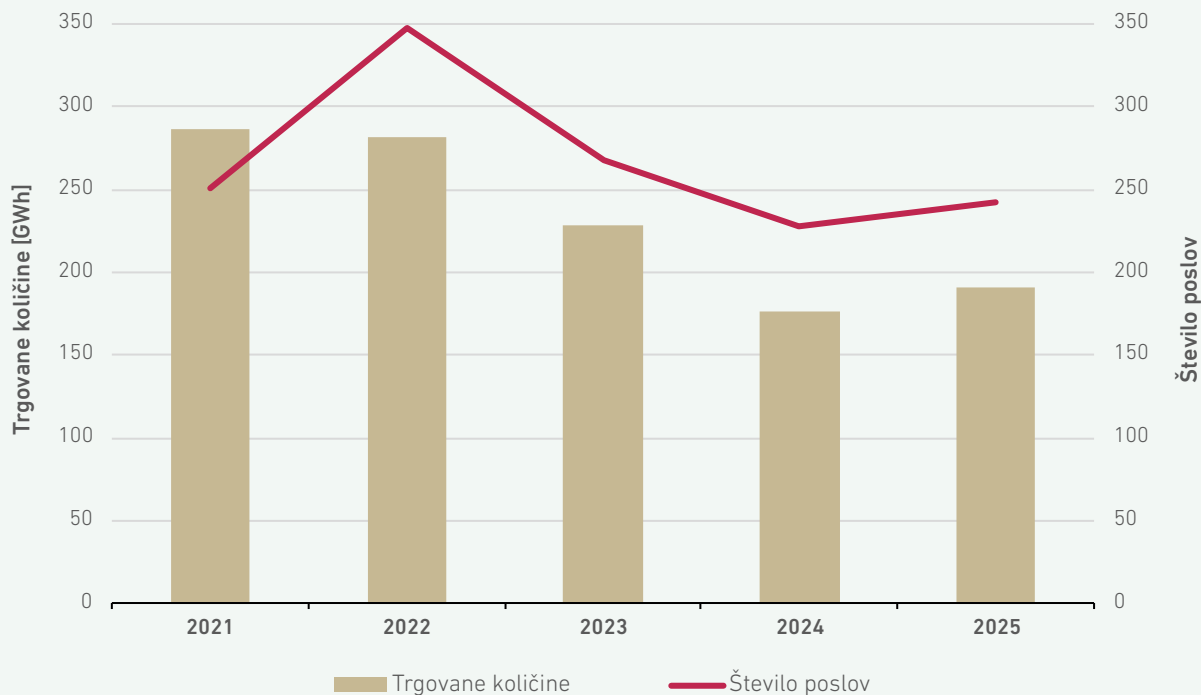


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Medtem ko na virtualni točki operater prenosnega sistema ne trguje, se na trgovalni platformi, kjer se trguje za namen izravnave dnevnih odstopanj, velika večina poslov opravi med operaterjem prenosnega sistema in nosilci bilančnih skupin. Transakcije med nosilci bilančnih skupin so zelo redke, v letu 2025 takšnih transakcij sploh ni bilo. Izmenjanih je bilo 191 GWh plina, kar je 8 % več kot leto prej. Število transakcij se je tudi povečalo, in sicer za 6 % glede na leto 2024.

Na trgovalni platformi prodanih 8 % več plina, število transakcij večje za 6 %

SLIKA 231: TRGOVANJE NA TRGOVALNI PLATFORMI (IZRAVNALNI TRG) V OBDOBJU 2021–2025

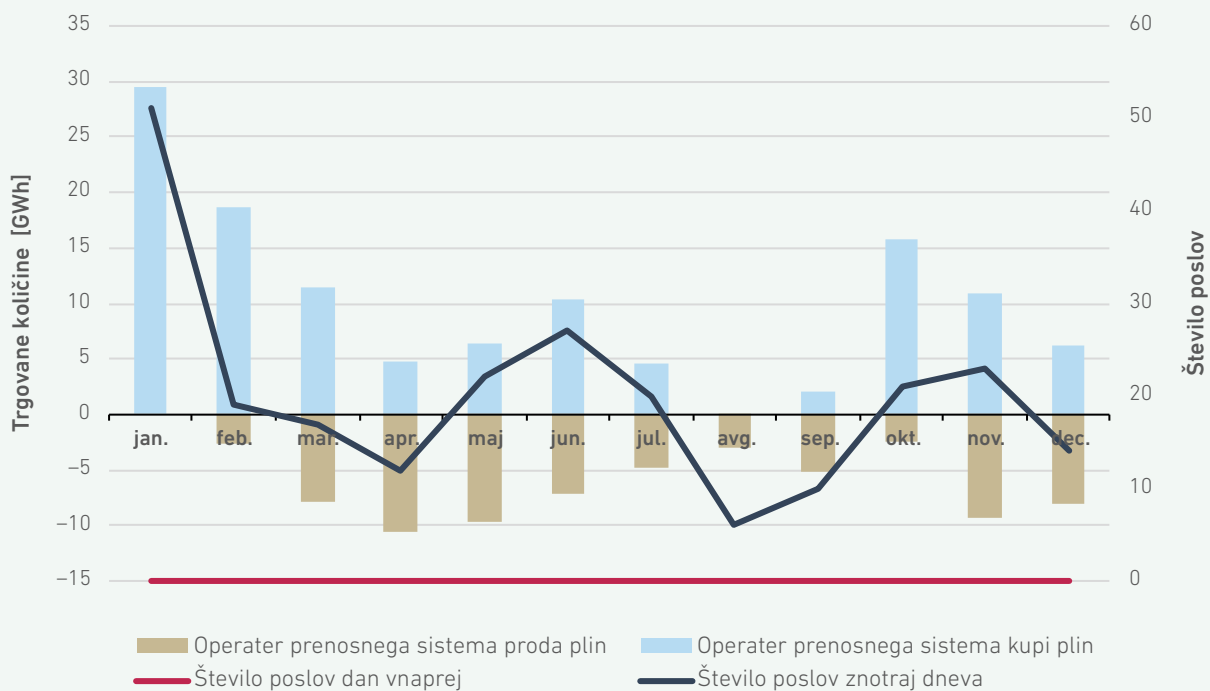


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Vse transakcije so bile izvedene znotraj dneva (242), medtem ko transakcije za dan vnaprej niso zabeležene. V povprečju so vsak mesec na

trgovalni platformi poleg operaterja prenosnega sistema trgovali še trije nosilci bilančnih skupin, kar je enako kot leto prej.

SLIKA 232: TRGOVANJE NA TRGOVALNI PLATFORMI V LETU 2025



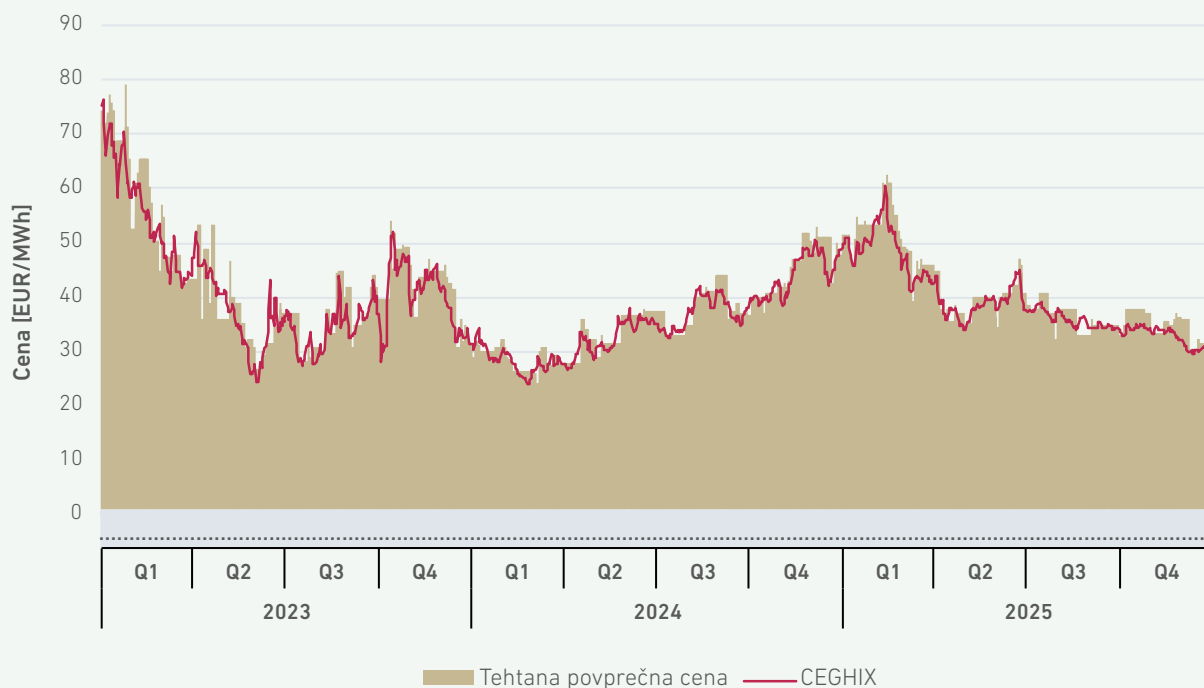
VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI



Tehtana povprečna cena trgovanj na trgovalni platformi je sledila borznemu indeksu CEGHIX s plinskega vozlišča CEGH na Dunaju. Približno dve tretjini dni je bila cena v povprečju za okoli 6–7 % višja, medtem ko je bila približno ena četrtnina dni

v povprečju za okoli 5 % nižja od CEGHIX. Največje odstopanje tehtane povprečne cene od borznega indeksa CEGHIX je bilo 20 % navzgor in 23 % navzdol.

SLIKA 233: TEHTANA POVPREČNA CENA NA TRGOVALNI PLATFORMI IN VREDNOSTI CEGHIX V OBDOBJU 2023–2025



VIRA: PLINOVODI, CEGH

Na oglasni deski člani virtualne točke niso oglaševali svojih ponudb ali povpraševanj. Operater pre-

nosnega sistema prav tako ni oglaševal ponudb na trgovalni platformi.

Maloprodajni trg

Na maloprodajnem trgu v Sloveniji je bilo ob koncu leta 2025 dejavnih 17 dobaviteljev¹⁵⁶ plina. Od teh je gospodinjstvom odjemalcem, priključenim na distribucijske sisteme na podlagi sklenjenih pogodb, dobavljalo plin 12 dobaviteljev, poslovnim odjemalcem, priključenim na distribucijske sisteme in prenosni sistem, pa 17. Glede na lansko leto se je število dobaviteljev zmanjšalo za dva. Tako v letu 2025 dobave plina ni več izvajala družba ENOS, družba JAVNO PODJETJE KOMUNALA d.o.o. Sevnica pa je z dobavo plina prenehala 1. marca 2025.

Odjemalci lahko izbirajo med ponodbami vseh dobaviteljev, ki ponujajo plin v njihovi lokalni skupnosti. Posamezni, po letni količini dobave manjši dobavitelji plina, odjemalcem dobavljajo plin le

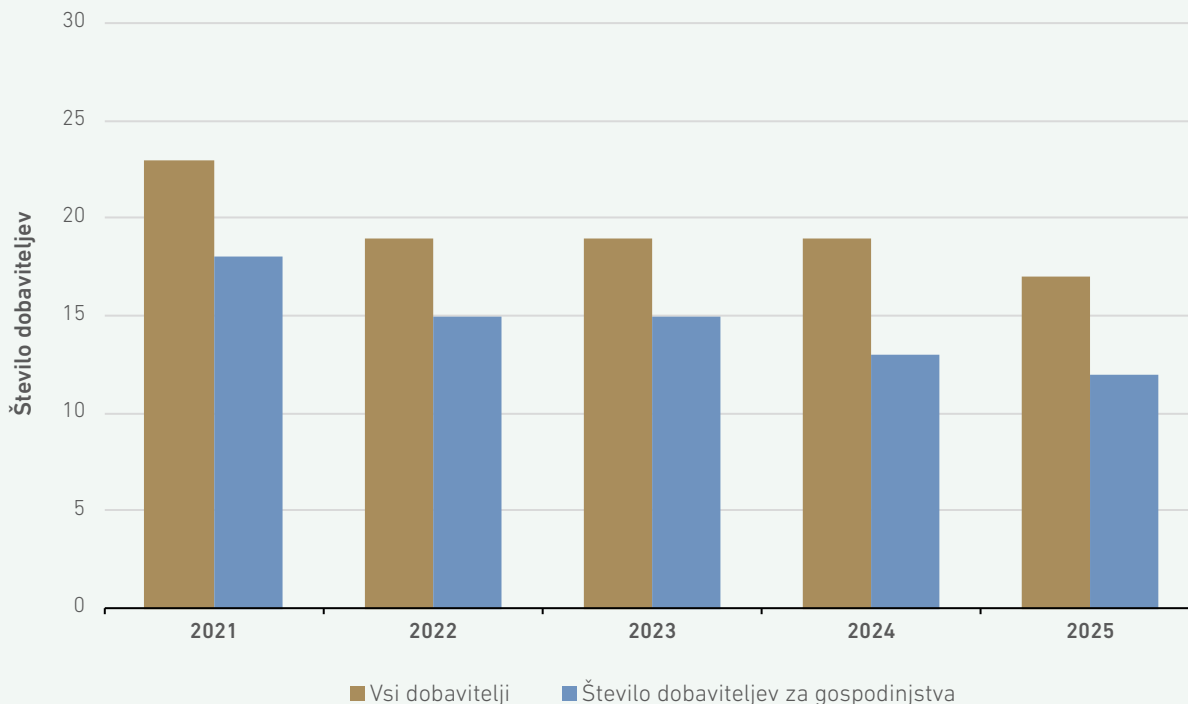
**Na maloprodajnem trgu
17 dobaviteljev,
dva manj kot leta 2024**

v lokalnih skupnostih, v katerih pod okriljem iste družbe opravljajo tudi dejavnost distribucije plina. Odjemalci plačajo dobavljeni plin mesečno na podlagi dejansko porabljene količine, izmerjene z merilno napravo, oziroma na podlagi ocenjene količine porabe¹⁵⁷, če operater z odčitkom merilne naprave ne razpolaga.

156 Agencija je kot dobavitelje upoštevala tiste družbe, ki so člani bilančne skupine ali bilančne podskupine.

157 Izračunana na podlagi določb Metodologije za prognoziranje nednevno merjenih prevzemov uporabnikov omrežja zemeljskega plina.

SLIKA 234: ŠTEVILO DOBAVITELJEV NA MALOPRODAJNEM TRGU V SLOVENIJI V OBDOBJU 2021–2025



VIR: AGENCIJA

V letu 2025 v Sloveniji ni bilo uvedene neposredne cenovne omejitve s strani države, kot je to veljalo v nekaterih preteklih kriznih obdobjih. Oblikovanje

cen je tako potekalo na tržni osnovi, pri čemer so dobavitelji cene prilagajali razmeram na mednarodnih energetskih trgih.

Cene plina na maloprodajnem trgu

Spremljanje cen na maloprodajnem trgu se izvaja na podlagi javnih podatkov ter podatkov iz ponudb za gospodinjске in male poslovne odjemalce, pridobljenih od dobaviteljev v okviru primerjalnih storitev agencije.

Maloprodajne cene plina v ponudbah o dobavi so v obdobju stabilnega delovanja trgov odvisne predvsem od gibanja cen na veleprodajnih trgih, pogojev nabave, ki si jih dobavitelji zagotovijo pri trgovanju, in od poslovnih odločitev posameznega dobavitelja.

V zadnjih letih so se cene plina zelo spreminjale zaradi nepredvidljive oskrbe s plinom, spreminjajočih geopolitičnih razmer, procesa dekarbonizaci-

je in drugih dejavnikov, ki so od dobaviteljev zahtevali prilagajanje novim razmeram in iskanje novih virov plina.

V letu 2025 so se cene plina za gospodinjске odjemalce znižale, medtem ko je bilo pri poslovnih odjemalcih zaznano rahlo zvišanje cen samo v kategoriji najmanjših poslovnih odjemalcev I1, pri vseh ostalih skupinah pa so se cene znižale.

Cene plina za večino odjemalcev nižje kot v letu 2024

Maloprodajni indeks cen

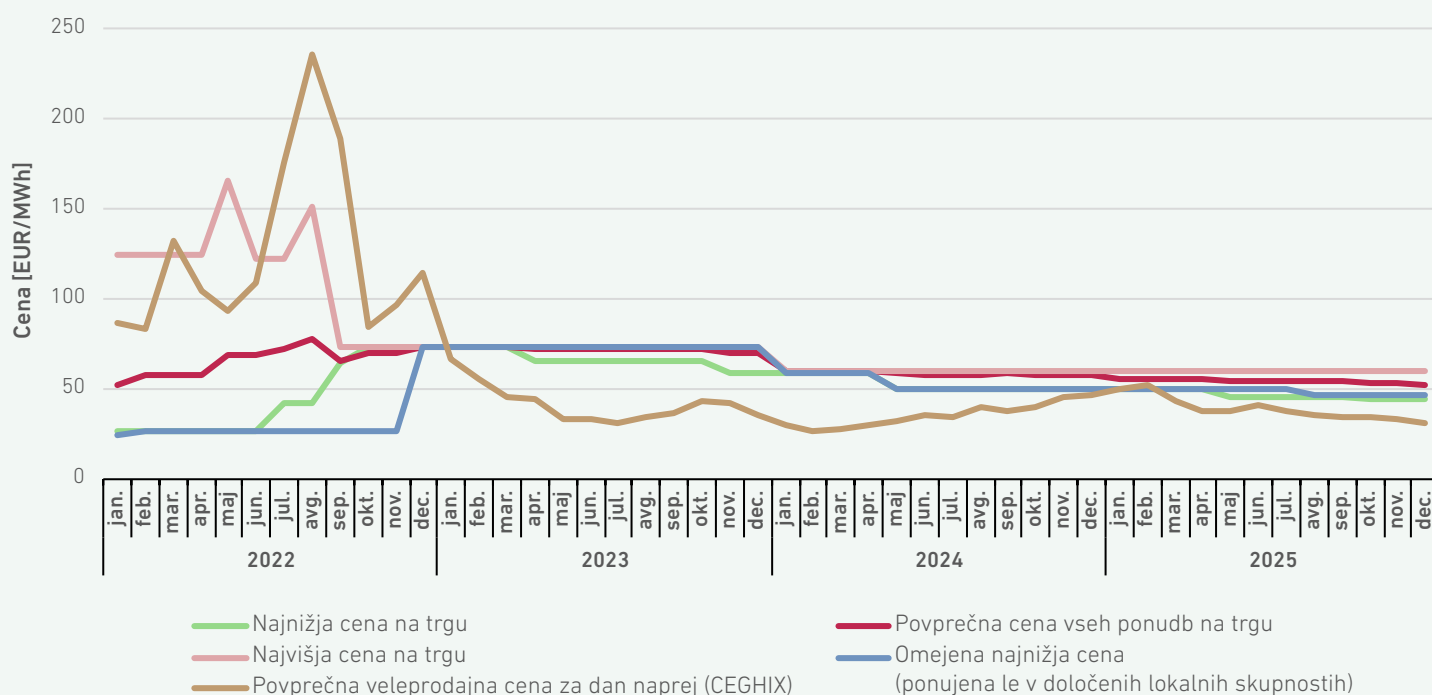
Agencija v okviru spremljanja zadevnega trga določa maloprodajni indeks cen (MPI). MPI temelji na najcenejši, vsem odjemalcem dostopni ponudbi na trgu, ki odjemalcu omogoča časovno neomejeno zamenjavo dobavitelja brez pogodbenih kazni. Odraža izključno cenovni potencial, ne pa tudi realizirane cene na podlagi sklenjenih pogodb.

Slika 235 prikazuje trend gibanja naslednjih cen za značilnega gospodinjškega odjemalca:

- omejena najnižja cena (ponujena le v določenih lokalnih skupnostih),
- najnižja cena na trgu,
- povprečna cena vseh ponudb na trgu in
- najvišja cena na trgu.



SLIKA 235: MALOPRODAJNI INDEKS CEN IN NEKATERE ZNAČILNE CENE PLINA ZA GOSPODINJSKE ODJEMALCE BREZ OMREŽNINE, DAJATEV IN DDV V OBDOBJU 2022–2025



VIR: AGENCIJA

Od januarja do konca aprila je najnižjo ceno plina imel dobavitelj Energija plus, in sicer 49,4 EUR/MWh, drugo najcenejšo ponudbo cene plina je imel GEN-I, ki je ponudil najnižjo akcijsko ceno plina 49,6 EUR/MWh. Nekateri drugi dobavitelji so cene plina za gospodinjске odjemalce znižali v maju (Energetika Ljubljana 45,0 EUR/MWh) oz. poletnih mesecih. Konec leta 2025 je imel najvišjo ceno 59,9 EUR/MWh le en dobavitelj. Večina gospodinj-skih odjemalcev je imelo konec leta 2025 ceno niž-jo od 54,0 EUR/MWh.

Veleprodajne cene plina za dan vnaprej na avstrij-ski borzi CEGH so se v letu 2025 zniževale.

**Povprečna mesečna cena
dobave plina se je do konca leta
znižala za 9 %**

Tako je januarja znašala veleprodajna ceno plina za dan vnaprej 49,3 EUR/MWh, decembra 2025 pa 30,6 EUR/MWh. Decembra 2025 je bila najnižja ponujena cena plina na trgu 46 % višja kot povprečna veleprodajna cena.

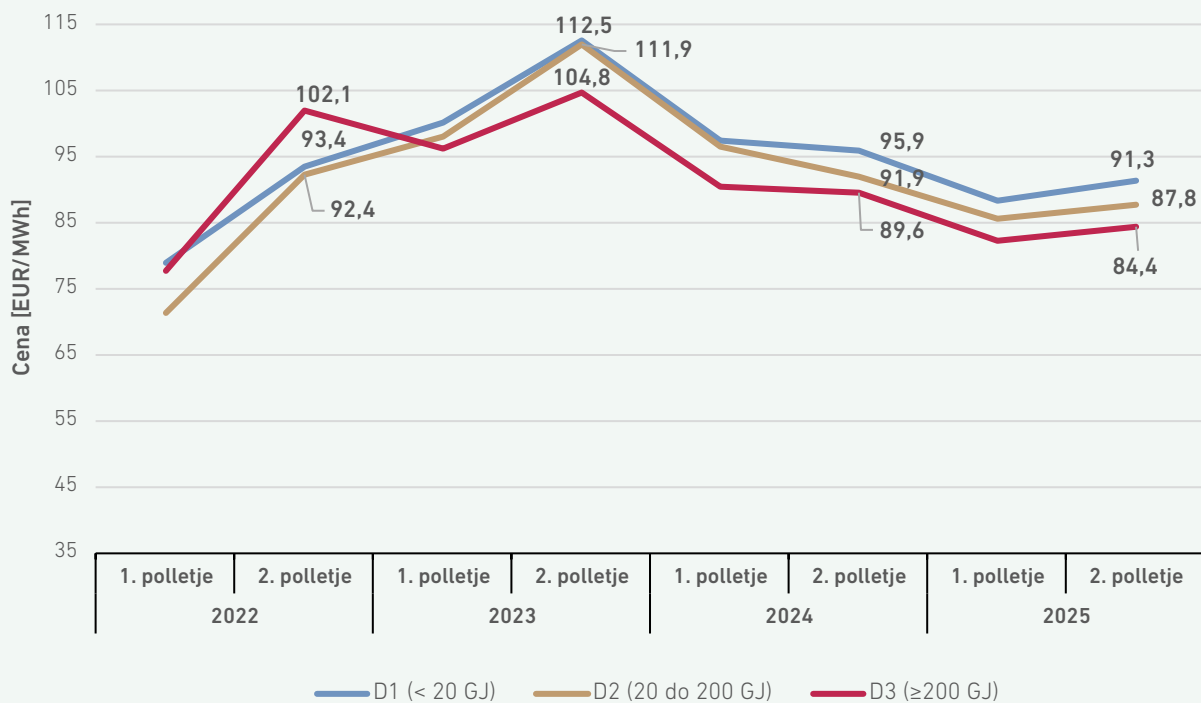
Končne cene plina

Gibanje cene plina z vsemi davki in dajatvami za gospodinske odjemalce v obdobju 2022–2025 prikazuje slika 236. Za vse skupine gospodinskih odjemalcev D1, D2 in D3 so bile cene plina v prvi polovici leta 2025 za vsaj 6 % nižje kot v drugi polovici leta 2024. V drugi polovici leta 2025 so se cene plina nekoliko zvišale in so bile pri najmanjših gospodinskih odjemalcih za le 4,8 % nižje kot v drugi polovici leta 2024, pri gospodinskih odjemalcih skupine D2 pa 4,5 % nižje.

**Končne cene plina
za gospodinske odjemalce
nižje za več kot 7 %**

Za značilnega gospodinskega odjemalca skupine D2 je znašala povprečna cena leta 2025 86,7 EUR/MWh in je bila 7,9 % nižja kot v letu 2024, kar 17,3 % nižja kot leta 2023, vendar 5,9 % višja kot leta 2022.

SLIKA 236: KONČNE CENE PLINA ZA GOSPODINSKE ODJEMALCE V SLOVENIJI Z VSEMI DAVKI IN DAJATVAMI V OBDOBJU 2022–2025



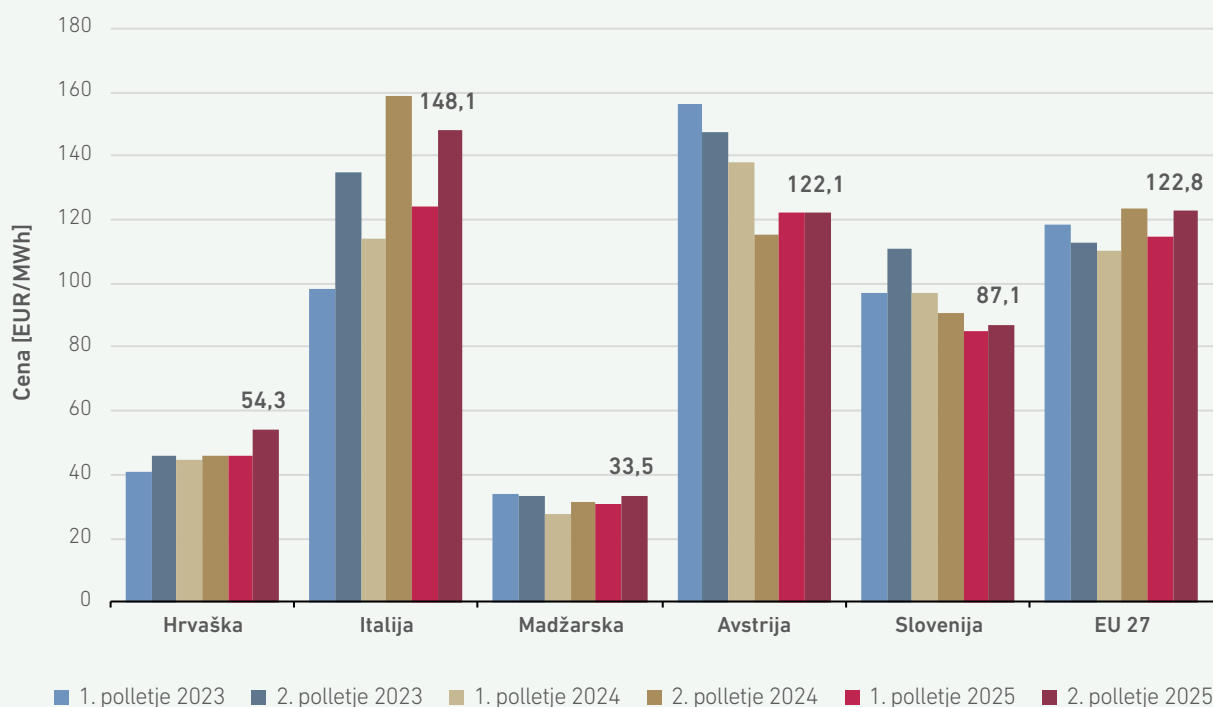
VIR: SURS

**Končne cene plina
za gospodinske odjemalce
27 % nižje od povprečja EU**

Slika 237 prikazuje gibanje končnih cen plina z vsemi davki in dajatvami v letih 2023, 2024 in 2025 za značilnega gospodinskega odjemalca plina D2 v Sloveniji in sosednjih državah. Končne cene plina v Sloveniji so se v letu 2025 v primerjavi z letom pred tem na letni ravni znižale za 9 %, medtem ko so bile v letu 2025 glede na predhodno leto nižje tudi v Avstriji (–7 %), v Italiji pa se cena ni bistveno spremenila. Nasprotno pa so bile na Hrvaškem in Madžarskem višje kot leto prej. Končne cene plina za značilne gospodinske odjemalce v Sloveniji še naprej ostajajo precej pod povprečjem cen v EU.



SLIKA 237: KONČNE CENE PLINA ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA D2 Z VSEMI DAVKI IN DAJATVAMI ZA SLOVENIJO IN SOSEDNJE DRŽAVE V OBDOBJU 2023–2025



VIR: EUROSTAT

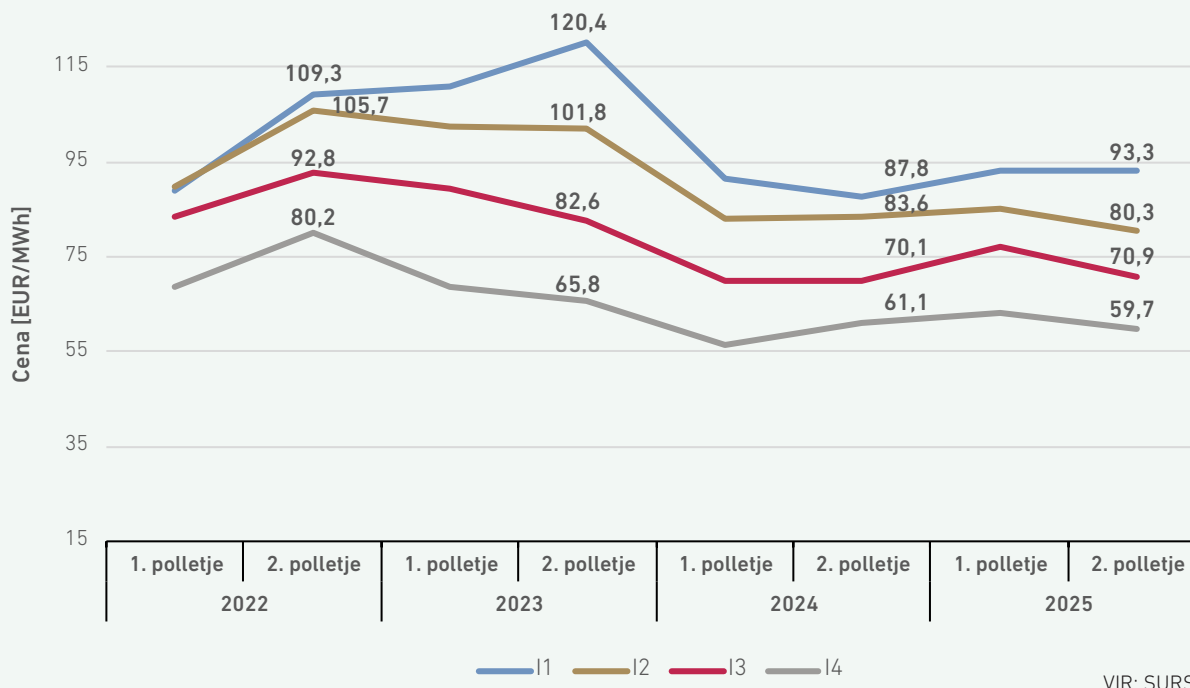
Končne cene plina za poslovne odjemalce v Sloveniji so se v letu 2025 nekoliko zvišale v primerjavi z letom 2024, vendar so bile še vedno nižje v primerjavi z letom 2023. Za najmanjše poslovne odjemalce I1 je konec leta 2025 končna cena plina znašala 93,1 EUR/MWh in je bila 3,9 % višja kot v letu 2024, vendar 5,9 % nižja kot leta 2023.

**Končna cena plina
za najmanjše poslovne odjemalce
3,9 % višja kot v letu 2024**

S slike 238 je razvidno, da se ponovno nakazuje trend razhajanja končnih cen plina med posameznimi skupinami poslovnih odjemalcev. V drugi polovici leta 2024 je bila cena plina za skupino I1 za 44 % višja kot za skupino I4, v drugi polovici leta

2025 pa se je ta razlika povečala na 56 %. Medtem ko se je za odjemne skupine I1 in I3 povprečna letna cena plina zvišala, je za skupino I2 odjemalcev opaziti rahlo znižanje (0,7 %).

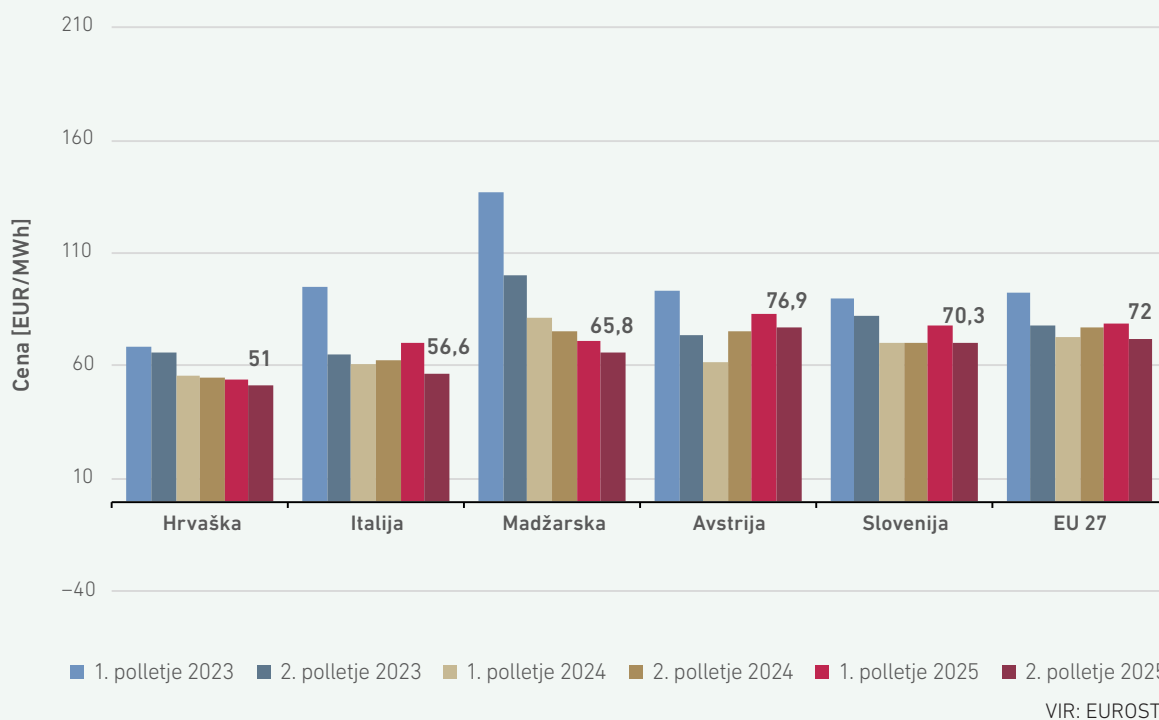
SLIKA 238: KONČNE CENE PLINA ZA POSLOVNE ODJEMALCE V SLOVENIJI Z VSEMI DAVKI IN DAJATVAMI V OBDOBJU 2022–2025



Slika 239 prikazuje končne cene plina za značilne poslovne odjemalce plina I3 v Sloveniji in sosednjih državah. Za te odjemalce se je v Sloveniji končna cena plina na letni ravni zvišala za 5 %, medtem ko je sprememba cene iz drugega polletja 2024 na drugo polletje 2025 komaj zaznavna. Končna cena plina za značilne poslovne odjemalce je bila 2 % pod povprečjem EU. V primerjavi z letom prej

so bile povprečne cene nižje samo na Hrvaškem in Madžarskem. Končne cene plina so se na letni ravni najbolj znižale na Madžarskem, in sicer za 16,0 %, medtem ko je najvišje polletno znižanje cen mogoče opaziti v Italiji, saj so se končne cene v drugi polovici leta v primerjavi s prvo polovico leta znižale za kar 19 %.

SLIKA 239: KONČNE CENE PLINA ZA ZNAČILNEGA POSLOVNEGA ODJEMALCA I3 Z VSEMI DAVKI IN DAJATVAMI ZA SLOVENIJO IN SOSEDNJE DRŽAVE V OBDOBJU 2023–2025



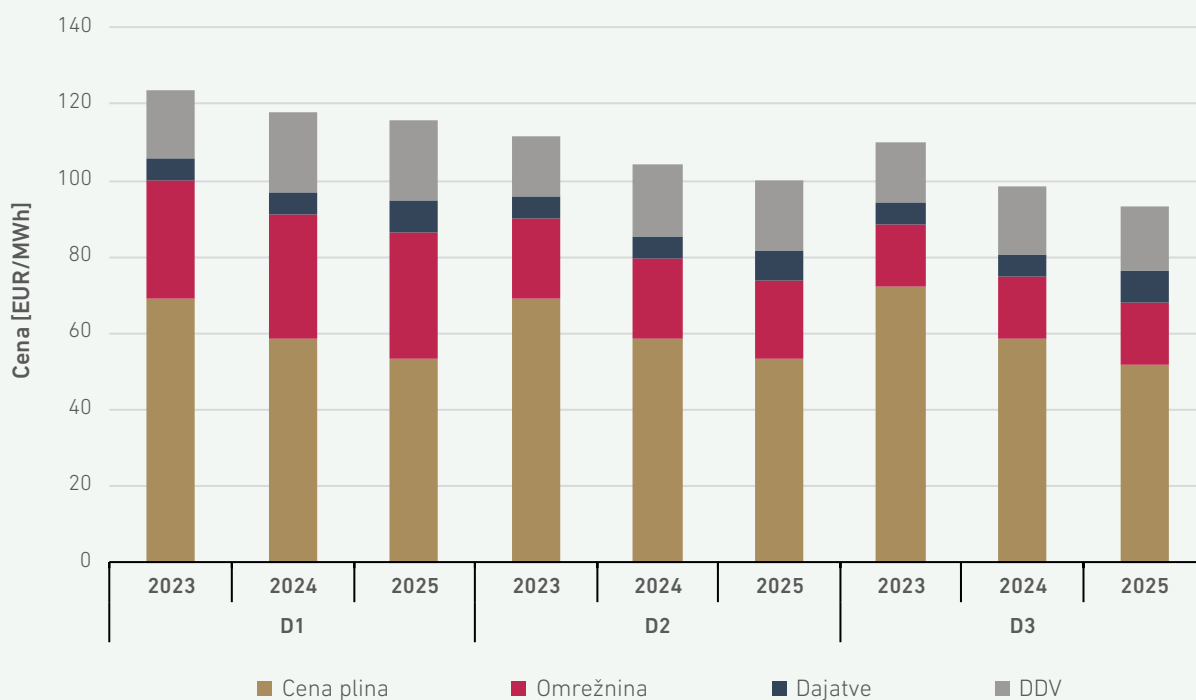


Na slikah 240 in 241 je prikazana struktura končne cene za značilne gospodinjske in poslovne odjemalce, priključene na distribucijske sisteme v obdobju 2023–2025.

V strukturi končne cene plina za gospodinjske odjemalce se je v letu 2025 v primerjavi z letom prej v vseh porabniških skupinah znižal delež energije.

Delež energije v končni ceni plina je tako kot v preteklih letih bil tudi v letu 2025 najvišji pri uporabniški skupini D3 in je znašal 55,6 % končne cene plina. Omrežnina je predstavljala najvišji delež končne cene plina pri uporabniški skupini D1 v višini 28,5 %. Uporabniška skupina D1 ima v celotnem opazovanem obdobju najvišji delež omrežnine, najnižjega pa uporabniška skupina D3.

SLIKA 240: STRUKTURA KONČNE CENE PLINA ZA GOSPODINJSKE ODJEMALCE V OBDOBJU 2023–2025

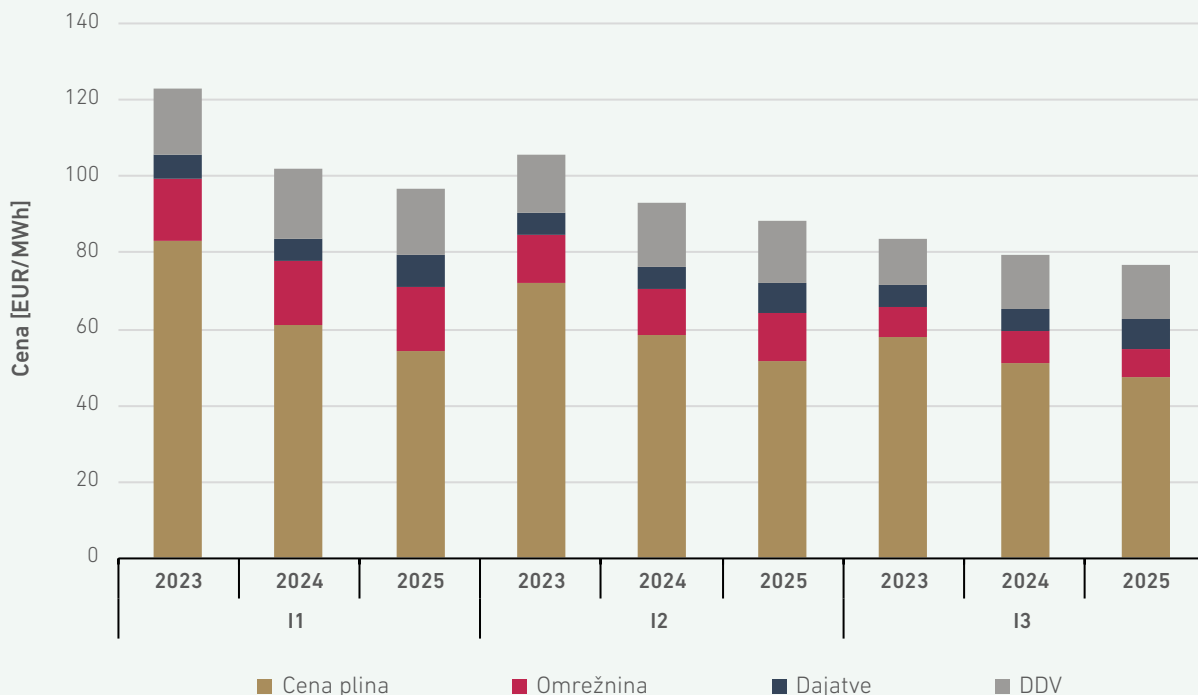


VIRI: DOBAVITELJI

Tudi v strukturi končne cene plina za poslovne odjemalce se je v letu 2025 v primerjavi z letom prej za vse porabniške skupine znižal delež energije. Pri najmanjših poslovnih odjemalcih I1 je znašal delež cene plina 55,9 %, pri največjih skupinah I3 pa

61,8 % končne cene oskrbe s plinom. Omrežnina je bila v deležu končne cene oskrbe s plinom najvišja za uporabniško skupino I1 – 17,6 %, najmanjša pa za uporabniško skupino I3, in sicer 9,3 %.

SLIKA 241: STRUKTURA KONČNE CENE PLINA ZA POSLOVNE ODJEMALCE V OBDOBJU 2023–2025



VIRI: DOBAVITELJI

Preglednost trga

V nadaljevanju predstavljeni rezultati monitoringa učinkovitosti in konkurenčnosti maloprodajnega trga s plinom temeljijo na podlagi kontinuirane ob-

delave podatkov, ki jih agenciji pošiljajo zavezanci za poročanje.

Finančna preglednost dobaviteljev in preglednost računov

Na podlagi Zakona o gospodarskih družbah (ZGD-1) so dobavitelji plina dolžni pripraviti letna poročila, kar zagotavlja ustrezno finančno preglednost na področju izvajanja dejavnosti dobave plina. Konsolidirana letna poročila morajo prikazovati resničen in pošten prikaz finančnega stanja in poslovnega izida skupine družb in so revidirana s strani neodvisnih revizorjev ter predložena AJ PES za potrebe javne objave. Preglednost računov je sistemsko regulirana na podlagi veljavne zakonodaje. Na

računu za dobavljen plin so tako ločeno prikazani zneski za porabljen plin, omrežnina (znesek za distribucijo in znesek za meritve) ter prispevek za energetske učinkovitost, prispevek za OVE in SPTE, okoljska dajatev (taksa za CO₂), trošarina in DDV. Ker na področju maloprodajnega trga s plinom ni inovativnih ponudb, veljavna zakonodaja zagotavlja ustrezno raven preglednosti obračuna stroškov oskrbe.

Obveznost javne objave ponudb

Dobavitelji morajo gospodinjstvom in malim poslovnim odjemalcem zagotoviti pregledne informacije o svojih ponudbah za dobavo plina in z njimi

povezanimi veljavnimi ceniki ter tudi splošne pogodbenne pogoje za storitev dobave.

Dejavnosti agencije za zagotavljanje preglednosti

Agencija redno izvaja monitoring delovanja maloprodajnega trga s plinom, pri čemer spremlja tudi število in lastnosti objavljenih ponudb s poudarkom na hitrem ukrepanju v primeru ugotovljenih spornih praks. Podatke o aktualnih ponudbah in

morebitnih spremembah značilnosti teh ponudb zavezanci mesečno predložijo agenciji, ki jih v okviru skupne kontaktne točke uporabi za primerjalne storitve v skladu z ZOP.



Za zagotavljanje preglednosti na maloprodajnem trgu s plinom so na spletni strani agencije uporabnikom na voljo primerjalne e-storitve, med katerimi je ključna spletna aplikacija Primerjalnik stroškov oskrbe. Ta omogoča izračun in primerjavo zneskov za oskrbo s plinom za posamezni profil odjema na podlagi ponudb, ki jih v spletno aplikacijo vnašajo dobavitelji.

Uporabnikom primerjalnih storitev je bil zagotavljan dostop do vseh cenikov oziroma do osnovnih informacij o vseh ponudbah dobaviteljev. Med drugim so lahko uporabniki prek seznama dobaviteljev oziroma ponudb v primerjavi hitro dostopali do posameznih cenikov in splošnih pogojev dobaviteljev.

Učinkovitost trga

Tržni deleži in koncentracija na maloprodajnih trgih

Dobava plina končnim odjemalcem

Tabela 39 prikazuje v letu 2025 dosežene tržne deleže dobaviteljev vsem končnim odjemalcem na maloprodajnem trgu s plinom v Sloveniji.

TABELA 39: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV VSEM KONČNIM ODJEMALCEM NA MALOPRODAJNEM TRGU S PLINOM 2025

Dobavitelj	Dobavljena energija [GWh]	Tržni delež
Geoplin	4.147	39,7 %
Energetika Ljubljana	2.180	20,9 %
GEN-I	1.028	9,9 %
Petrol	863	8,3 %
HSE	482	4,6 %
ENNA Next	376	3,6 %
Energija plus	356	3,4 %
Adriaplin	279	2,7 %
Plinarna Maribor	233	2,2 %
ECE	201	1,9 %
Drugi manjši dobavitelji	145	1,4 %
Goodyear Slovenija	143	1,4 %
Skupaj	10.432¹⁵⁸	100,0 %
HHI maloprodajnega trga		2.248

VIR: AGENCIJA

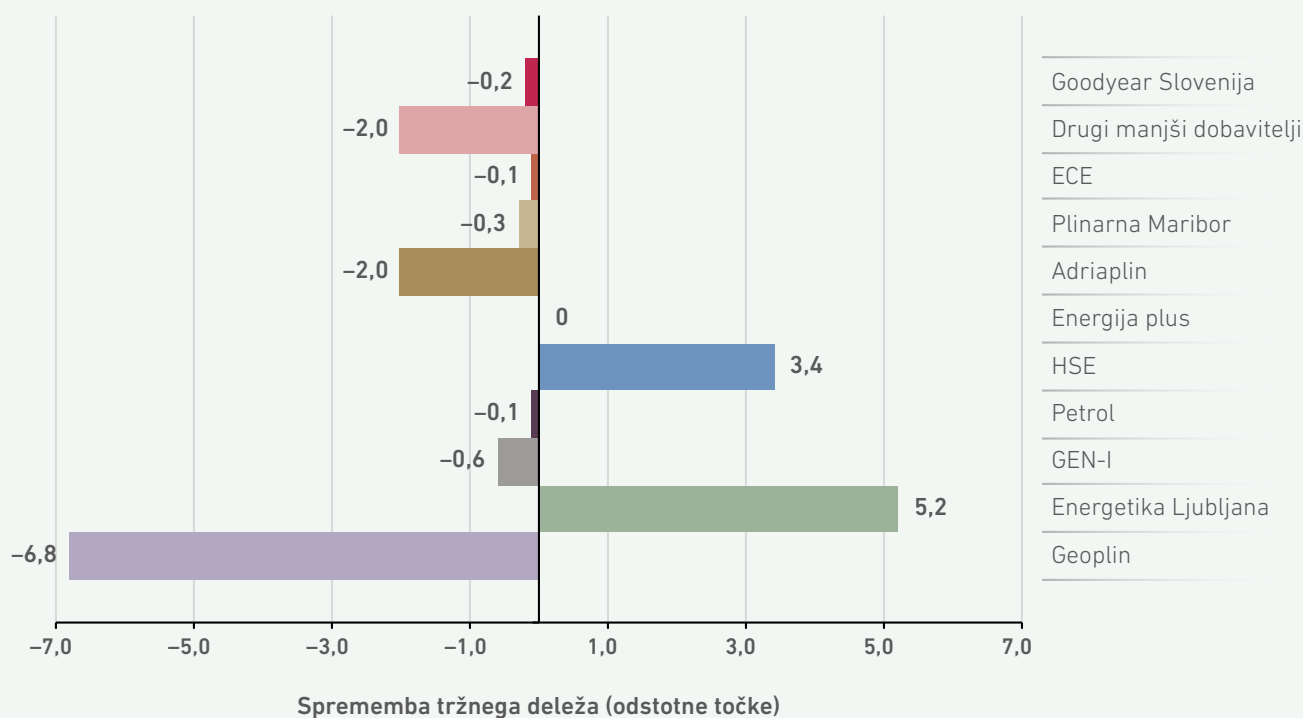
158 Razlika med skupno vsoto in seštevki dobavljene energije dobaviteljev je posledica zaokroževanja števil.

Vrednost HHI kaže, da maloprodajni trg ostaja visoko koncentriran (HHI je več kot 2.000), čeprav se je v primerjavi z letom 2024 znižala za 15,4 %.

Če obravnavamo količine dobave vsem odjemalcem, sta v letu 2025 glede na leto 2024 tržni delež najbolj povečala dobavitelja Energetika Ljubljana in HSE, največ pa je izgubil Geoplin, sledita mu pa Adriaplin in skupina manjših dobaviteljev, označena kot "Drugi manjši dobavitelji". Medletne spremembe tržnih deležev dobaviteljev končnim odjemalcem prikazuje naslednja slika.

**Maloprodajni trg plina
ostaja še naprej
visoko koncentriran**

SLIKA 242: SPREMEMBE TRŽNIH DELEŽEV NA TRGU ZA KONČNE ODJEMALCE V LETU 2025 GLEDE NA LETO 2024¹⁵⁹



VIR: AGENCIJA

Povečanje tržnega deleža pri Energetiki Ljubljana je lahko posledica akcijskih ali rednih ponudb, ki so bile nižje od povprečne cene plina ostalih ponudb.

Dobava plina poslovnim odjemalcem

Tržne deleže dobaviteljev plina, ki so v letu 2025 dobavljali poslovnim odjemalcem, prikazuje tabela 40.

¹⁵⁹ Spremembe tržnih deležev so zaokrožene na eno decimalno mesto.



TABELA 40: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV POSLOVNIM ODJEMALCEM NA MALOPRODAJNEM TRGU S PLINOM

Dobavitelj	Dobavljena energija [GWh]	Tržni delež
Geoplin	4.146,7	44,3 %
Energetika Ljubljana	1.860,1	19,9 %
GEN-I	761,8	8,1 %
Petrol	739,7	7,9 %
HSE	482,0	5,1 %
ENNA Next	375,7	4,0 %
Energija plus	343,6	3,7 %
ECE	170,1	1,8 %
Goodyear Slovenija	142,5	1,5 %
Adriaplin	136,7	1,5 %
Plinarna Maribor	113,0	1,2 %
Drugi manjši dobavitelji	97,5	1,0 %
Skupaj	9.369¹⁶⁰	100,0 %
HHI maloprodajnega trga		2.547

VIR: AGENCIJA

Vrednost HHI se je znižala za 19,3 % v primerjavi z letom prej. Kljub temu je maloprodajni trg ostal visoko koncentriran (HHI je več kot 2.000).

Tudi na trgu dobave poslovnim odjemalcem sta največji delež pridobila Energetika Ljubljana in HSE. Energetika Ljubljana je tržni delež povečala za 5,8 odstotne točke, HSE pa za 3,7 odstotne točke. Delež manjših dobaviteljev se je znižal za 2,2 odstotne točke, medtem ko je največji delež izgubil Geoplin, in sicer 8,4 odstotne točke, sledi mu pa Adriaplin, pri katerem se je delež znižal za 2,3 odstotne točke¹⁶¹.

Delež ostalih dobaviteljev se je spremenil v absolutni vrednosti znotraj 0,6 odstotne točke.

Iz primerjave tržnih deležev dobaviteljev poslovnim odjemalcem v letih 2021 in 2025, ki jo prikazuje slika 243, je razvidno, da so v petletnem obdobju

**Največji štirje dobavitelji
plina poslovnim odjemalcem
imajo 80-% tržni delež**

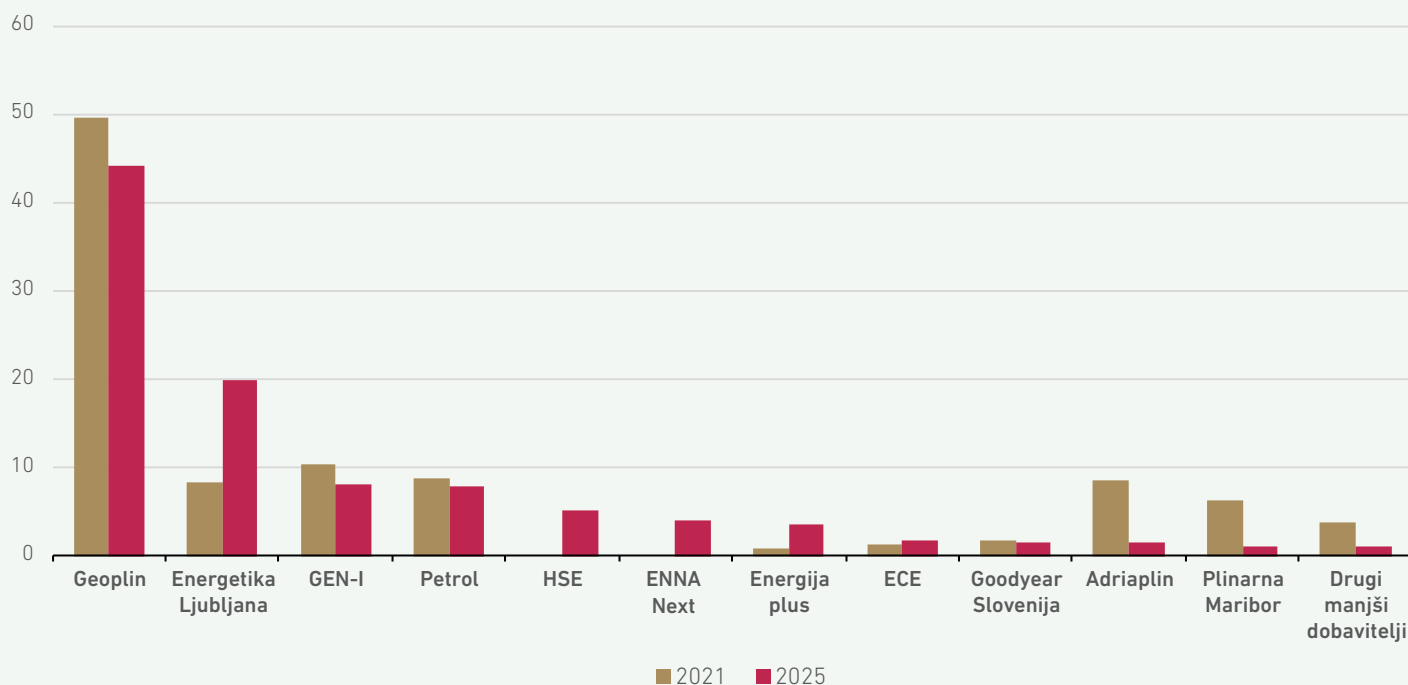
svoj delež povečali Energetika Ljubljana (+11,6 odstotne točke), Energija plus (+2,8 odstotne točke), znižanje pa je bilo najizrazitejše ponovno pri Adriaplinu (-7,2 odstotne točke), Geoplinu (5,3 odstotne točke), Plinarni Maribor (-5,2 odstotne točke) in skupini manjših dobaviteljev (-2,8 odstotne točke).

Deleži dobave plina poslovnim odjemalcem še vedno kažejo na nizko konkurenčnost trga za odjemalce, saj je skupni delež dobavljenih količin največjih štirih dobaviteljev v primerjavi z lanskim letom padel za samo 3 odstotne točke in zdaj znaša 80 %.

¹⁶⁰ Razlika med skupno vsoto in seštevki dobavljene energije dobaviteljev je posledica zaokroževanja števil.

¹⁶¹ Spremembe tržnih deležev dobaviteljev v letu 2025 glede na leto 2024 so zaokrožene na eno decimalno mesto. Neposredna primerjava z lanskimi vrednostmi lahko zaradi zaokrožitve privede do razlike +/- 0,1 odstotne točke.

SLIKA 243: PRIMERJAVA TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV POSLOVNIM ODJEMALCEM V LETIH 2021 IN 2025



VIR: AGENCIJA

Dobava plina gospodinjskim odjemalcem

Tržne deleže dobaviteljev plina na tržnem segmentu maloprodajnega trga gospodinjskih odjemalcev v letu 2025 prikazuje tabela 41.

TABELA 41: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV GOSPODINJSKIM ODJEMALCEM NA MALOPRODAJNEM TRGU S PLINOM

Dobavitelj	Dobavljena energija [GWh]	Tržni delež
Energetika Ljubljana	320	30,1 %
GEN-I	266	25,0 %
Adriaplin	143	13,4 %
Petrol	123	11,6 %
Plinarna Maribor	120	11,3 %
ECE	31	2,9 %
ISTRABENZ PLINI	24	2,3 %
Energija plus	12	1,2 %
Drugi manjši dobavitelji	24	2,2 %
Skupaj	1.063	100,0 %
HHI maloprodajnega trga		1.991

VIR: AGENCIJA



Vrednost HHI kaže, da je maloprodajni trg dobave gospodinjskim odjemalcem ostal nizko koncentriran (HHI je manjši od 2.000), čeprav se je vrednost HHI že četrto leto zapored povišala. V primerjavi z letoma 2023 in 2024, ko je HHI znašal 1.892 oziroma 1.925, se je HHI v letu 2025 povečal za 66. Tržni delež treh največjih dobaviteljev (CR3) je znašal dobrih 68,6 %, kar je 1,5 % več kot leto prej. Prva dva dobavitelja po deležih ostajata nespremenjena glede na lani, na tretjem mestu pa je Adriaplin zamenjal Petrol.

V letu 2025 je v primerjavi z letom prej za 1,5 odstotne točke uspelo tržni delež povečati Energetiki Ljubljana, za 1,4 odstotne točke Adriaplínu in GEN-I za 1 odstotno točko¹⁶².

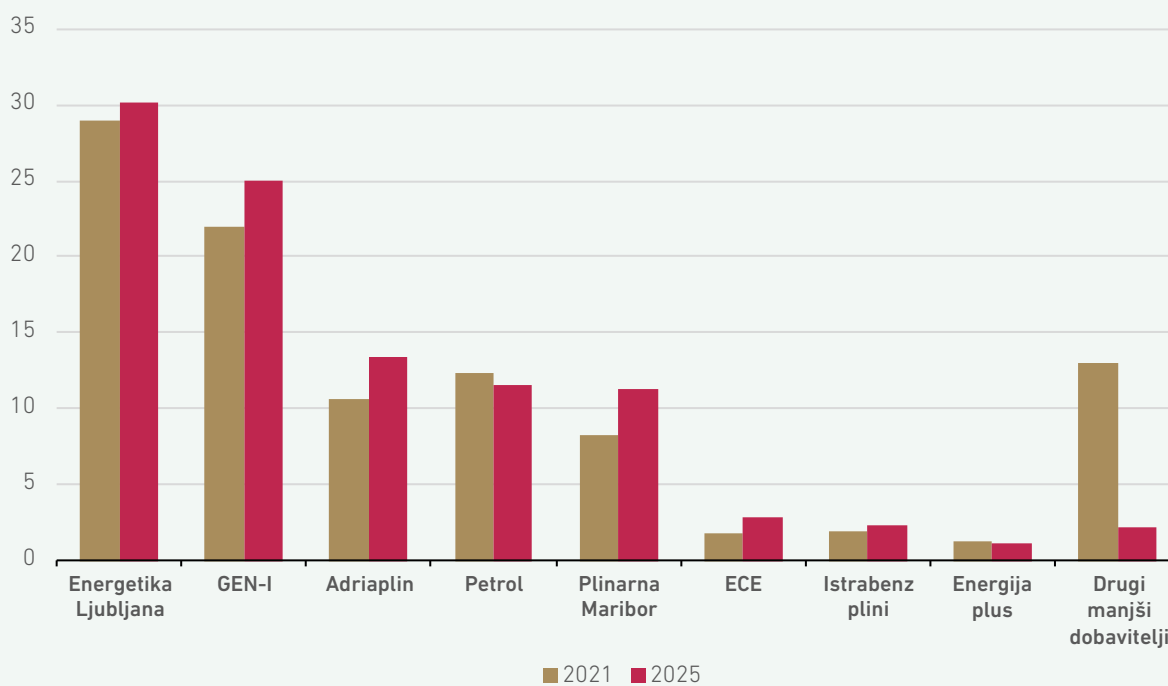
Na drugi strani je največje zmanjšanje tržnega deleža v segmentu gospodinjskih odjemalcev vidna pri Petrolu (–2,9 odstotne točke) in Plinarni Maribor (–1,3 odstotne točke). Delež dobave se je po-

Vrednost HHI za maloprodajni trg že četrto leto zapored višja

večal še drugim manjšim dobaviteljem, in sicer 1,9 odstotne točke, predvsem zaradi vključitve dobavitelja Energetika Celje v to kategorijo. Pri ostalih spremembah tržnih deležev so vzroki sprememb nepredvidljive razmere na trgu plina.

Spremembe tržnih deležev dobaviteljev gospodinjskim odjemalcem v letih 2021 in 2025 prikazuje slika 244. Tržne deleže sta najbolj povečala GEN-I (3,1 %) in Adriaplin (2,8 %). Tržni delež se je v teh letih najbolj znižal drugim manjšim dobaviteljem (–10,7 %), rahlo pa se je znižal delež tudi Petrola, in sicer 0,7 odstotne točke.

SLIKA 244: PRIMERJAVA TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV GOSPODINJSKIM ODJEMALCEM V LETIH 2021 IN 2025



VIR: AGENCIJA

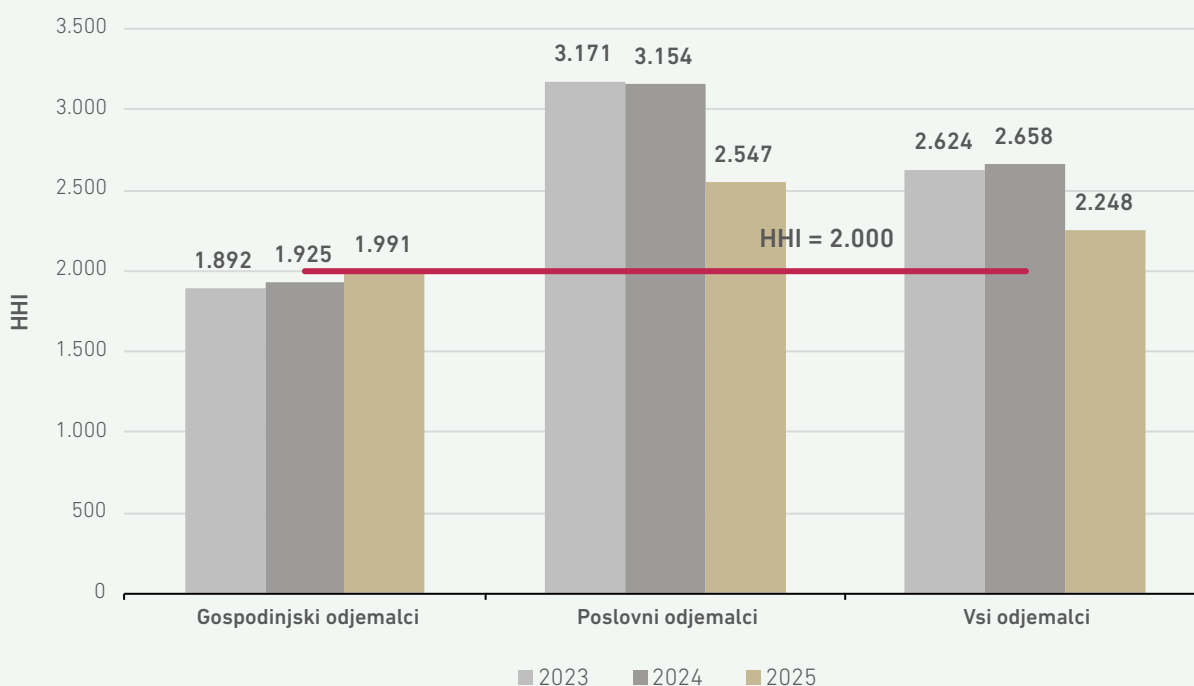
162 Spremembe tržnih deležev dobaviteljev v letu 2025 glede na leto 2024 so zaokrožene na eno decimalno mesto. Neposredna primerjava z lanskimi vrednostmi lahko zaradi zaokrožitve privede do razlike +/- 0,1 odstotne točke.

Primerjava koncentracij na zadevnih trgih

V letu 2025 se je vrednost HHI ponovno povečala v segmentu dobave na maloprodajnem trgu gospodinjstvih odjemalcev, pri poslovnih odjemalcih pa se je znižala, enako kot lani. Znižanje vrednosti HHI je bilo tudi v opazovanem segmentu vseh odjemalcev. Vrednosti HHI za triletno obdobje prikazuje slika 245. Stanje maloprodajnega trga ne odraža zelenega stanja konkurenčnega trga. Segment gospodinjstvih odjemalcev ostaja edini opazovani

trg z nizko koncentracijo, vendar se je v zadnjih treh letih približal mejni vrednosti (HHI=2.000). Trg poslovnih odjemalcev je glede na vrednost HHI visoko koncentriran trg, čeprav se je vrednost znižala zaradi povečanja deleža dobaviteljev Energetika Ljubljana in HSE, vstopa novega dobavitelja ENNA Next in znižanja deleža prej dominantnega dobavitelja Geoplina.

SLIKA 245: GIBANJE HHI NA MALOPRODAJNIH TRGIH V OBDOBJU 2023–2025



VIRI: DOBAVITELJI

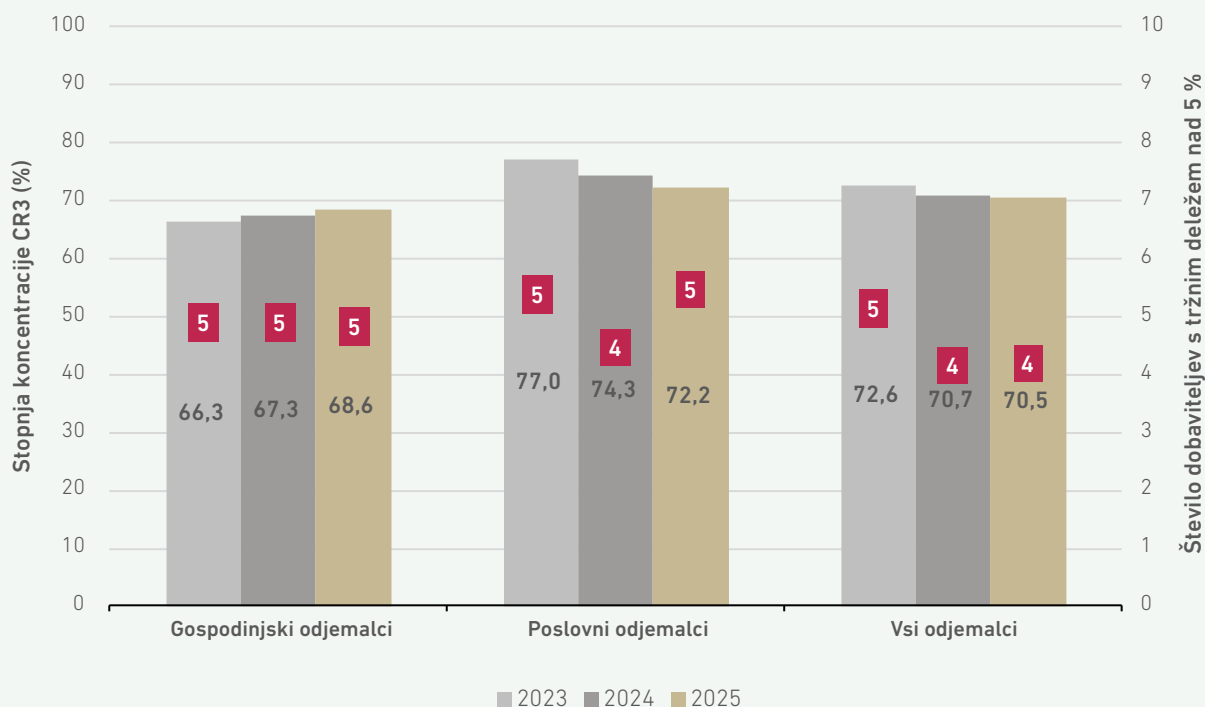
Slika 246 prikazuje indeks stopnje koncentracije treh največjih dobaviteljev na trgu CR3¹⁶³ na posameznih segmentih trga v zadnjih treh letih. Vrednosti CR3 na segmentih dobave poslovnim odjemalcem in vsem odjemalcem v letu 2025 še vedno presegajo mejo visoke stopnje koncentracije (70 %) tako kot lani. Negativen trend povečevanja

stopnje koncentracije v letu 2025 v primerjavi z letoma 2023 in 2024 je moč opaziti pri dobavi gospodinjstvom odjemalcem. Pri poslovnih odjemalcih je opazen trend znižanja, medtem ko je na segmentu vseh odjemalcev vrednost v primerjavi z letom prej komaj zaznavna.

163 Skupni tržni delež treh največjih dobaviteljev na trgu



SLIKA 246: STOPNJA KONCENTRACIJE CR3 IN ŠTEVILO DOBAVITELJEV S TRŽNIM DELEŽEM, VEČJIM OD 5 %, V OBDOBJU 2023–2025



VIRI: DOBAVITELJI

Menjave dobavitelja

Število menjav dobavitelja je eden izmed ključnih kazalnikov dobro delujočega maloprodajnega trga. V letu 2025 so odjemalci imeli večjo možnost zamenjave dobavitelja v primerjavi z letom 2024 glede na to, da so se v letu 2025 cene plina že v celoti oblikovale tržno, pri čemer so dobavitelji cene prilagajali predvsem razmeram na veleprodajnih trgih in nabavnim cenam plina ter je celo leta bila na razpolago večja raznolikost ponudb kot v letu 2024.

Maloprodajni trg plina je bil v letu 2025 še vedno precej statičen, kar je razvidno iz statistike zamenjav dobavitelja. Število zamenjav dobavitelja je bilo celo nekoliko nižje kot v letu 2024. Dobavitelja je zamenjalo le 1.826 odjemalcev, in sicer 1.250 gospodinjstev in 576 poslovnih odjemalcev.

V zaprtih distribucijskih sistemih so bile v letu 2025 zaznane štiri zamenjave dobavitelja plina.

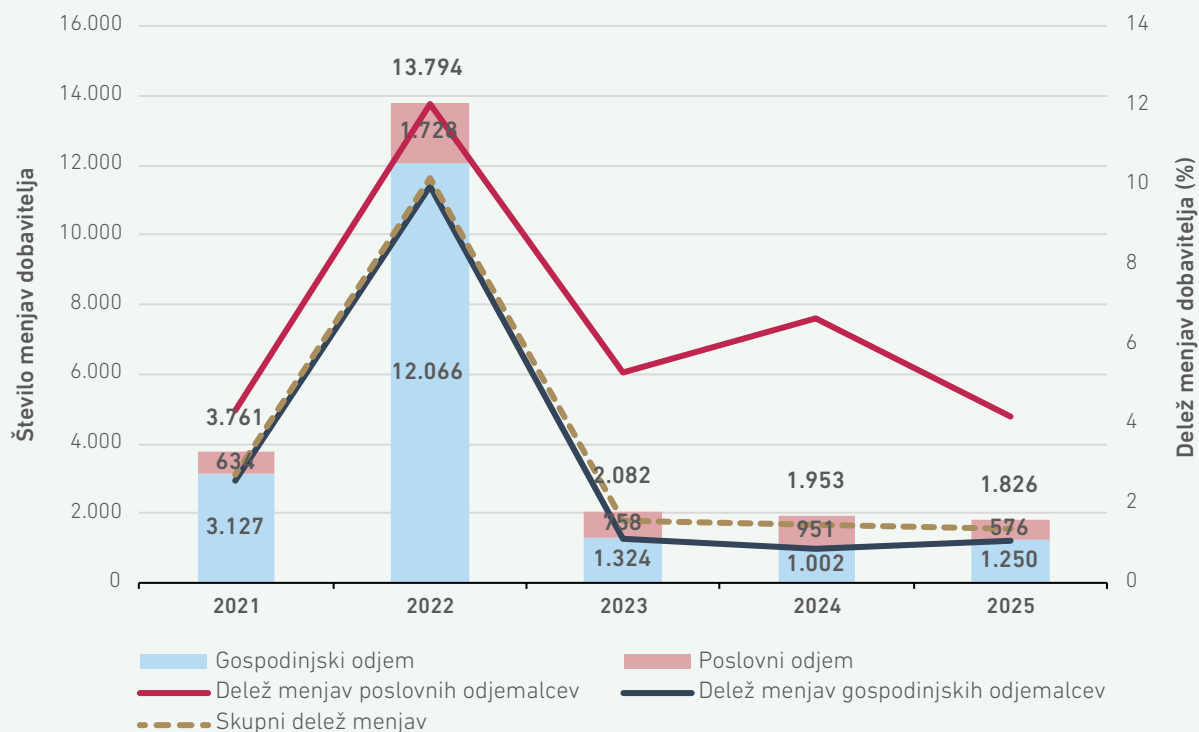
V primerjavi z letom 2024 je skupno število menjav nižje za 7 %. Pri gospodinjstvih odjemalcih se

Število menjav dobavitelja se je glede na leto 2024 še dodatno znižalo

je število menjav sicer zvišalo za 25 % (s 1.002 v letu 2024 na 1.250 v letu 2025), medtem ko se je pri poslovnem odjemu znižalo za kar 39 % (z 951 v letu 2024 na samo 576 v letu 2025).

Če izzamemo leto 2022, ko je zaradi prehoda odjemalcev na drugega dobavitelja zaradi prenehanja opravljanja te dejavnosti bilo število menjav dobavitelja visoko, je razviden trend zniževanja števila zamenjav dobavitelja že od leta 2015. Tako je število zamenjav dobavitelja v letu 2025 bilo 78 % nižje od števila menjav v letu 2015 oziroma skoraj 70 % nižje od povprečja v obdobju 2012–2024, kar je enako kot lani.

SLIKA 247: GIBANJE ŠTEVILA MENJAV DOBAVITELJA V OBDOBJU 2021–2025



VIR: AGENCIJA

Delež menjav dobavitelja je pri gospodinjstvi odjemalcih v letu 2025 dosegel le 1,1 %, kar je sicer več kot leto prej (0,8 %), vendar še vedno kaže veliko neaktivnost odjemalcev, čeprav so bile na maloprodajnem trgu gospodinjstvi odjemalcem na razpolago različne ponudbe s precej različnimi cenami. Delež menjav pri poslovnih odjemalcih je dosegel 4,2 %, kar je prav tako manj kot leto prej (6,6 %).

V januarju, maju in oktobru kar 62 % vseh v letu 2025 izvedenih menjav dobavitelja pri poslovnih odjemalcih

V letu 2025 je bilo pri poslovnih odjemalcih mogoče opaziti nekoliko povečano število menjav dobavitelja v januarju (160 odjemalcev), kar je običajno

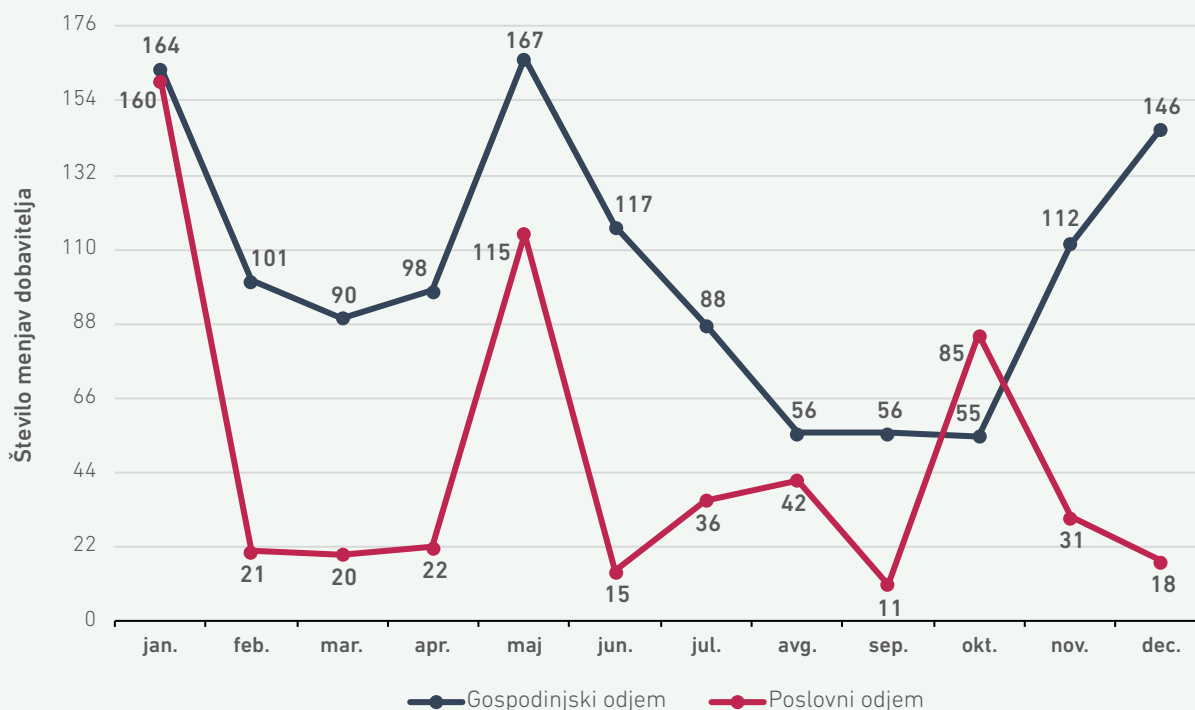
Le 1,4 % vseh odjemalcev je menjalo dobavitelja

posledica potekov sklenjenih pogodb o dobavi za določen čas, ki so pogosto sklenjene za obdobje koledarskega leta. Število menjav dobavitelja je pa kljub temu nižje kot januarja 2024, ko je znašalo 550. V nadaljevanju leta je bilo več menjav dobavitelja še v maju (115 odjemalcev).

Delež menjav dobavitelja v januarju, maju in oktobru, ko je bilo menjav največ, je predstavljal kar 62 % vseh v letu izvedenih menjav. Število menjav dobavitelja pri gospodinjstvi in poslovnih odjemalcih po posameznih mesecih prikazuje slika 248.



SLIKA 248: DINAMIKA ŠTEVILA MENJAV DOBAVITELJA GLEDE NA TIP ODJEMA

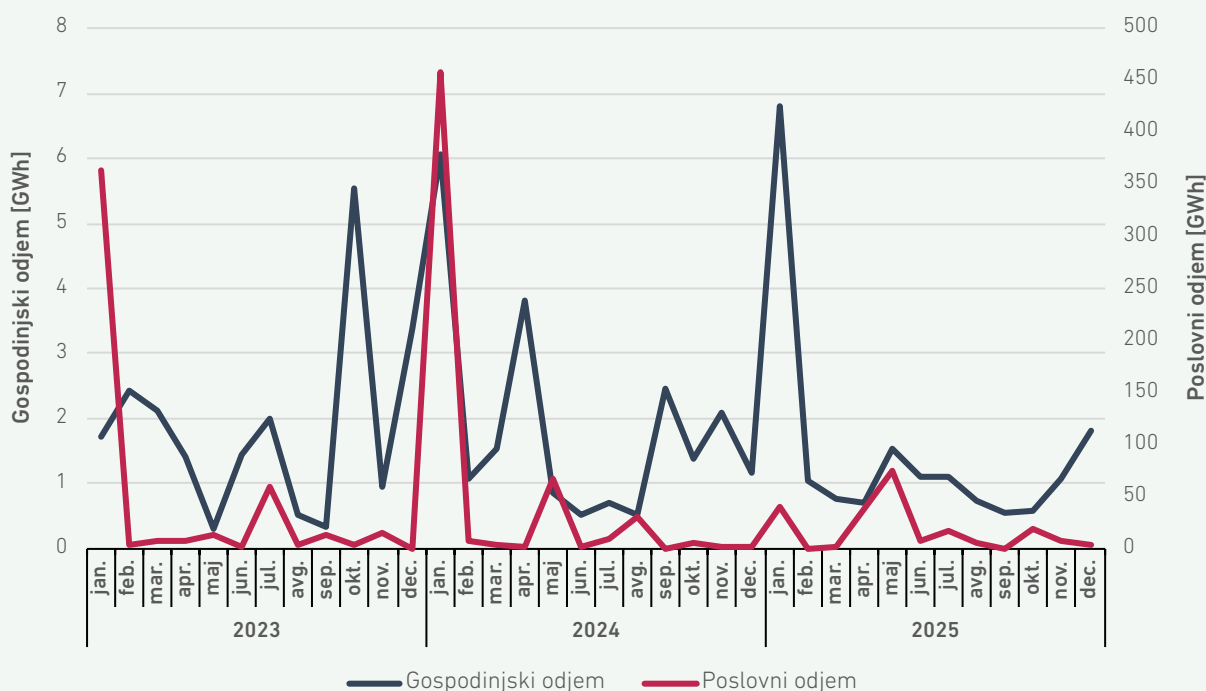


VIR: AGENCIJA

Zamenjana količina energije je predvidena letna poraba plina odjemalcev, ki so zamenjali dobavitelja. Pri poslovnih odjemalcih je bil na letni ravni zabeležen kar 62-odstotni upad. Pri gospodinjskih

odjemalcih je bila zamenjana količina energije nekoliko nižja kot leta 2024. Trend gibanja količine zamenjanega plina po mesecih v obdobju 2023–2025 prikazuje slika 249.

SLIKA 249: KOLIČINE ZAMENJANEGA PLINA GLEDE NA TIP ODJEMA



VIR: AGENCIJA

Količina zamenjanega plina na segmentu gospodinjanskega odjema je bila najvišja v januarju 2025, in sicer je znašala 38 % količin celotnega leta.

Pri poslovnem odjemu je bila zamenjana količina plina najvišja v maju, ko je bilo zamenjanih 34 %

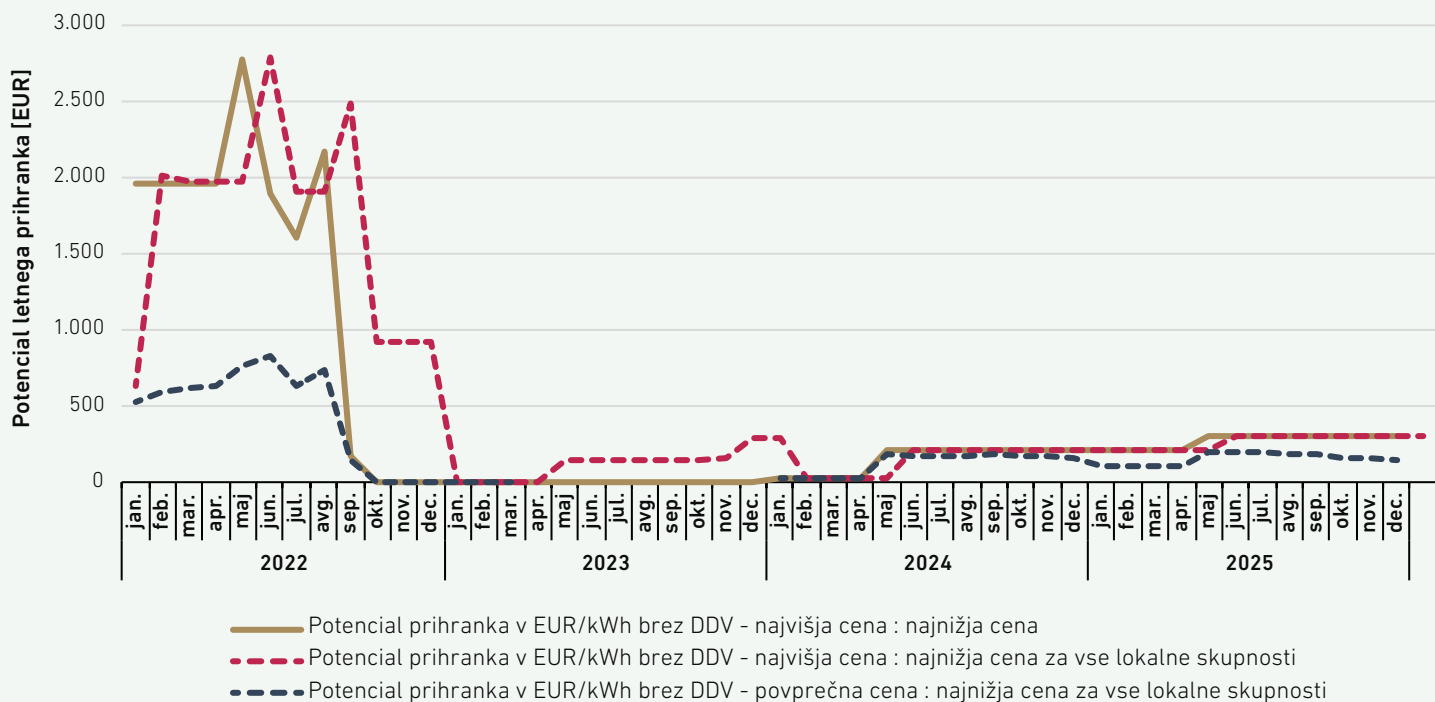
letno zamenjanih količin. Večji delež zamenjanih količin je bil zabeležen tudi v januarju, ko je ta delež znašal 18,6 %, in v aprilu, ko je ta delež znašal slabih 18 %.

Ocena potencialnih koristi pri menjavi dobavitelja

Za dobro delujoč maloprodajni trg so značilne raznolike ponudbe o dobavi, ki odjemalcem ponujajo možnosti oskrbe pod raznolikimi pogoji in tudi možnost doseganja prihrankov, če sledijo aktualnim ponudbam dobaviteljev in izbirajo zanje najugodnejše. Z menjavo dobavitelja lahko vsako gospodinjstvo ali pravna oseba zmanjša svoj letni strošek oskrbe s plinom, vpliva na plačilne pogoje in druge določbe pogodbenega razmerja z dobaviteljem oziroma pridobi dodatne ugodnosti, vezane na posamezno ponudbo, vendar le pod pogojem, da je na trgu dovolj konkurence, ki si prizadeva

pridobiti nove odjemalce in povečati delež oskrbe. Ker v letu 2025 regulirane oziroma navzgor omejene cene za gospodinjске odjemalce niso bile več v veljavi, so se razlike med ponujenimi cenami plina med dobavitelji oblikovale prosto glede na tržne razmere čez celotno leto. Mesečna poraba plina je pri večini gospodinjških odjemalcev povezana z obdobjem kurilne sezone, zato imajo odjemalci v hladnejših mesecih, ko je poraba praviloma največja, možnost ustvarjanja prihrankov, če so oskrbovani na podlagi cenovno najugodnejših ponudb.

SLIKA 250: POTENCIALNI PRIHRANEK LETNIH STROŠKOV OSKRBE V PRIMERU MENJAVE DOBAVITELJA ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA V OBDOBJU 2022–2025



VIR: AGENCIJA

V posameznem mesecu prikazan potencialni prihranek pri menjavi dobavitelja z najvišjo ceno z dobaviteljem z najnižjo ceno dobave je izračunan ob predpostavki, da oskrba pod nespremenjenimi pogoji traja neprekinjeno 12 mesecev. Glede na precej spremenljive pogoje pri oskrbi s plinom je prikazani znesek potencialnega prihranka v višini 300 evrov zgolj teoretične narave. Potencialni

prihranek med povprečno in najnižjo ceno plina za 12 mesecev znaša približno 160 EUR.

Glede na razpoložljivost ponudbe v obdobju manjše porabe je bil ta prihranek bistveno nižji. Dobavitelj Energetika Ljubljana je v obdobju od maja do konca leta ponudil najnižjo ceno 44,9 EUR/MWh.



Ukrepi za spodbujanje konkurence

Agencija spremlja maloprodajni trg s plinom ter pri tem sodeluje z regulativnimi in nadzornimi organi na državni ravni, na primer s Tržnim inšpektoratom Republike Slovenije, Javno agencijo Republike Slovenije za varstvo konkurence ter po potrebi tudi z neodvisnimi in neprofitnimi potrošniškimi organi-

zacijami. Ukrepi agencije so raznovrstni in izhajajo iz internih analiz agencije, bilateralnega delovanja in iz izsledkov javnih posvetovanj. V okviru spletne skupne kontaktne točke agencija skrbi za ažurnost pomembnih informacij o dogajanju na trgu.

Zanesljivost oskrbe s plinom

Oskrba s plinom v letu 2025 je potekala nemoteno in ni bila ogrožena. Razmere z vidika zanesljivosti oskrbe so bile vse leto stabilne in rahlo izboljšane v primerjavi s preteklima letoma, kar velja za Slovenijo in tudi druge članice EU. Ker je prenos plina v Slovenijo potekal nemoteno in v polnem obsegu, hkrati pa so se razmere na evropskem plinskem trgu umirile, je pristojni organ (MOPE) marca 2025 razglasil konec stopnje krize zgodnjega opozarjanja, ki je prva stopnja krize pri oskrbi s plinom. V letih 2022 do 2024 so naložbe v infrastrukturo omogočile prenos plina med državami članicami do porabnikov. V Sloveniji in po vsej EU smo vzdrževali visoko raven pripravljenosti na morebitno poslabšanje razmer z rednimi izmenjavami informacij o stanju v okviru Koordinacijske skupine za plin.

Prostovoljno zmanjšanje porabe plina v EU, ki je veljalo že od leta 2022, je veljalo tudi v letu 2025, in sicer do 31. marca 2025. Zmanjšanje porabe za vsaj 15 % se je nanašalo na povprečno porabo plina v petih letih od 1. aprila 2017 do 31. marca 2022. Na ravni EU je bilo ciljno zmanjšanje doseženo, v Sloveniji pa je bila poraba plina povečana zaradi prehoda s premoga na plin v PPE-TOL Energetike Ljubljana, kar je izjema, ki je namenjena spodbujanju opuščanja uporabe premoga in prehod na uporabo plina v termoelektrarnah. Ob upoštevanju navedene izjeme so drugi odjemalci v Sloveniji v obdobju od 1. aprila 2024 do 31. marca 2025 zmanjšali porabo plina za 6,4 %.

Od leta 2022 v EU velja, da morajo države članice zagotoviti napolnjenost skladišč s plinom. Prvo leto

Razmere pri oskrbi s plinom v EU in Sloveniji stabilne

je bila ciljna napolnjenost 80 % na ravni EU, v naslednjih letih pa 90 %, s čimer so skladišča odigrala zelo pomembno vlogo pri zagotavljanju prožnosti na trgu in prispevala k zanesljivosti oskrbe s plinom v EU. V letu 2025 je bila spremenjena Uredba (EU) 2017/1938 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 25. oktobra 2017 o ukrepih za zagotavljanje zanesljivosti oskrbe s plinom in o razveljavitvi Uredbe (EU) št. 994/2010 (v nadaljevanju Uredba (EU) 2017/1938) v delu, ki določa obveznost skladiščenja tako, da države članice lahko znižajo ciljno napolnjenost skladišč za največ deset odstotnih točk. Prav tako za države članice brez skladišč plina velja prožnejši cilj. Vsaka od njih, tudi Slovenija, mora zagotoviti, da imajo podjetja plinskega gospodarstva sklenjene dogovore, po katerih do 1. decembra uskladiščijo količine, ki ustrezajo vsaj 15 % povprečne letne porabe plina v predhodnih petih letih v tej državi članici.¹⁶⁴

Povprečna skupna količina porabljenega plina vseh nosilcev bilančnih skupin (NBS) v Sloveniji je po podatkih agencije znašala 9.419,4 GWh. NBS so poročali agenciji, da so imeli 1. novembra 2025 v skladiščih v drugih državah članicah EU uskladiščenih 1.417,2 GWh plina, kar ustreza 15 % povprečne porabe NBS v zadnjih petih letih. Skupna obveznost glede skladiščenja na ravni Slovenije v letu 2025 je bila izpolnjena.

Obveznost skladiščenja in napolnjenost skladišč v EU bolj prožna kot v preteklih letih

164 Uredba (EU) 2017/1938 je bila v letu 2025 spremenjena z Uredbo (EU) 2025/1733 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 18. julija 2025 o spremembi Uredbe (EU) 2017/1938 glede vloge skladiščenja plina pri zagotavljanju oskrbe s plinom pred zimsko sezono

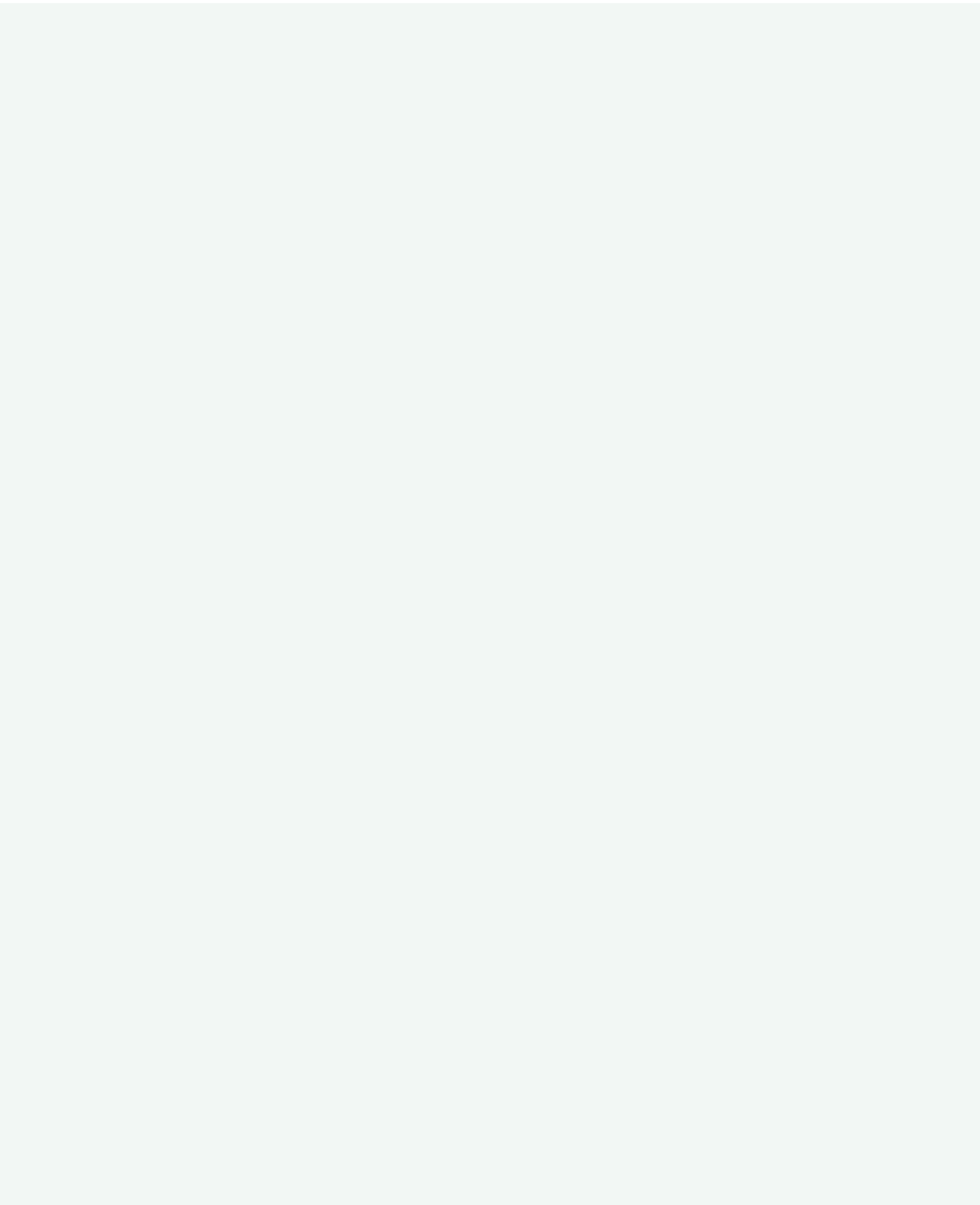
Ministrstvo za okolje, podnebje in energijo in agencija sta redno sodelovala v Koordinacijski skupini za plin. Ta skupina je tudi v letu 2025 redno zasedala in zagotovila potreben pretok informacij med pristojnimi organi, regulativnimi organi in združenji na ravni EU. Zaradi vse bolj stabilnih razmer število teh zasedanj ni bilo povečano. V Sloveniji se zaradi stabilnih razmer ni več sestajala krizna skupina. Pristojni in regulativni organ pa sta ves čas spremljala dogajanje na področju oskrbe s plinom in bi poskrbela za sklic krizne skupine, če bi bilo to potrebno.

Odredba o načrtu preventivnih ukrepov pri oskrbi s plinom določa obveznost dobaviteljev zaščitenim odjemalcem, da vsako leto izpolnijo standard oskrbe. Ta obveznost se nanaša na minimalne količine plina, ki jih morajo dobavitelji zaščitenim odjemalcem zagotoviti za tri primere. Za izpolnjevanje standarda oskrbe v obdobju od 1. oktobra 2025 do 30. septembra 2026 znašajo potrebne količine plina za oskrbo zaščitenih odjemalcev:

Sodelovanje v Koordinacijski skupini za plin na ravni EU in v Sloveniji

- a) v sedemdnevnem obdobju z najnižjimi temperaturami: 12.270,44 MWh/dan;
- b) v tridesetdnevnem obdobju s posebno velikim povpraševanjem: skupne 30-dnevne količine 241.202 MWh ali povprečno 8.040 MWh/dan;
- c) v tridesetdnevnem obdobju ob prekinitvi na posamezni največji infrastrukturi: 9.174 MWh/dan.

Dobavitelji zaščitenim odjemalcem morajo biti sposobni zagotoviti navedene količine plina za primer (a) sedem zaporednih dni, za primera (b) in (c) pa trideset zaporednih dni. Dobavitelji so zagotovili plin iz različnih virov in po različnih prenosnih poteh. Za navedene količine je na voljo dovolj prenosnih zmogljivosti v Slovenijo.



VARSTVO ODJEMALCEV



DECEMBRA 2025 POD POGOJI ZASILNE OSKRBE
OSKRBOVANIH 65 KONČNIH ODJEMALCEV

Pravica do zanesljive, kakovostne in cenovno dostopne energije



NADOMESTNA OSKRBA
SE NI IZVAJALA



UPRAVIČENCEV
DO NUJNE OSKRBE
NITI Z ELEKTRIČNO
ENERGIJO NITI S
PLINOM NI BILO



NAJPOGOSTEJŠI RAZLOG ZA ODKLOP
ELEKTRIČNE ENERGIJE NEPLAČILO, ZA
ODKLOP PLINA PA ZAHTEVA KONČNEGA
ODJEMALCA



MANJ PRITOŽB GOSPODINJSKIH
ODJEMALCEV PRI DOBAVITELJIH
ELEKTRIČNE ENERGIJE IN PLINA



35,6 %
MANJ PRITOŽB PRI
DOBAVITELJIH
ELEKTRIČNE ENERGIJE



18,8 %
MANJ PRITOŽB
PRI DOBAVITELJIH PLINA

VARSTVO ODJEMALCEV

Veljavna zakonodaja zagotavlja odjemalcem poleg pravice do zanesljive, varne, kakovostne in cenovno dostopne oskrbe z energijo, ki mora biti trajnostno naravnana, še druge pravice, in sicer:

- pravica do zasilne oskrbe z električno energijo in do nadomestne oskrbe ter osnovne oskrbe s plinom,
- pravica do nujne oskrbe z električno energijo in plinom,
- pravica do pritožbe pri dobaviteljih in do izvensodnega reševanja sporov,
- pravica do pritožbe pri operaterjih distribucijskih sistemov električne energije in plina
- pravica do varstva pravic v okviru upravnega postopka,
- pravica do varnega in zanesljivega obratovanja sistema in kakovostne oskrbe z električno energijo ali plinom po primerni ceni.

Pravica do obveščnosti

Agencija na svoji spletni strani v okviru skupne kontaktne točke zagotavlja osrednje mesto za informiranje gospodinjstkih in malih poslovnih odjemalcev o njihovih pravicah in možnostih na malo-prodajnem energetskem trgu. Odjemalcem so na voljo informacije o pravicah pri dobavi električne energije in plina, postopkih menjave dobavitelja, pritožbenih postopkih, reševanju sporov, možnostih zasilne in nujne oskrbe ter veljavnih predpisih in splošnih aktih za izvrševanje javnih pooblastil.

Za lažjo in preglednejšo primerjavo ponudb je na spletni strani agencije dostopen primerjalnik stroškov oskrbe z električno energijo in plinom, ki gospodinjstkim in malim poslovnim odjemalcem omogoča, da preverijo in primerjajo aktualne ponudbe dobaviteljev na trgu, vključno s ponodbami za pogodbe z dinamičnimi cenami električne energije. Odjemalcem je preko primerjalnika stroškov omrežnine omogočen tudi izračun omrežnine za prenosni in distribucijski sistem električne energije. Aktivnejšim odjemalcem so na voljo tudi informacije o produktih, vezanih na dinamične cene električne energije. Na spletni strani agencije je opisan tudi postopek menjave dobavitelja, objavljen pa je tudi seznam dobaviteljev nadomestne oskrbe s plinom po posameznih distribucijskih sistemih, ki jih odjemalcem, ki so upravičeni do nadomestne oskrbe, zagotovi eden od štirih dobaviteljev, ki so bili določeni za obdobje do 31. avgusta 2026. Več o tem v poglavju o preglednosti trga.

Operaterji distribucijskega sistema električne energije in plina in dobavitelji morajo končnim odjemalcem zagotavljati učinkovit dostop do podatkov o porabi ter jih pred priključitvijo na sistem obvestiti o pravici do proste izbire dobavitelja na trgu. Dobavitelji morajo odjemalce električne energije in plina pred sklenitvijo pogodbe o dobavi seznaniti s splošnimi pogoji dobave, ki morajo biti pravični, jasni in razumljivi ter objavljeni na njihovih spletnih straneh. Vsako spremembo splošnih pogodbenih pogojev, ki se nanaša na izpolnjevanje pogodbe, morajo dobavitelji sporočiti gospodinjstkim in malim poslovnim odjemalcem plina ter gospodinjstkim odjemalcem električne energije pravočasno na pregleden in razumljiv način in sicer vsaj en mesec pred njihovo uveljavitvijo, ostalim odjemalcem električne energije pa v skladu z ZOEE najmanj dva tedna pred njihovo uveljavitvijo. Zaradi spremembe splošnih pogojev dobave lahko gospodinjstki ali mali poslovni odjemalci brez odpovednega roka ali obveznosti plačila pogodbene kazni odstopijo od pogodbe o dobavi v roku enega meseca po začetku veljave splošnih pogojev, s to pravico pa jih morajo dobavitelji v obvestilu o spremembi splošnih pogojev še posebej seznaniti. Obvestilo mora biti gospodinjstkim odjemalcem poslano brezplačno na način, ki je določen v pogodbi o dobavi. Spremembe ZOEE so v letu 2025 dodatno okrepile obveznosti dobaviteljev glede obveščanja in varstva odjemalcev. Dobavitelji morajo gospodinjstkim in malim poslovnim odjemalcem najkasneje ob zadnjem opominu



brezplačno zagotoviti informacije o alternativnih ukrepih za preprečitev odklopa, kot so načrti plačil, svetovanje, zasilna oskrba, socialnovarstveni prejemki in energetski pregledi. Dobavitelji morajo v povzetku glavnih pogodbenih pogojev jasno navesti pravice odjemalcev in podrobnosti o cenah, načinu plačila, kontaktih ter morebitnih dodatnih storitvah. Cenike, tarife in splošne pogoje morajo objaviti na spletni strani.

Na podlagi ZOOE-A¹⁶⁵ morajo dobavitelji z več kot 100.000 končnimi odjemalci zagotavljati tako pogodbe s fiksno ceno, sklenjene za najmanj eno leto, kot tudi pogodbe z dinamičnimi cenami električne energije. Dobavitelj ne sme enostransko spremenjati ali odpovedati pogodb s fiksno ceno pred iztekom njihove veljavnosti, razen v primerih kršitev pogodbenih obveznosti s strani odjemalca. Pred sklenitvijo pogodbe mora dobavitelj odjemalca v celoti seznaniti s priložnostmi, stroški in tveganji posamezne vrste pogodbe ter z načinom obveščanja o cenah pri pogodbah z dinamičnimi cenami. Prehod na pogodbo z dinamičnimi cenami je mogoč le ob predhodni privolitvi odjemalca. Prav tako dobavitelj ne sme odpovedati pogodb zaradi vloženih pritožb ali sproženih postopkov, dokler ti niso zaključeni, razen če je pritožba vložena po prejemu odpovedi zaradi neizpolnjevanja obveznosti.

Dobavitelji, operaterji oziroma druga elektroenergetska podjetja ter podjetja plinskega gospodarstva morajo odjemalce na izdanih računih brezplačno, periodično obveščati o njihovi porabi in stroških, o izvoru dobavljene električne energije in značilnostih njihove porabe. Informacije na izdanih računih

morajo biti pravilne, jasne, razumljive ter primerljive, da lahko odjemalci uravnavajo svojo porabo z namenom nižanja porabe energije. Odjemalcem morajo na njihovo zahtevo brezplačno zagotoviti pojasnilo o tem, kako je njihov račun pripravljen, nuditi pa jim tudi morajo možnost elektronskega prejemanja računov in informacij na računu. Na izdanem računu in na spletni strani dobaviteljev morajo biti odjemalcem zagotovljeni podatki o notranjem postopku obravnave pritožb in o izvajalcu, pri katerem lahko vložijo pobudo za začetek postopka reševanja sporov, ki je za odjemalce brezplačen.

Agencija je tudi v letu 2025 sproti posodabljala novice o dogajanjih na maloprodajnem trgu ter odjemalce s samooskrbo po sistemu net-meteringa, ki so od dobavitelja prejeli odpoved pogodbe o dobavi, seznanjala z njihovimi pravicami in jim svetovala izpeljavo nadaljnjih aktivnosti. Ker je agencija prejela veliko prijav, ki so se nanašale na odpoved pogodb o dobavi električne energije, je prijave odstopila v nadaljnjo obravnavo Tržnemu inšpektoratu Republike Slovenije ter na svoji spletni strani za te končne odjemalce objavila dodatno pojasnilo. Obravnava teh prijav še ni zaključena, saj obstaja nesoglasje glede pristojnosti reševanja teh zadev.

Zaradi povečanega števila odpovedi pogodb o dobavi je bila v letu 2025 ob spremembi določb 32. člena ZOOE zasilna oskrba razširjena tudi na primere, ko dobavitelj odpove pogodbo gospodinjskim in malim poslovnim odjemalcem, pri čemer je tak dobavitelj odpovedal pogodbe o dobavi najmanj 5.000 odjemalcem, njegovo članstvo v bilančni shemi pa mu ni prenehalo.

Pravica do zasilne, nadomestne, osnovne in nujne oskrbe

Pravica do zasilne oskrbe za odjemalce električne energije

Zasilno oskrbo z električno energijo zagotavlja operater distribucijskega sistema električne energije, kadar gospodinjskim ali malim poslovnim odjemalcem preneha veljavnost pogodbe o dobavi zaradi ukrepov, ki so posledica insolventnosti ali nelikvidnosti dobavitelja oziroma če dobavitelj izgubi status člana bilančne sheme, ali pa tudi na izrecno zahtevo gospodinjskih in malih poslovnih odjemalcev električne energije, o čemer morajo biti ustrezno obveščeni. ZOOE izvajanje zasilne oskrbe časovno ne omejuje, zasilna oskrba na zahtevo gospodinjskih in malih poslovnih odjemalcev električne energije pa se lahko v skladu s SONDSEE

izvaja za nedoločen čas, če so poravnane vse zapadle obveznosti iz naslova izvajanja zasilne oskrbe. Kot je že navedeno v prejšnjem poglavju, se po spremembi ZOOE v letu 2025 zasilna oskrba lahko izvaja tudi v določenih primerih številčnejših odpovedi pogodb o dobavi gospodinjskim in malim poslovnim odjemalcem. Ker dobavo električne

ZOOE-A razširja zasilno oskrbo tudi na druge primere

165 Veljavnost od 12. 7. 2025 dalje.

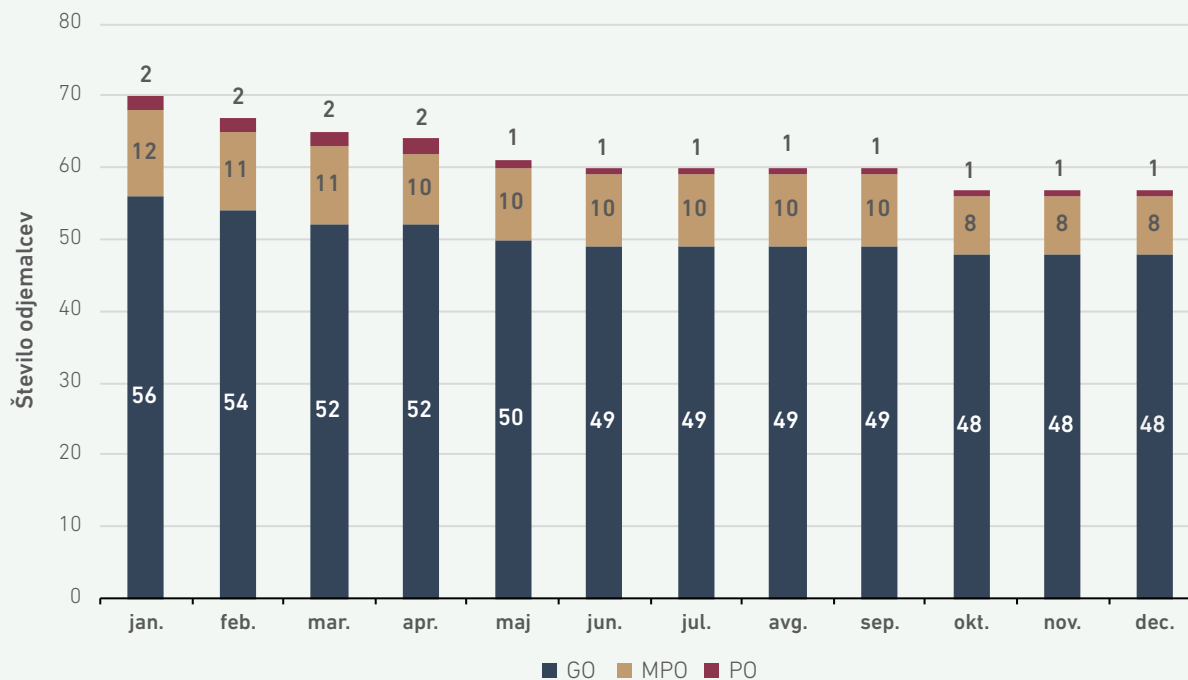
energije za zasilno oskrbo izvaja operater distribucijskega sistema električne energije, ki sicer ne izvaja dejavnosti dobave električne energije, ceno zasilne oskrbe na podlagi določb ZOOE določi operater distribucijskega sistema električne energije in jo javno objavi. Cena mora biti višja od tržne cene za dobavo primerljivemu odjemalcu, ne sme pa je presegati za več kot 25 %. Na ta način se poleg varstva pravic odjemalcev zagotavlja tudi njihova aktivnost, da hitreje poiščejo novega dobavitelja in si zagotovijo ugodnejše pogoje za oskrbo z električno energijo.

V decembru 2025 je bilo pod pogoji zasilne oskrbe zaradi razlogov na strani dobavitelja oskrbovanih

V decembru 2025 pod pogoji zasilne oskrbe oskrbovanih 65 končnih odjemalcev

48 gospodinjstev odjemalcev, osem malih poslovnih odjemalcev ter en poslovni odjemalec, kar je manj kot leto prej, na zahtevo pa štirje gospodinjstvi odjemalci in štirje mali poslovni odjemalci, skupaj 65 končnih odjemalcev. Slike v nadaljevanju prikazujejo število odjemalcev, oskrbovanih pod pogoji zasilne oskrbe zaradi razlogov na strani dobavitelja po posameznih mesecih v letu 2025.

SLIKA 251: ZASILNA OSKRBA ZARADI RAZLOGOV NA STRANI DOBAVITELJA PO POSAMEZNIH MESECIH V LETU 2025



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI

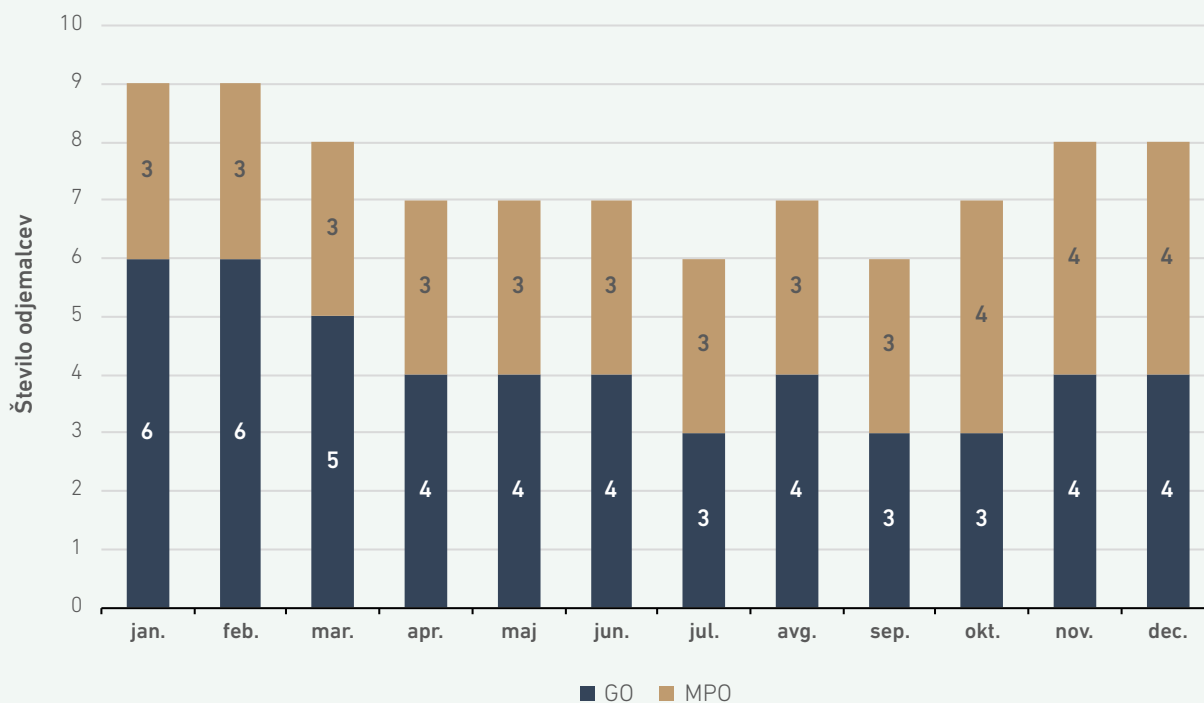
Na izrecno zahtevo gospodinjstev in malih poslovnih odjemalcev električne energije je operater distribucijskega sistema električne energije tudi v letu 2025 oskrboval gospodinjstve in male poslovne odjemalce. V letu 2025 je tako prejel dve novi zahtevi gospodinjstev odjemalcev in eno zahtevo malega poslovnega odjemalca. Število oskrbovanih končnih odjemalcev pod pogoji zasilne oskrbe na

izrecno zahtevo je med letom ostalo nizko (na novo sta v letu 2025 podala zahtevo za zasilno oskrbo dva gospodinjstva odjemalca in en mali poslovni odjemalec, štirim gospodinjstvom odjemalcem pa je oskrba pod temi pogoji prenehala).

Zasilna oskrba na zahtevo odjemalca po mesecih v letu 2025 je razvidna z naslednje slike.



SLIKA 252: ŠTEVILO ODJEMALCEV, OSKRBOVANIH POD POGOJI ZASILNE OSKRBE NA LASTNO ZAHTEVO V POSAMEZNEM MESECU LETA 2025



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI

Pravica do nadomestne oskrbe za odjemalce plina

Medtem ko zasilno oskrbo na področju električne energije izvaja operater distribucijskega sistema električne energije, nadomestno oskrbo s plinom izvajajo dobavitelji plina, ki jih imenuje agencija. Do te oskrbe so upravičeni gospodinjstvi, mali poslovni odjemalci, skupni gospodinjstvi in zaščiteni odjemalci, ki so priključeni na distribucijski sistem, če jim preneha veljavnost pogodbe o dobavi plina zaradi ukrepov, ki so posledica insolventnosti ali nelikvidnosti dobavitelja, ali če iz drugega razloga dobavitelj izgubi status člana bilančne sheme.

Cena plina za nadomestno oskrbo je lahko višja od tržne cene za dobavo plina primerljivemu odjemalcu, ne sme pa presegati mejne nakupne cene plina na izravnalnem trgu, ki jo objavi operater

Nadomestna oskrba se ni izvajala

prenosnega sistema plina, povečane za 25 %. Ceno plina za nadomestno oskrbo določi dobavitelj nadomestne oskrbe in jo objavi najmanj na svoji spletni strani ter o tem obvesti agencijo.

Za leto 2025 so bili imenovani štirje dobavitelji nadomestne oskrbe (družbe Petrol, GEN-I, Adriaplin in Energetika Ljubljana), oskrba s plinom pod pogoji nadomestne oskrbe pa se v letu 2025 ni izvajala.

Pravica do osnovne oskrbe s plinom

Vsi dobavitelji plina morajo odjemalcem, ki nimajo sklenjene pogodbe o dobavi plina, na njihovo zahtevo zagotoviti oskrbo s tem energentom oziroma tem odjemalcem ne smejo zavrnila sklenitve pogodbe. Ceno osnovne oskrbe določijo dobavitelji, pri čemer je cena plina za osnovno oskrbo lahko višja od tržne cene plina za primerljive nove

odjemalce dobavitelja, vendar največ za 20 EUR/MWh. Če odjemalci, ki so sklenili pogodbo o dobavi pod pogoji osnovne oskrbe, kršijo določbe te pogodbe ali dobavnih pogojev (npr. neporavnane obveznosti), jim lahko dobavitelj odpove pogodbo o dobavi v skladu z objavljenimi splošnimi pogoji o dobavi in sklenjenimi pogodbami o dobavi.

Po poročanju dobaviteljev plina so v letu 2025 svoje odjemalce pod pogoji osnovne oskrbe oskrbovali štirje dobavitelji plina, pri čemer je en dobavitelj pod temi pogoji oskrboval le dva gospodinjska odjemalca, eden samo enega malega poslovnega odjemalca, eden samo skupne gospodinjske odjemalce (12) in eden skupne gospodinjske odjemalce (50) in zaščitene odjemalce (50).

Pravica do nujne oskrbe

Če odjemalec zaradi slabega premoženjskega stanja ne zmore plačevati stroškov oskrbe z električno energijo ali plinom ter je zaradi posebnih okoliščin, npr. letnega časa, temperatur, kraja bivanja, zdravstvenega stanja in drugih podobnih okoliščin ogroženo njegovo življenje in zdravje ali življenje in zdravje oseb, ki z njim prebivajo, lahko zaprosi za preložitev odklopa in uveljavlja pravico do nujne oskrbe.

Med ranljive odjemalce, ki so definirani v ZOEE in v ZOP, sodijo gospodinjski odjemalci, ki si zaradi premoženjskih razmer, deleža izdatkov za energijo od razpoložljivega dohodka in drugih socialnih okoliščin ne morejo zagotoviti drugega vira energije za gospodinjsko rabo oziroma ogrevanje, ki bi jim povzročil enake ali manjše stroške za najnujnejšo gospodinjsko rabo oziroma ogrevanje stanovaljskih prostorov. Gospodinjski odjemalec lahko izkaže status ranljivega odjemalca in s tem upravičenost do nujne oskrbe s potrdilom Centra za socialno delo (CSD), iz katerega mora biti razvidno, da je gospodinjski odjemalec oddal vlogo za dodelitev redne denarne socialne pomoči pred prejemom obvestila operaterja distribucijskega sistema električne energije ali plina o nameravanem odklopu in pri CSD postopek odločitve še ni zaključen.

Vsi operaterji distribucijskega sistema morajo z obvestilom o nameravanem odklopu gospodinjske odjemalce obvestiti o pravici in pogojih nujne oskrbe ter rokih za predložitev dokazil.

Strošek nujne oskrbe na področju električne energije je upravičen strošek operaterja distribucijskega sistema električne energije, na področju plina

Štirje dobavitelji zagotavljali osnovno oskrbo

Pod pogoji osnovne oskrbe je bilo v letu 2025 skupaj oskrbovanih 115 končnih odjemalcev.

Tudi v letu 2025 ni bilo upravičencev do nujne oskrbe z električno energijo ali plinom

pa strošek nujne oskrbe nosi operater distribucijskega sistema plina do takrat, ko ga plača ranljivi odjemalec.

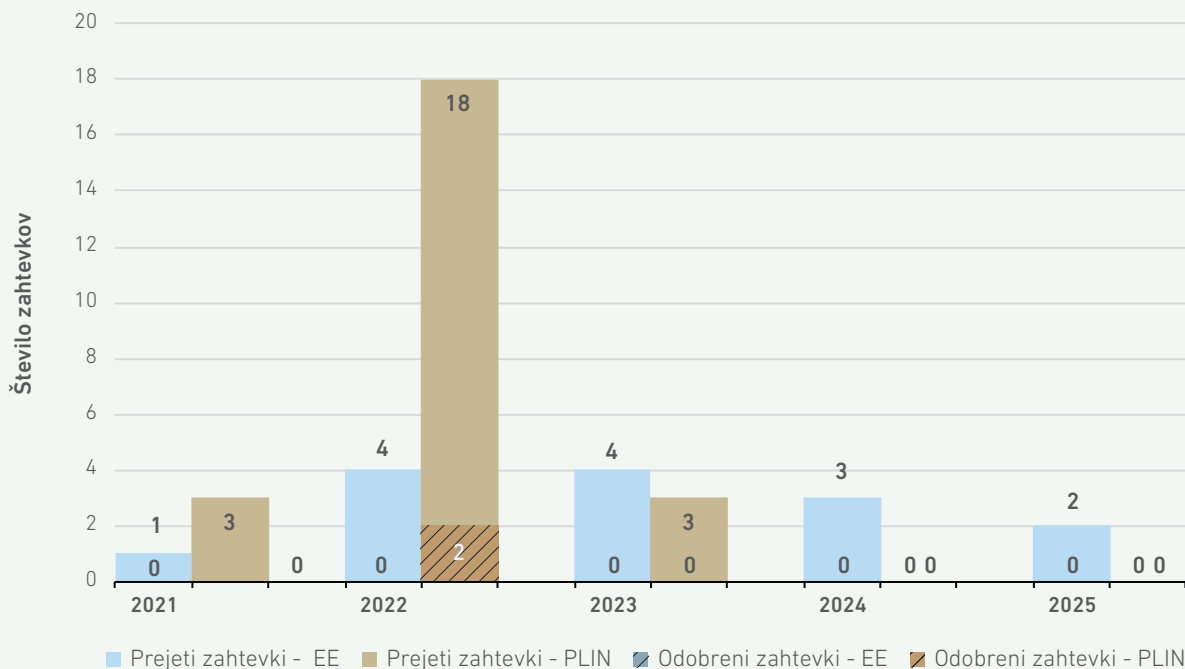
Upravičenost do nujne oskrbe presoja operater distribucijskega sistema električne energije po postopku, določenem v SONDSEE in v skladu s pravili in kriteriji, ki jih je agencija določila v Aktu o kriterijih in pravilih za zagotavljanje nujne oskrbe z električno energijo, operaterji distribucijskih sistemov plina pa po postopku, določenem v njihovih sistemskih obratovalnih navodilih.

Operater distribucijskega sistema električne energije je v letu 2025 prejel dve zahtevi za odobritev nujne oskrbe, kar je ena manj kot leto prej. Zahtevi nista bili odobreni, nobeden od dveh vlagateljev zahteve za nujno oskrbo pa ni bil dejansko odklopljen. Na področju plina tudi v letu 2025 operaterji distribucijskega sistema plina niso prejeli zahteve za nujno oskrbo.

Primerjava vloženih in odobrenih zahtevkov za uveljavitev pravice do nujne oskrbe z električno energijo in preložitev odklopa s plinom v zadnjih petih letih izhaja z naslednje slike.



SLIKA 253: PRIMERJAVA PREJETIH IN ODOBRENIH ZAHTEVKOV ZA NUJNO OSKRBO



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI

Če vloga za nujno oskrbo ni odobrena in odjemalec računa za oskrbo z energijo ne poravnava, sledi odklop. Glede na to, da stroške nujne oskrbe z omrežnino plačajo vsi ostali odjemalci električne energije, so kriteriji za upravičenost do nujne oskrbe zelo strogi. Navedeno je v skladu z usmeritvami

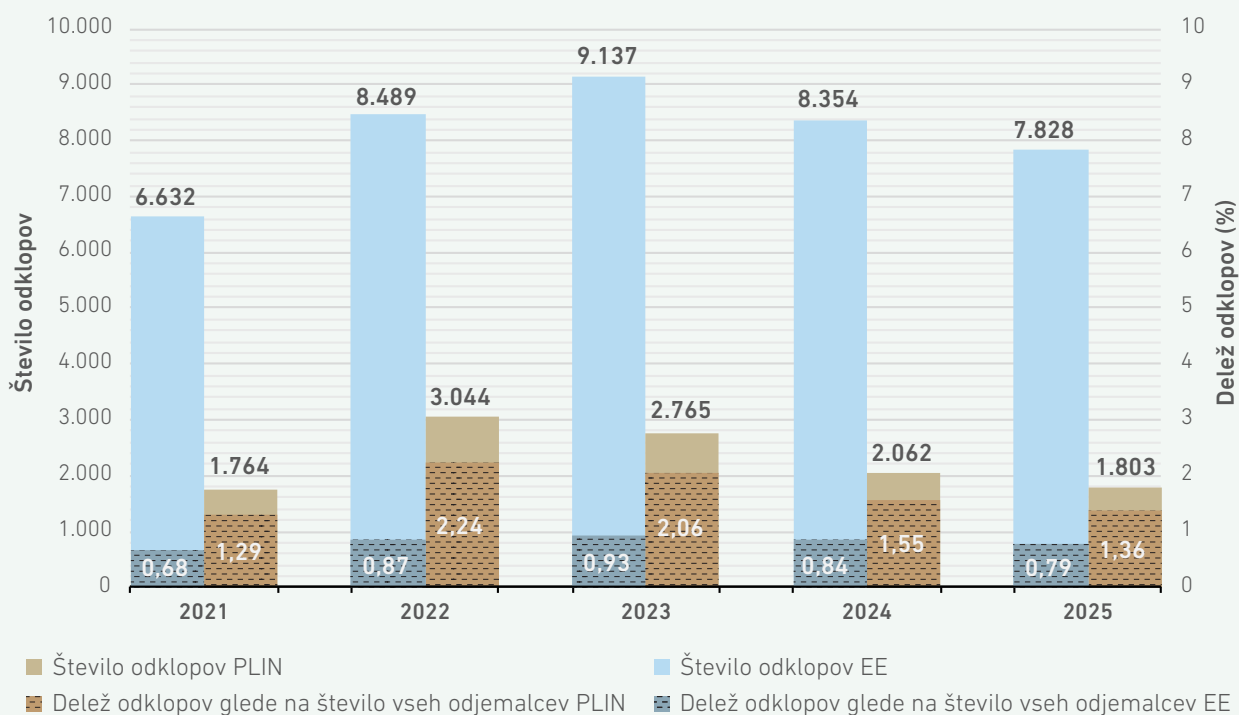
evropske zakonodaje, da naj države članice ukrepe za zaščito ranljivih odjemalcev zagotavljajo predvsem s splošnimi ukrepi socialne politike in drugimi ukrepi, ki pa niso povezani zgolj z odlogom ali neplačevanjem računov za električno energijo.

Odklopi odjemalcev

Odklop odjemalca je eden izmed skrajnih načinov odprave kršitev, ki jih je s svojimi ravnanji povzročil oziroma jih povzroča odjemalec. Operater distribucijskega sistema električne energije ali plina lahko odklopi odjemalca zaradi odpovedi pogodbe o dobavi, ki jo odpove dobavitelj energije (največkrat zaradi neplačila), ali zaradi drugih razlogov (kršitev), ki so taksativno naštet v ZOEE in ZOP. Glede na vrsto kršitve se odklop izvede s predhodnim obvestilom ali brez predhodnega obvestila, odjemalca pa se lahko odklopi tudi na njegovo zahtevo.

Število odklopov električne energije je tako kot preteklo leto tudi v letu 2025 nekoliko upadlo (7.828 odklopov oziroma 6,3 % manj odklopov). Prav tako smo beležili zmanjšanje števila odklopov na področju plina v primerjavi s preteklim letom (1.803 oziroma 12,6 % manj). Na področju električne energije in na področju plina so še vedno najbolj pogosti odklopi gospodinskih odjemalcev (5.637 na področju električne energije in 1.561 na področju plina). Primerjava števila odklopov vseh končnih odjemalcev v zadnjih petih letih in delež glede na skupno število vseh odjemalcev izhaja z naslednje slike.

SLIKA 254: PRIMERJAVA ŠTEVILA ODKLOPOV KONČNIH ODJEMALCEV



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI

Kot tudi preteklo leto je bil najpogostejši vzrok za odklop odjemalca električne energije neplačilo in s tem odpoved pogodbe o dobavi (odklop po predhodnem obvestilu, 4.748), medtem ko je bilo na področju plina največ odklopov opravljenih na zahtevo končnega odjemalca (1.532).

Na podlagi ZOEE in ZOP morajo operaterji distribucijskih sistemov električne energije in plina gospodinjstva odjemalca o nameravanem odklopu s predhodnim opozorilom obvestiti vsaj deset dni pred nameranim odklopom, poslovne odjemalce pa vsaj osem dni pred nameranim odklopom. V tem času lahko odjemalci odpravijo razloge, zaradi katerih jim grozi odklop, gospodinjstvi odjemalci pa lahko uveljavijo morebitno pravico do nujne oskrbe. Gospodinjstvi odjemalci in mali poslovni odjemalci

Najpogostejši razlog za odklop električne energije neplačilo, za odklop plina pa zahteva končnega odjemalca

električne energije lahko v tem primeru od operaterja distribucijskega sistema električne energije zahtevajo tudi, da jim zagotovi zasilno oskrbo.

Spodnja tabela prikazuje številčno razporeditev posameznih postopkov odklopa končnih odjemalcev. Primerjava posameznih postopkov odklopa med električno energijo in plinom je predstavljena v naslednji sliki.

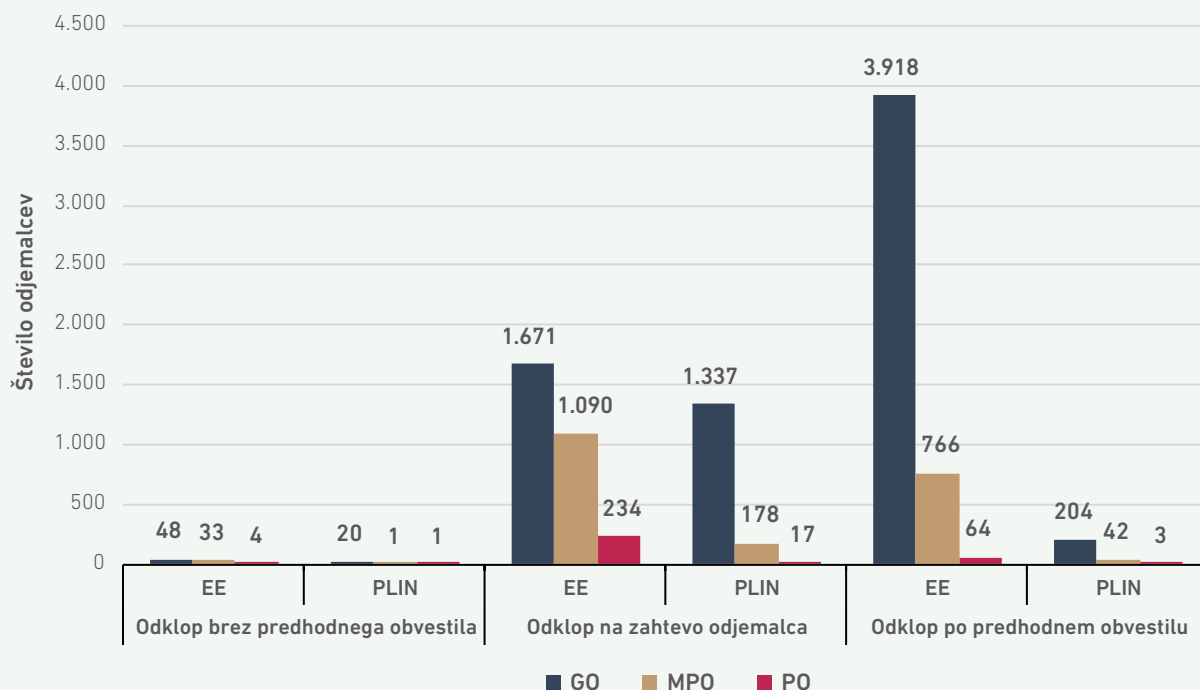
TABELA 42: PREGLED ODKLOPA KONČNIH ODJEMALCEV GLEDE NA POSTOPEK ODKLOPA

	Električna energija	Plin
Odklop brez predhodnega obvestila	85	22
Odklop po predhodnem obvestilu	4.748	249
Odklop na zahtevo odjemalca	2.995	1.532
Vsi odklopi	7.828	1.803

VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI



SLIKA 255: PRIMERJAVA POSAMEZNIH POSTOPKOV ODKLOPA GLEDE NA SKUPINE ODJEMALCEV MED ELEKTRIČNO ENERGIJO IN PLINOM



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI

V letu 2025 so dobavitelji električne energije končnim odjemalcem izdali skupaj 92.920 odpovedi pogodb o dobavi, kar 99,75 % teh odpovedi (92.688) pa se je nanašalo na neplačilo dolga. Dobavitelji plina so končnim odjemalcem izdali 1.688 odpovedi pogodb o dobavi, 97,51 % zaradi neplačila dolga. Dobavitelji električne energije so 88,64 % odpovedi pogodb o dobavi električne energije zaradi neplačila preklicali zaradi takojšnjega plačila dolga, na področju plina pa je 95,26 % odjemalcev, ki jim je bila zaradi neplačila odpovedana pogodba o dobavi plina, takoj poravnalo svoje obveznosti.

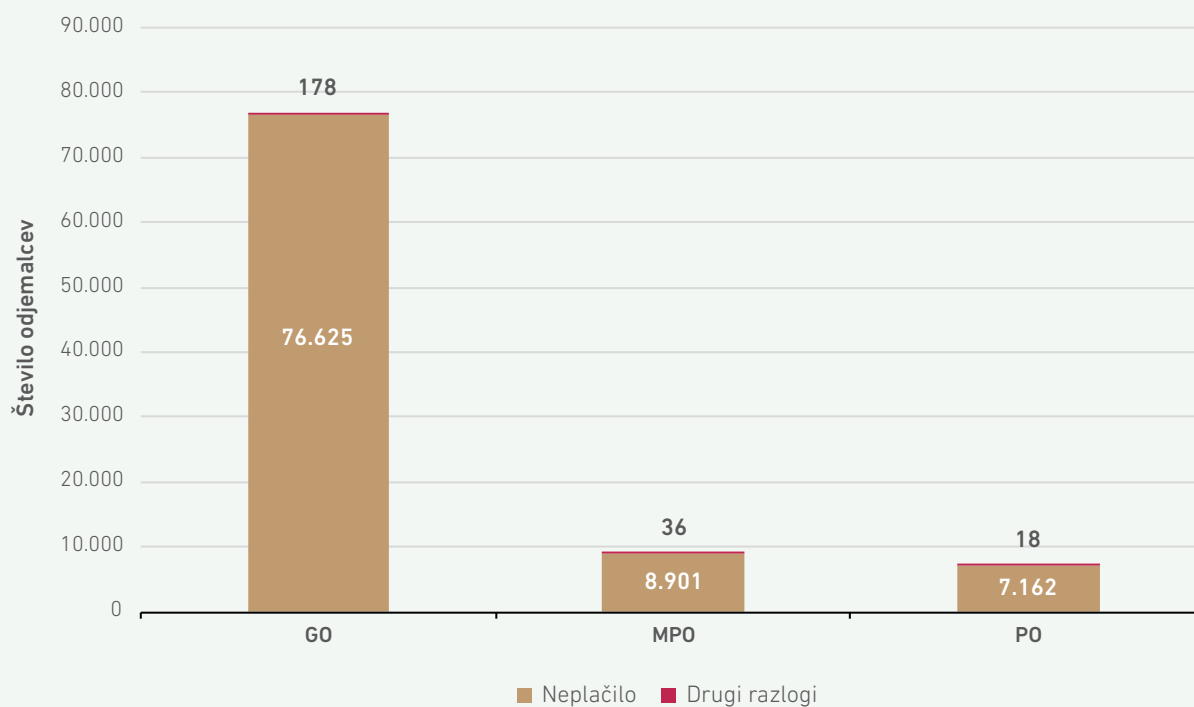
Če odjemalec dolga ne poplača, sledi odklop, ki ga operater sistema uvede po postopku s predhodnim obvestilom. V letu 2025 je bilo s sistema električne

Večina odpovedi pogodb o dobavi zaradi neplačila

energije v postopkih s predhodnim obvestilom odklopljenih 4.748, s sistema plina pa 249 končnih odjemalcev, kar je nekoliko manj kot leto prej.

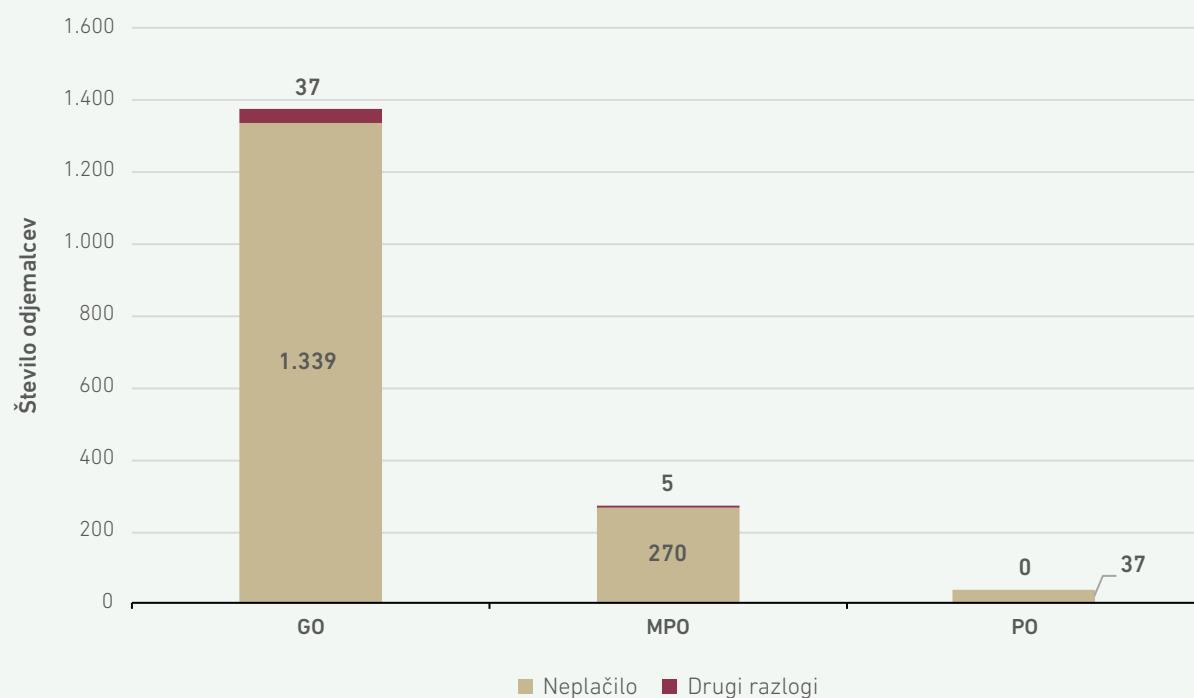
Naslednji dve sliki prikazujeta število odpovedi pogodb o dobavi električne energije ali plina glede na velikost odjemalca in razlog odklopa.

SLIKA 256: ŠTEVILO ODPOVEDI POGODB O DOBAVI ELEKTRIČNE ENERGIJE GLEDE NA RAZLOG



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI

SLIKA 257: ŠTEVILO ODPOVEDI POGODB O DOBAVI PLINA GLEDE NA RAZLOG



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI

Na zaprtih distribucijskih sistemih tako kot tudi prejšnja leta v letu 2025 ni bilo odklopov.



Pravica odjemalcev do pritožbe

Pritožbe odjemalcev in izvensodno reševanje potrošniških sporov pri dobaviteljih električne energije in plina

Pravico do pritožbe pri dobavitelju energije imajo vsi odjemalci. Spori med malimi ali velikimi poslovnimi odjemalci na eni in dobavitelji energije na drugi strani se rešujejo najprej pri posameznem dobavitelju in nato pred pristojnim sodiščem. Za končne odjemalce električne energije, ki niso gospodinjski odjemalci, se postopek obravnave pritožb zagotavlja v izvensodnem postopku v skladu z zakonom, ki ureja mediacijo v civilnih in gospodarskih zadevah, za gospodinjske odjemalce pa je v zakonodaji posebej urejeno tudi izvensodno reševanje sporov z dobavitelji energije. Po poročanju dobaviteljev je bila v letu 2025 pri enem od dobaviteljev električne energije vložena ena pobuda za reševanje sporov pri neodvisnem izvajalcu izvensodnega reševanja sporov. Dobavitelji plina za leto 2025 niso poročali o morebitnih pobudah gospodinjskih odjemalcev za reševanje sporov pri neodvisnem izvajalcu izvensodnega reševanja sporov.

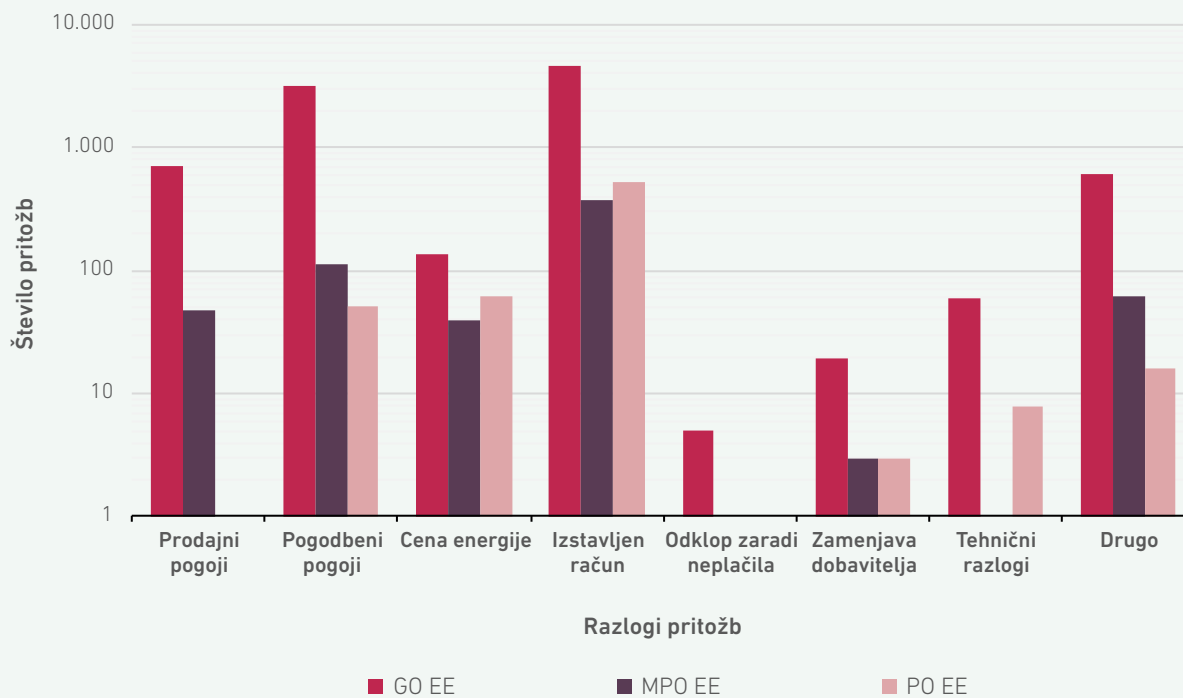
Število pritožb gospodinjskih odjemalcev električne energije in plina se je v primerjavi s preteklim letom znižalo na področju električne energije za 35,6 %, skupaj 9.419 pritožb, na področju plina pa za 18,8 %, skupaj je bilo vloženih 1.133 pritožb.

Manj pritožb gospodinjskih odjemalcev pri dobaviteljih električne energije in plina

Glede na vse prejete pritožbe so največ pritožb ponovno vložili gospodinjski odjemalci, pri čemer je glede na delež vseh gospodinjskih odjemalcev na področju električne energije pritožbo podalo 1,07 % gospodinjskih odjemalcev, na področju plina pa 0,94 % gospodinjskih odjemalcev, kar je nekoliko manj kot leto poprej. Večina vseh pritožb končnih odjemalcev se je vsebinsko nanašala na izstavljene račune dobavitelja energije. Tako se je od 9.419 pritožb gospodinjskih odjemalcev električne energije na izstavljeni račun nanašalo 4.642 (49,3 %) pritožb in na pogodbene pogoje 3.239 (34,4 %) pritožb. Od skupaj 1.133 pritožb gospodinjskih odjemalcev plina se je na izstavljeni račun nanašalo 812 (71,7 %) pritožb.

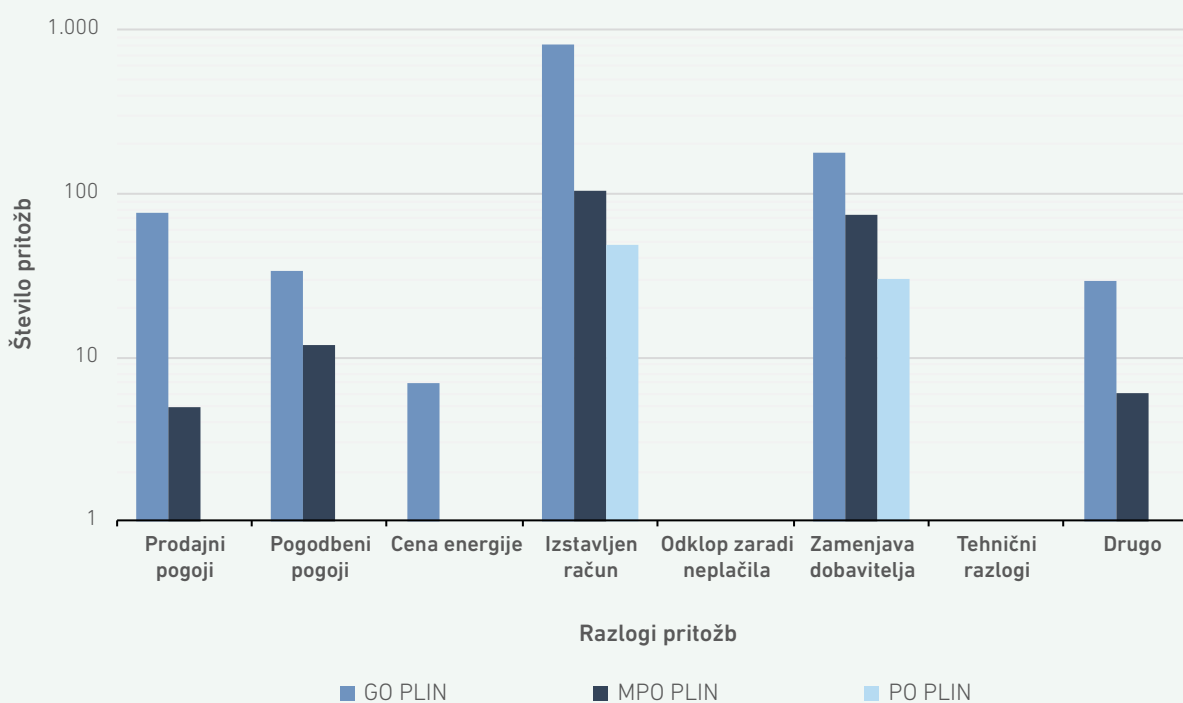
Naslednji sliki prikazujeta število pritožb odjemalcev električne energije in plina zoper dobavitelje energije v letu 2025 po vsebinskih razlogih.

SLIKA 258: PRITOŽBE ODJEMALCEV ELEKTRIČNE ENERGIJE ZOPER DOBAVITELJE PO VSEBINSKIH RAZLOGIH



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI EE

SLIKA 259: PRITOŽBE ODJEMALCEV PLINA ZOPER DOBAVITELJE PO VSEBINSKIH RAZLOGIH



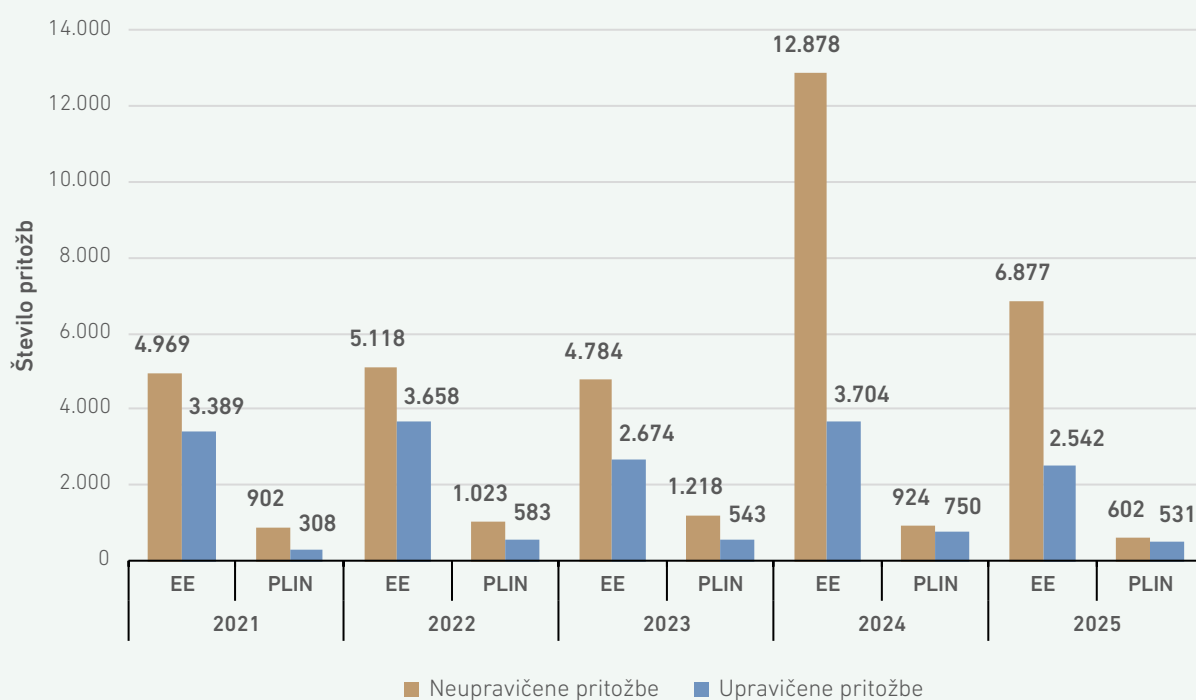
VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI PLINA



Na področju električne energije je bilo 73 % vseh prejetih pritožb gospodinjstev odjemalcev neupravičenih, kar je nekoliko manj kot leto prej, na področju plina pa je bilo takšnih pritožb gospodinjstev odjemalcev 53,1 %, kar je prav tako nekoliko manj kot leto prej. Naslednja slika prikazuje odločitve dobaviteljev energije o pritožbah gospodinjstev odjemalcev električne energije in plina glede na upravičenost pritožbe.

Več kot polovica pritožb gospodinjstev odjemalcev pri dobaviteljih neupravičenih

SLIKA 260: ODLOČITVE DOBAVITELJEV O UPRAVIČENOSTI PRITOŽB GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV V OBDOBJU 2021–2025



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI

Po poročanju dobaviteljev električne energije in plina gospodinjstvi odjemalci električne energije (razen ene podane pobude) in plina tudi v letu 2025 niso nadaljevali postopkov pritožb pri izvajalcu izvensodnega reševanja potrošniških sporov. Čeprav so odjemalci električne energije in plina s to možnostjo reševanja sporov seznanjeni, je kljub visokemu deležu zavrnjenih zahtevkov ne uporabljajo. Po poročanju izvajalcev izvensodnega

reševanja potrošniških sporov je eden izmed izvajalcev v letu 2025 vodil devet postopkov izvensodnega reševanja potrošniških sporov, od katerih se je večina (šest sporov) nanašala na odpoved pogodbe o dobavi električne energije. Pet postopkov se je v letu 2025 tudi zaključilo, dva postopka sta bila zavržena, reševanje dveh postopkov pa se nadaljuje v letu 2026.

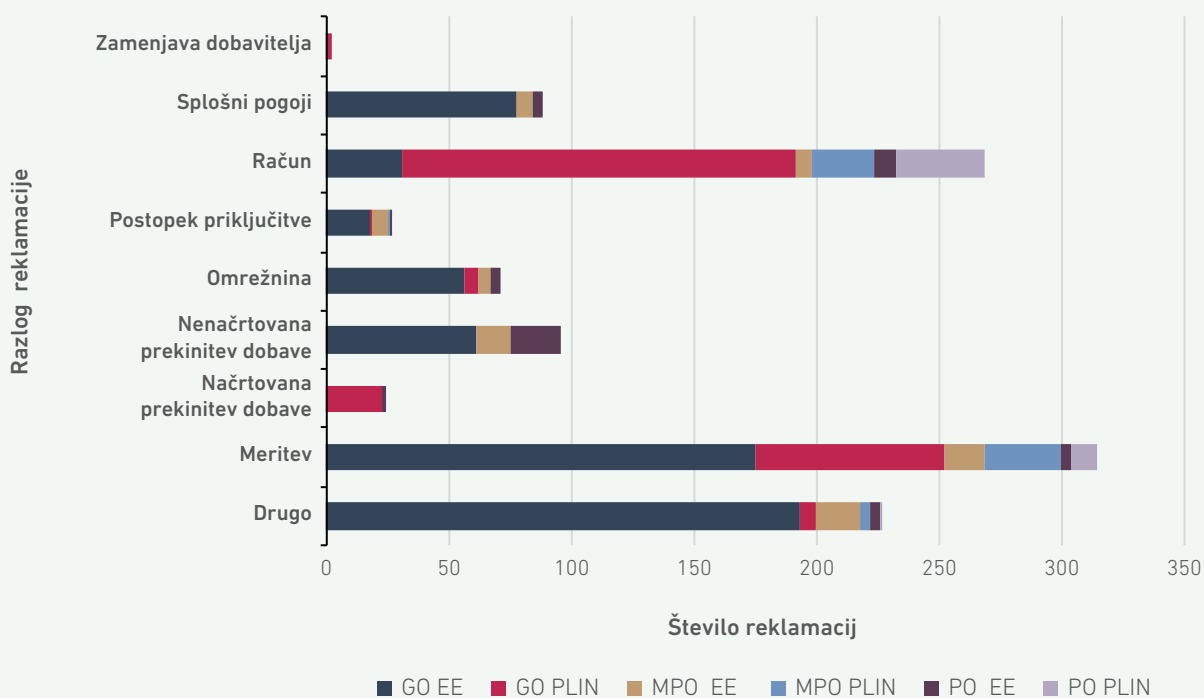
Pritožbe odjemalcev pri operaterjih distribucijskih sistemov električne energije in plina

Odjemalci lahko ob nestrinjanju z operaterjem glede računa, meritev, zaračunane omrežnine, prekinitvami dobave, postopkom priključitve, zamenjavo dobavitelja in drugih vprašanj vložijo reklamacijo tudi neposredno pri operaterju distribucijskega sistema električne energije ali plina. Če reklamacije z operaterji distribucijskih sistemov električne energije ali plina odjemalcem ni mogoče rešiti, spore po postopkih, podrobneje opisanih v naslednjem poglavju, rešuje agencija.

Neposredno na operaterja distribucijskega sistema električne energije je bilo v letu 2025 skupaj

vloženih 733 reklamacij odjemalcev električne energije (118 več kot v preteklem letu), na operaterje distribucijskih sistemov plina pa 386 reklamacij (53 manj kot v preteklem letu). Največ reklamacij so na operaterje distribucijskih sistemov električne energije in plina naslovili gospodinjski odjemalci (613 odjemalcev električne energije in 276 plina), večina reklamacij se je na področju električne energije tako kot pretekla leta tudi v letu 2025 nanašala na meritve, na področju plina pa na izdane račune.

SLIKA 261: ŠTEVILO REKLAMACIJ ODJEMALCEV PRI OPERATERJIH PO VSEBINI



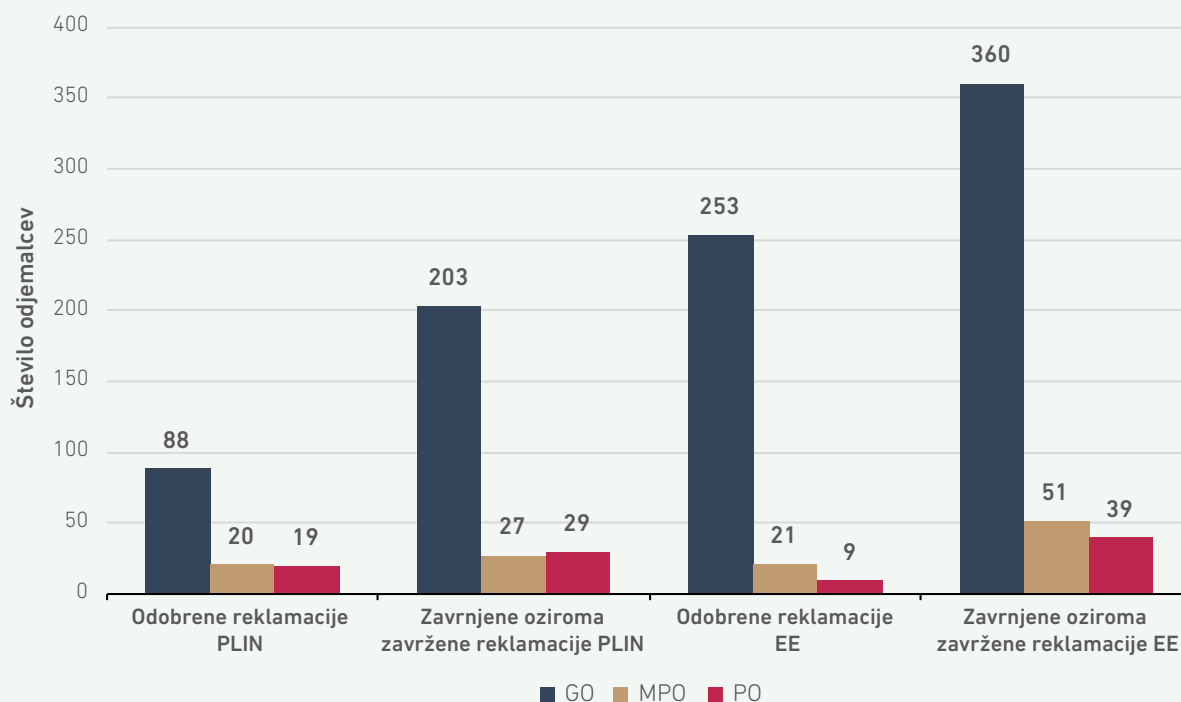
VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI

Naslednja slika prikazuje število odobrenih in zavrženih reklamacij zoper operaterje distribucijskih sistemov električne energije in plina. Od skupaj 733 vloženih reklamacij vseh odjemalcev električne energije jih je bilo odobrenih le 38,61 % oz. 283, ostale so bile zavržene oziroma zavržene (450). Na področju plina je bilo zavrženih oziroma zavrženih 259 reklamacij, operaterji so ugodili 32,9 % vloženih reklamacij oz. 127.

Več kot polovica reklamacij končnih odjemalcev ni bila odobrena



SLIKA 262: ŠTEVILO OBRAVNAVANIH REKLAMACIJ PRI OPERATERJIH



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI

Na področju zaprtih distribucijskih sistemov električne energije in plina v letu 2025 operaterji zaprtih distribucijskih sistemov niso prejeli reklamacij.

Pravica do varstva v upravnem postopku

Agencija je pristojna za odločanje o sporih med uporabniki elektroenergetskega sistema, uporabniki sistema plina, člani bilančne sheme oziroma dobavitelji plina na eni strani in operaterji oziroma operaterjem trga z električno energijo na drugi strani, če se spor nanaša na obveznosti iz uredb EU, področnih zakonov ali podzakonskih aktov. Ti spori vključujejo dostop do sistema, obračunane zneske za uporabo sistema, kršitve sistemskih obratovalnih navodil, ugotovljena odstopanja in stroške izravnave odstopanj ter kršitve splošnih aktov, ki urejajo odstopanja in njihovo izravnavo, ter kršitve predpisov s področja samooskrbe, če tako določa področni zakon. Agencija deluje kot neodvisen upravni organ, ki odloča o teh sporih in izvaja nadzor nad izvajanjem zakonodaje na področju energetike.

Potencialni uporabnik, ki želi pridobiti dostop do sistema, se v teh sporih šteje za uporabnika sistema. Agencija je samostojna in neodvisna pri izvrševanju svojih nalog in pristojnosti, kar pomeni, da ni vezana na navodila državnih organov ali drugih

subjektov. Pri odločanju o sporih mora stranka, ki zahteva odločitev agencije, najprej pisno zahtevati ugoditev svoje zahteve od nasprotne stranke in ji dati primeren rok, ki ne sme biti krajši od 15 dni. Zahtevo za odločitev agencije je mogoče vložiti v 15 dneh po vročitvi odgovora nasprotne stranke ali po poteku roka za odgovor. Nasprotna stranka lahko v 15 dneh vloži nasprotni zahtevek, če je povezan z zahtevkom prve stranke ali če se lahko pobotata. Agencija nima pritožbe zoper svoje odločbe in sklepe, kar pomeni, da je njena odločitev dokončna v upravnem postopku, razen če zakon določa drugače. Prav tako jih ni mogoče odpraviti ali razveljaviti po nadzorstveni pravici.

Upravni postopki pred agencijo so hitri in brezplačni. O zahtevi za reševanje sporov se odloči v dveh do štirih mesecih.

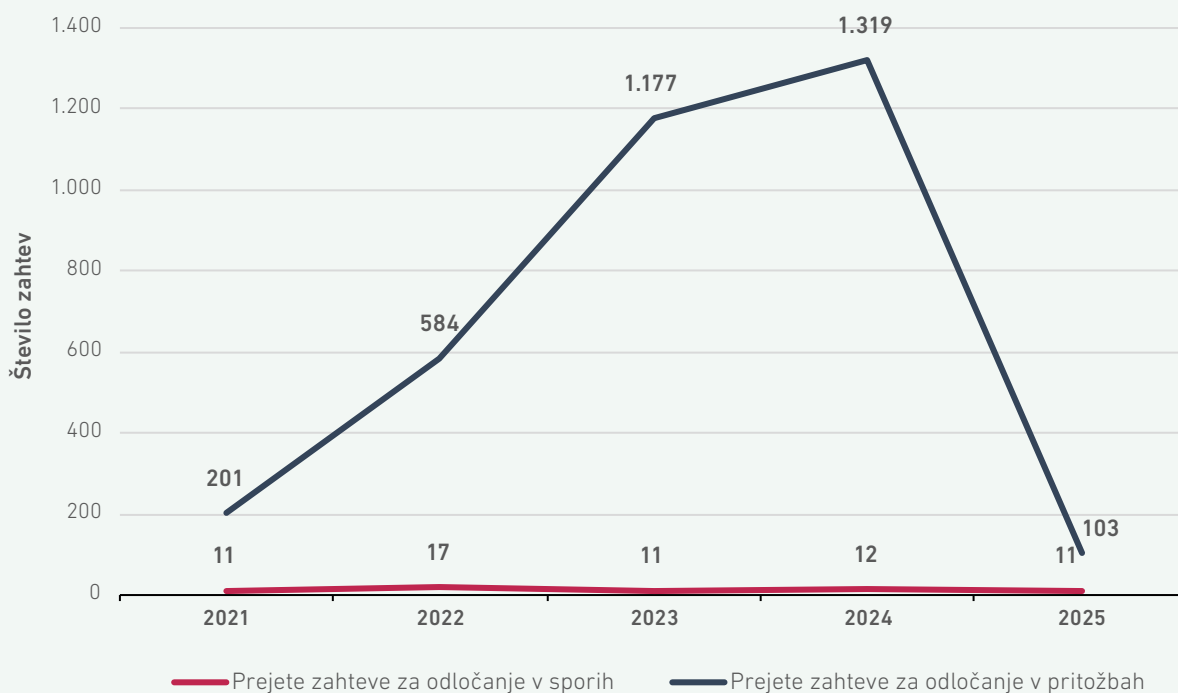
Agencija na drugi stopnji odloča o pritožbi zoper izdajo ali zavrnitve soglasja za priključitev na področju električne energije in plina.

V letu 2025 je agencija obravnavala 114 novih posamičnih zadev, in sicer 11 zahtev na prvi stopnji in 103 zadeve na drugi stopnji. Prav tako je iz prejšnjega obdobja obravnavala 823 posamičnih zadev, od tega šest zahtev na prvi stopnji in 817 zahtev na drugi stopnji. Skupaj je agencija obravnavala 937 zadev.

Število pritožb zoper izdana soglasja za priključitev od leta 2021 prikazuje naslednja slika.

Večina pritožb se je nanašala na zavrnitev soglasja za priključitev naprave za samooskrbo na distribucijski sistem električne energije.

SLIKA 263: ODLOČANJE AGENCIJE V SPORIH IN PRITOŽBAH V OBDOBJU 2021–2025



VIR: AGENCIJA

Medtem ko se je število prejetih pritožb od leta 2012 občutno povečevalo, se je v letu 2025 v primerjavi z letom 2024 drastično zmanjšalo, kar je posledica tega, da se je 31. 12. 2024 iztekel rok za oddajo vlog za priključitev proizvodnih naprav za samooskrbo, po kateri je bila omogočena vključitev v sistem samooskrbe z letnim netiranjem (net-metering). Konec leta 2024 so bile določbe takrat

veljavnega ZSROVE dopolnjene na način, da se vloge za priključitev proizvodne naprave za samooskrbo za vključitev v sistem samooskrbe z letnim netiranjem nanašajo na že postavljene proizvodne naprave za samooskrbo. Vlogi za priključitev je bilo treba priložiti fotografijo že vgrajene naprave in podati izjavo, da se naprava za samooskrbo na fotografiji nanaša na to vlogo za priključitev.



Pravica do varnega in zanesljivega obratovanja sistema in kakovostne oskrbe

Vsi odjemalci imajo pravico do varnega in zanesljivega obratovanja sistema ter kakovostne oskrbe z električno energijo in plinom, ki jo zagotavljajo operaterji sistemov električne energije in plina v skladu s sistemskimi obratovalnimi navodili, h katerim daje soglasje agencija.

Na sistemski ravni se z reguliranjem s kakovostjo oskrbe skuša z optimalnimi stroški izboljševati ali ohranjati že doseženo raven. Pri obravnavi kakovosti oskrbe z električno energijo se izvajajo različne dejavnosti, kot so spremljanje, poročanje in analiza podatkov naslednjih opazovanih dimenzij: neprekinjenost napajanja, komercialna kakovost in kakovost napetosti. Agencija poleg navedenega

izvaja reguliranje s kakovostjo oskrbe tudi z objavo podatkov in analiz, ki jih javno objavi v poročilu o kakovosti oskrbe z električno energijo. Več o tem je zapisano v poglavju o kakovosti napetosti na področju električne energije.

Zanesljivo in varno obratovanje za nemoteno in kakovostno oskrbo so operaterji sistema plina tudi v letu 2025 zagotavljali z izvajanjem rednih in izrednih vzdrževalnih del.

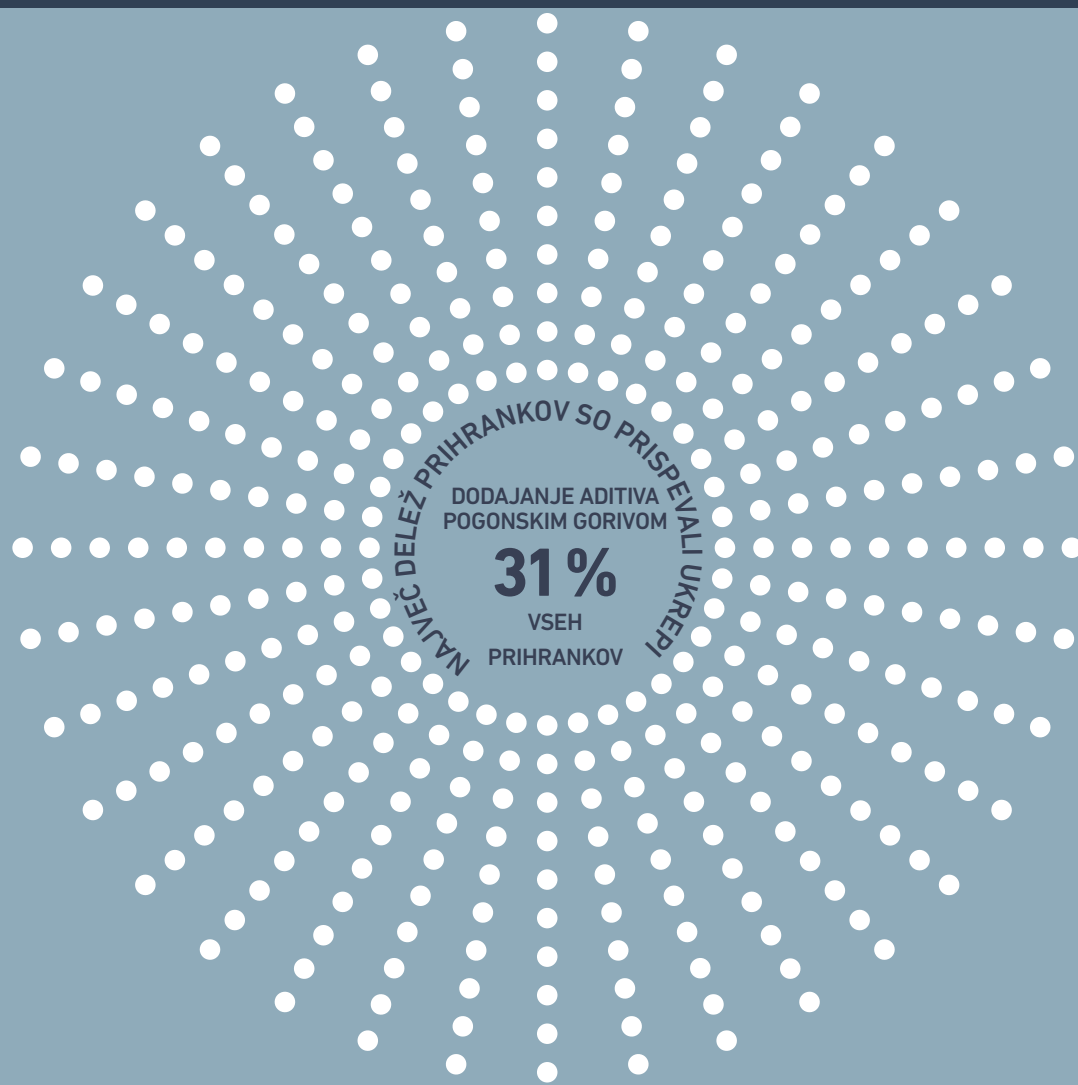
Več o tem je zapisano v poglavju o kakovosti oskrbe z električno energijo in v poglavju o varnem in zanesljivem obratovanju ter kakovosti oskrbe s plinom.

UČINKOVITA RABA ENERGIJE

POMEMBEN STEBER TRAJNOSTNEGA RAZVOJA: KREPITEV ENERGETSKE VARNOSTI, IZBOLJŠANJE KONKURENČNOSTI GOSPODARSTVA, NIŽJI STROŠKI, MANJ ONESNAŽEVANJA.



NAJVEČ PRIHRANKOV ZAVEZANCI DOSEGLI V SEKTORJU INDUSTRIJE



ENERGETSKI PREGLEDI

NAMESTITEV SISTEMOV ZA SAMOOSKRBO Z ELEKTRIČNO ENERGIJO

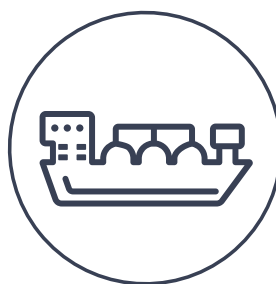




90%

VSEH VELIKIH GOSPODARSKIH
DRUŽB IZPOLNJUJE OBVEZNOST
ENERGETSKEGA PREGLEDA

PRIHRANKI PO
SEKTORJIH



SKORAJ POLOVICA VSEH
PRIHRANKOV ZAVEZANCEV
V INDUSTRIJSKEM
SEKTORJU



NAJMANJ PRIHRANKOV
V ZASEBNEM IN JAVNEM
SEKTORJU

UČINKOVITA RABA ENERGIJE

Energetska učinkovitost predstavlja enega ključnih stebrov trajnostnega razvoja ter pomembno orodje za zmanjševanje emisij toplogrednih plinov, krepitev energetske varnosti in izboljšanje konkurenčnosti gospodarstva. V Evropski uniji je to področje sistematično urejeno z zakonodajnim okvirom, katerega osrednji element je Direktiva o energetske učinkovitosti, ki državam članicam nalaga ambiciozne cilje ter konkretne ukrepe za zmanjšanje rabe energije na vseh ravneh.

Slovenija kot članica Evropske unije sledi tem usmeritvam in jih vključuje v nacionalne strateške dokumente ter operativne programe. Posodobljeni Celoviti nacionalni energetske in podnebni načrt

(NEPN) predvideva, da končna raba energije v Sloveniji ob doslednem izvajanju načrtovanih politik in ukrepov do leta 2030 ne bo presegla 50,2 TWh (4.320 ktoe). To pomeni, da se Slovenija zavezuje, da bo poraba primarne energije ostala pod mejo 70 TWh (6.026 ktoe) glede na izhodiščni scenarij iz leta 2007.

Cilji energetske učinkovitosti v Sloveniji se uresničujejo prek ukrepov za spodbujanje učinkovite rabe energije tako v vseh sektorjih končne porabe kot tudi v sektorjih proizvodnje, prenosa in distribucije energije, vključno z omrežji za daljinsko ogrevanje in hlajenje.

Sistem obveznega doseganja prihrankov energije in alternativni ukrep

Slovenija večino prihrankov energije za doseganje zastavljenih ciljev energetske učinkovitosti uresničuje z ukrepi v okviru sistema obveznega doseganja prihrankov energije, ki dobavitelje energentov končnim odjemalcem zavezuje k izvajanju različnih aktivnosti za doseganje prihrankov, in z alternativnim programom ukrepov energetske učinkovitosti, ki ga izvaja Eko sklad. Alternativni ukrepi se financirajo iz sredstev, zbranih pri končnih odjemalcih energentov v okviru prispevka za učinkovito rabo energije.

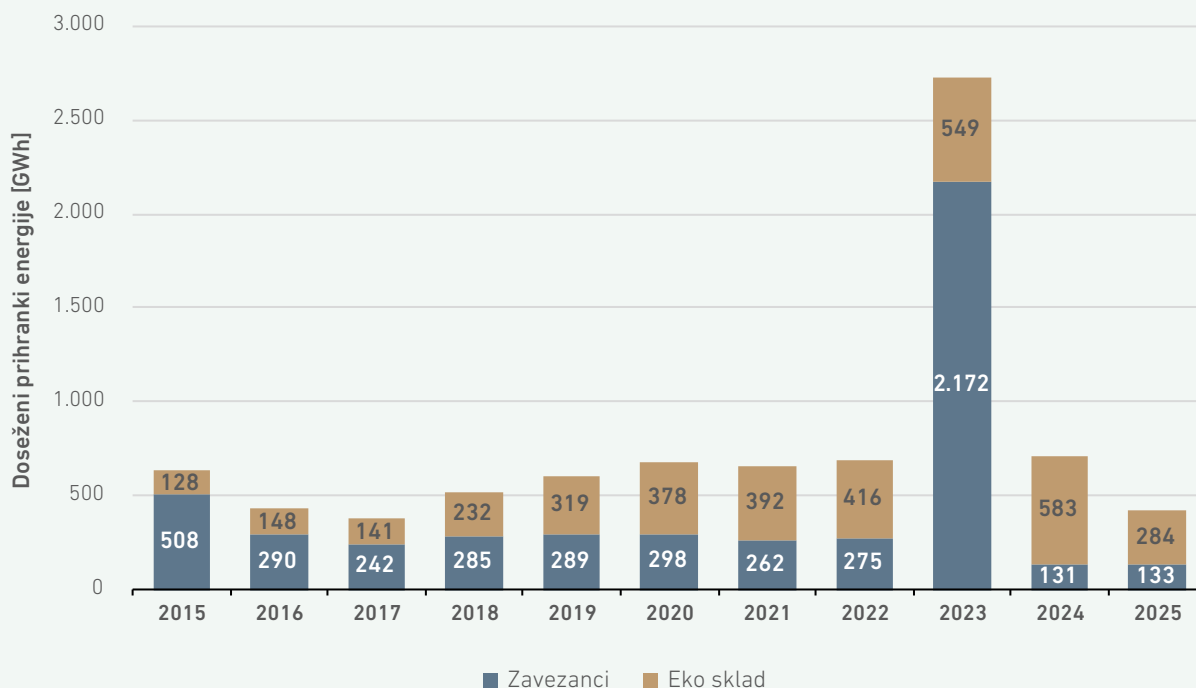
Z navedenima ukrepoma je Slovenija v letu 2025 skupaj ustvarila 417 GWh prihrankov, kar je 297 GWh manj kot v letu 2024. Zavezanci so dosegli 133 GWh prihrankov, kar sta 2 GWh več kot v preteklem letu, medtem ko je bilo v okviru programa Eko sklada v letu 2025 doseženih 284 GWh prihrankov, kar je 299 GWh manj kot v letu 2024.

V letu 2025 je bilo z ukrepi URE doseženih 417 GWh prihrankov energije

Slika 264 prikazuje doseganje prihrankov energije s strani zavezancev in Eko sklada v obdobju od leta 2015 do leta 2025. V prvih letih izvajanja sistema obveznega doseganja prihrankov energije (2015–2017) so zavezanci dosegali večji delež prihrankov, a se njihova vloga kasneje relativno zmanjšuje oziroma stagnira, medtem ko se učinek finančnih spodbud Eko sklada krepi. V zadnjem letu je doseženi prihranek energije zavezancev stabilen, doseženi prihranek Eko sklada pa upada.



SLIKA 264: DOSEŽENI PRIHRANKI ENERGIJE V OBDOBJU 2015–2025¹⁶⁶



VIRA: AGENCIJA, EKO SKLAD

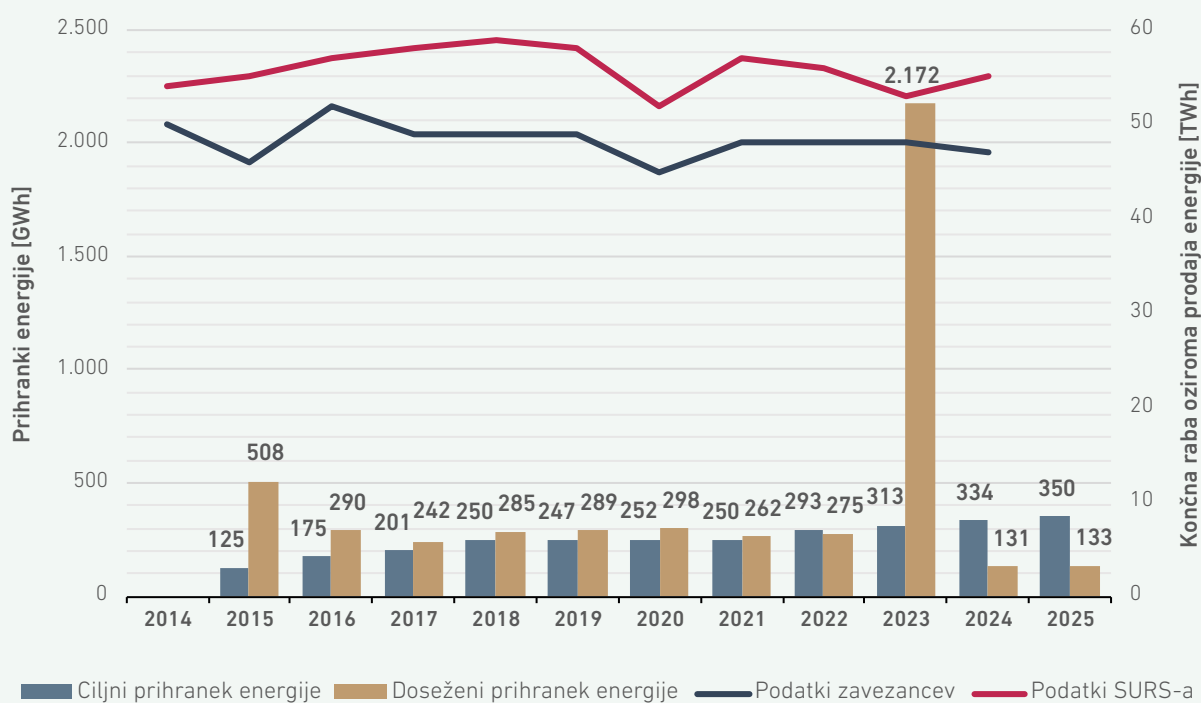
Ciljni prihranki energije zavezancev

Zavezanci za doseganje prihrankov so dobavitelji električne energije, toplote, plina ter tekočih in trdnih goriv končnim odjemalcem, ki so morali s prispevkom k izvedbi ukrepov učinkovite rabe energije v letu 2025 na letni ravni zagotoviti 0,8 % prihranka energije od prodanih količin energije končnim odjemalcem v letu 2024. Iz te obveze so izvzeti dobavitelji tekočih goriv, ki so morali v letu 2025 doseči prihranke v obsegu 0,7 % prodanega motornega bencina in dizelskega goriva. Iz sistema obveznega doseganja prihrankov pa so od leta 2020 izvzeti dobavitelji trdnih goriv, ki dobavijo letno manj kot 100 MWh energije končnim odjemalcem.

Zavezanci so glede na poročane podatke v letu 2025 končnim odjemalcem prodali 46.649 GWh energije.

Od tega je bilo prodanih 23.278 GWh motornega bencina in dizelskega goriva. Tako je 0,7-odstotni ciljni obseg prihrankov od prodaje tekočih goriv za leto 2025 znašal 163 GWh. Ciljni 0,8-odstotni prihranek od prodaje električne energije, toplote, zemeljskega plina ter tekočih in trdnih goriv končnim odjemalcem v letu 2024 (23.370 GWh) pa je bil za leto 2025 določen v obsegu 187 GWh. Skupni ciljni prihranek za leto 2025 je tako znašal 350 GWh, kar je 16 GWh več kot leto prej. Povečanje skupnega ciljnega prihranka je posledica zvišanja obveznosti za dobavitelje motornega bencina in dizelskega, kjer se je zahteva po prihranku povečala z 0,6 % v letu 2024 na 0,7 % v letu 2025.

166 Pri preverjanju doseženih prihrankov preteklih let pri dobaviteljih je agencija ugotovila odstopanja od poročanih količin prihrankov v posameznih letih in jih vključila v to poročilo.

SLIKA 265: PRIMERJAVA KONČNE RABE OZIROMA PRODAJE ENERGIJE MED PODATKI ZAVEZANCEV IN SURS V OBDOBJU 2014–2024 TER CILJNIMI IN DOSEŽENIMI PRIHRANKI ENERGIJE ZAVEZANCEV V OBDOBJU 2015–2025¹⁶⁷


VIRA: AGENCIJA, SURS

S slike 265, ki prikazuje primerjavo končne rabe oziroma prodaje energije med podatki zavezancev in SURS za obdobje 2014–2024 ter ciljne in dosežene prihranke energije zavezancev za obdobje 2015–2025, je razvidno, da so zavezanci do leta 2023 z izvedenimi ukrepi presegali zastavljene

cilje prihrankov energije. V zadnjih dveh letih pa ciljni prihranki zavezancev niso bili doseženi z izvedenimi ukrepi, temveč so jih realizirali predvsem s koriščenjem presežnih prihrankov energije iz preteklih let.

Dejavnosti dobaviteljev pri doseganju ciljnega prihranka energije

V letu 2025 so dobavitelji energentov s svojim aktivnim prispevkom – bodisi s soudeležbo pri izvajanju ukrepov bodisi z lastnimi projekti učinkovite rabe energije – dosegli 133 GWh prihrankov energije. To potrjuje pomembno vlogo dobaviteljev kot zavezancev pri uresničevanju ciljev energetske učinkovitosti.

Slika 266 prikazuje primerjavo med ciljnim in dejansko doseženim prihrankom energije po posameznih energentih. Največji dejansko doseženi prihranki so bili evidentirani pri tekočih gorivih, kjer je bilo doseženih 60 GWh prihrankov energije, pri električni energiji pa je bilo doseženih 29 GWh prihrankov.

Dobavitelji plina so dosegli 24 GWh prihrankov energije in dobavitelji toplote 16 GWh, ter za 2 GWh presegli ciljno vrednost. Pri dobaviteljih trdnih goriv so doseženi prihranki znašali 4 GWh, s čimer je bila ciljna vrednost presežena tudi za 2 GWh. Dobavitelji, ki ciljnih prihrankov niso dosegli z ukrepi realiziranimi v 2025, so razliko med ciljnim in realiziranimi prihranki večinoma pokrili s presežki prihrankov preteklih treh let.

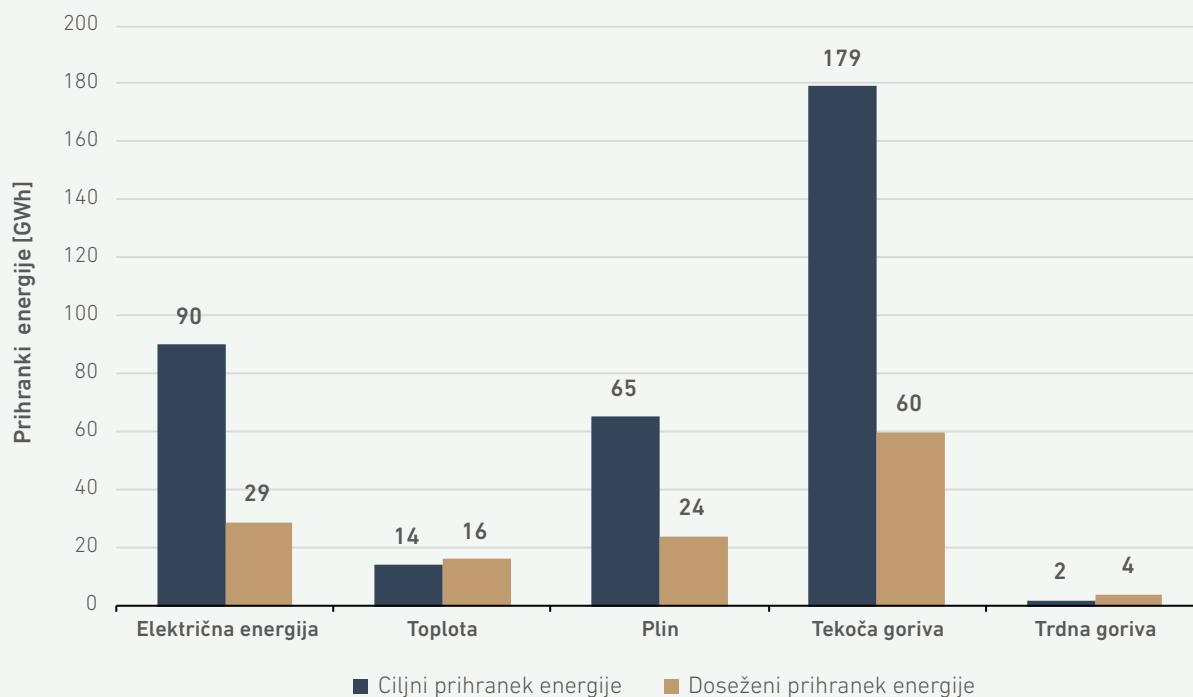
Dobavitelji, ki ne dosežejo predpisanih ciljnih prihrankov, lahko svojo obveznost izpolnijo s plačilom finančnega nadomestila Eko sklada za vsako megavatno uro nedoseženih prihrankov.¹⁶⁸

¹⁶⁷ Pri preverjanju doseženih prihrankov preteklih let pri dobaviteljih je agencija ugotovila odstopanja od poročanih količin prihrankov v posameznih letih in jih vključila v to poročilo.

¹⁶⁸ Višino nadomestila Eko sklad letno določi v skladu z določbami ZURE, pri čemer je v letu 2025 znašala 243,57 EUR/MWh.



SLIKA 266: CILJNI IN DOSEŽENI PRIHRANKI ENERGIJE GLEDE NA VRSTO DOBAVITELJA ENERGENTA



VIR: AGENCIJA

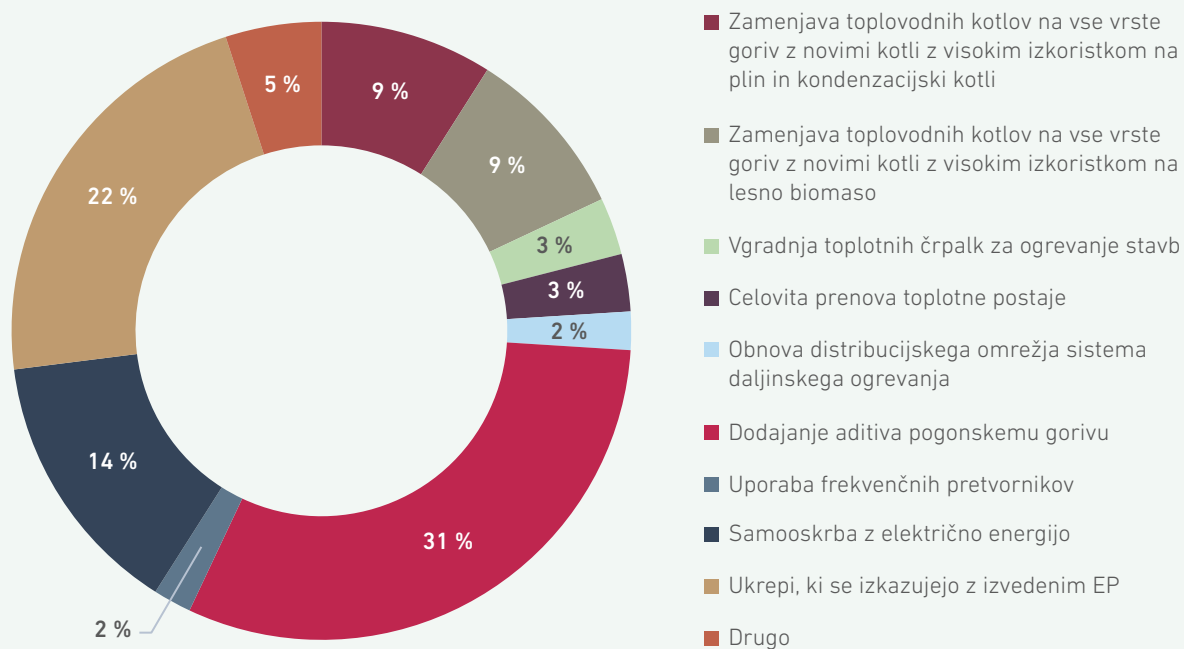
Doseženi prihranki energije s posameznimi ukrepi

Dobavitelji prihranke energije dosegajo na različne načine, in sicer z naložbami v ukrepe za povečanje energetske učinkovitosti, dodeljevanjem spodbud, izvajanjem energetskih storitev, pogodbenim zagotavljanjem prihrankov energije ter z drugimi ukrepi pri končnih odjemalcih v javnem, storitvenem in sektorju industrije ter prometu. Poleg tega lahko prihranke ustvarjajo tudi z dodatnimi ukrepi v stanovanjskih objektih ter v sektorjih pretvorbe, prenosa in distribucije energije. Izbrani način mora izkazovati, da je posredovanje dobavitelja dejansko prispevalo k doseženim prihrankom. Prihranki se izračunavajo na podlagi metodologij, določenih v Pravilniku o metodah za določanje prihrankov energije. Zavezanci lahko prihranke dosegajo tudi z ukrepi, ki niso zajeti v metodologiji, vendar morajo

v teh primerih učinke dokazati z izvedbo energetskega pregleda.

S slike 267 je razvidna struktura doseženih prihrankov energije glede na vrsto izvedenih ukrepov. Največji delež prihrankov v letu 2025 je bil dosežen z ukrepom dodajanja aditiva pogonskemu gorivu, ki je prispeval 31 % vseh prihrankov. Sledijo ukrepi, ki niso zajeti v metodologiji in temeljijo na usmerjenih energetskih pregledih, z 22 % doseženih prihrankov. Pomemben delež predstavlja tudi samooskrba z električno energijo (14 %), medtem ko sta zamenjavi obstoječih kotlov s plinskimi kondenzacijskimi kotli in kotli na lesno biomaso prispevali po 9 % vseh prihrankov.

SLIKA 267: DELEŽI PRIHRANKOV ENERGIJE PO POSAMEZNIH UKREPIH



VIR: AGENCIJA

Tabela 43 prikazuje strukturo in dinamiko doseženih prihrankov energije po posameznih ukrepih v Sloveniji v obdobju 2015–2025. V začetnem obdobju (2015–2017) izstopajo predvsem ukrepi z razmeroma takojšnjimi učinki, kot so dodajanje aditivov pogonskim gorivom, uvajanje sistemov upravljanja z energijo ter energetska učinkovita razsvetljava. Opazen je tudi porast prihrankov zaradi uvajanja naprednih merilnih sistemov v letih

2022 in 2023, kar kaže na pomen digitalizacije in boljšega upravljanja rabe energije. Podobno se po letu 2019 krepi prispevek samooskrbe z električno energijo, kar odraža širjenje obnovljivih virov energije, zlasti sončnih elektrarn. Pomemben prispevek k skupnim doseženim prihrankom je v celotnem obdobju izkazan tudi v okviru ukrepov, ki se izkazujejo z izvedenim energetskega pregledom.



TABELA 43: PRIHRANKI ENERGIJE Z UKREPI V OBDOBJU 2015–2025¹⁶⁹

Ukrep	2015 [GWh]	2016 [GWh]	2017 [GWh]	2018 [GWh]	2019 [GWh]	2020 [GWh]	2021 [GWh]	2022 [GWh]	2023 [GWh]	2024 [GWh]	2025 [GWh]
Celovita prenova stavb	0,0	0,6	0,1	15,9	7,0	7,7	4,0	3,4	5,8	0,5	0,0
Zamenjava toplovodnih kotlov na vse vrste goriv z novimi kotli z visokim izkoristkom na plin	7,6	13,6	20,8	14,8	13,5	15,6	16,8	9,9	7,7	6,5	12,5
Zamenjava toplovodnih kotlov na vse vrste goriv z novimi kotli z visokim izkoristkom na lesno biomaso	1,6	2,4	0,8	1,5	2,9	20,5	5,6	6,8	1,8	2,7	11,7
Vgradnja naprednih merilnih sistemov in obračunavanja energije v gospodinjstvih in storitvenem sektorju	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,0	30,2	0,0	0,0
Vgradnja toplotnih črpalk za ogrevanje stavb	2,7	0,3	1,7	3,5	6,1	2,8	9,7	4,1	18,0	1,7	4,5
Celovita prenova toplotne postaje	73,6	3,1	0,8	1,7	0,5	1,9	2,7	1,8	0,4	0,4	3,5
Priklop stavbe na sistem daljinskega ogrevanja	2,3	4,7	5,8	2,6	2,2	2,3	1,3	2,2	2,4	1,7	1,3
Obnova distribucijskega omrežja sistema daljinskega ogrevanja	3,9	4,4	2,9	4,5	3,8	1,6	3,0	1,9	2,5	1,6	2,2
Sistemi za izkoriščanje odpadne toplote v stavbah	0,0	9,2	2,0	0,6	0,0	0,9	7,9	0,0	0,3	0,0	0,0
Optimizacija tehnoloških procesov, ki temelji na izvedenem energetskem pregledu v MSP	15,3	9,7	3,9	4,8	12,1	2,4	6,0	4,4	1,2	1,0	1,6
Dodajanje aditiva pogonskemu gorivu	195,6	99,2	41,2	53,4	33,3	27,8	41,9	51,4	46,4	44,7	41,1
Sistemi sproizvodnje toplote in električne energije (SPTE)	37,7	9,8	11,9	62,2	78,9	62,2	34,0	92,0	1.937,3	17,7	1,3
Energetsko učinkovita razsvetljava v stavbah	14,5	15,5	22,9	42,5	56,8	55,0	47,6	11,8	4,8	3,2	0,2
Uvajanje sistemov upravljanja z energijo	98,3	92,9	93,8	9,7	29,5	3,4	5,4	2,0	2,9	0,0	0,0
Izkoriščanje odvečne toplote v industriji in storitvenem sektorju	0,0	0,0	6,0	22,6	0,3	0,0	0,6	3,7	0,4	0,2	0,2
Samooskrba z električno energijo	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	4,6	15,8	17,4	41,1	16,3	18,7
Ukrepi, ki se izkazujejo z izvedenimi EP	44,9	12,3	7,5	27,1	27,6	75,4	48,7	30,5	59,3	25,7	29,3
Drugo	9,8	11,9	19,9	17,8	9,9	14,3	10,5	5,7	9,5	7,1	4,9

VIR: AGENCIJA

Na podlagi metodološko določenih izračunov zmanjšanja emisij CO₂ za posamezne vrste ukrepov se je v letu 2025 z ukrepi v okviru sistema

obveznosti energetske učinkovitosti letna količina izpustov CO₂ zmanjšala za 33.520 ton.

¹⁶⁹ Pri preverjanju doseženih prihrankov preteklih let pri dobaviteljih je agencija ugotovila odstopanja pri poročanju prihrankov energije po posameznih ukrepih od poročanih količin prihrankov v posameznih letih in jih vključila v to poročilo.

Prihranki energije po sektorjih

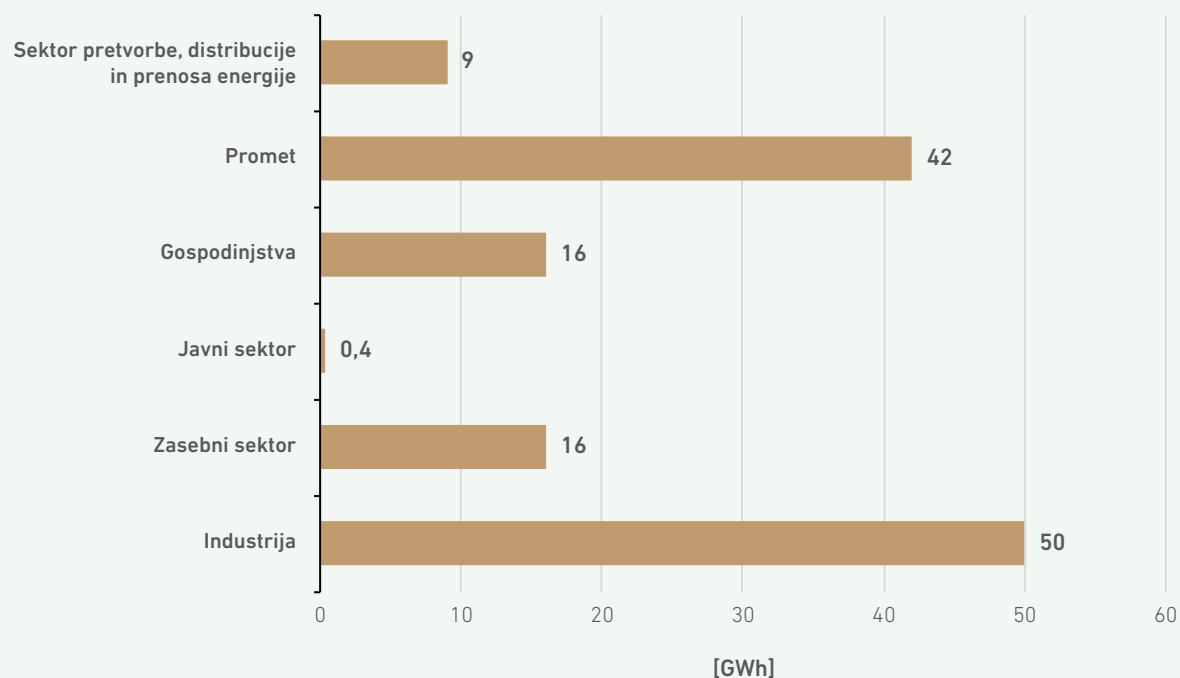
V letu 2025 je bil največji delež doseženih prihrankov energije ustvarjen v industrijskem sektorju (50 GWh) in sektorju prometa (42 GWh), kar skupaj predstavlja 92 GWh oziroma približno 70 % vseh prihrankov, ki so jih dosegli zavezanci. Takšna porazdelitev potrjuje, da imata energetska intenzivna sektorja ključno vlogo pri doseganju skupnih učinkov učinkovite rabe energije.

Gospodinjski in zasebni sektor sta v letu 2025 ustvarila vsak po 16 GWh prihrankov energije. Pri

tem so v gospodinjstvih prevladovali ukrepi zamenjave toplovodnih kotlov z učinkovitejšimi sistemi na zemeljski plin ali lesno biomaso, kar potrjuje pomen posodobitve ogrevalnih sistemov na ravni končnih uporabnikov.

Najnižji prihranki so bili doseženi v javnem sektorju, kjer so zavezanci ustvarili zgolj 0,4 GWh prihrankov, kar kaže na razmeroma omejen obseg izvedenih ukrepov ali počasnejšo dinamiko njihove implementacije.

SLIKA 268: DOSEŽENI PRIHRANKI ENERGIJE PO SEKTORJIH V LETU 2025



VIR: AGENCIJA

Prihranki energije, doseženi v okviru alternativnega ukrepa

Eko sklad kot izvajalec alternativnega ukrepa znotraj kombiniranega sistema za doseg ciljnega deleža prihrankov končne energije deluje prek programa za izboljšanje energetske učinkovitosti. Pri tem uporablja tri ključne mehanizme, kot prikazuje tabela 44: kreditiranje naložb v energetska učinkovite ukrepe, dodeljevanje nepovratnih sredstev za izvedbo teh ukrepov ter izvajanje

energetskega svetovanja za občane preko mreže svetovalnih pisarn Ensvet. Največji delež energetskih prihrankov se doseže z ukrepi, podprtimi z nepovratnimi sredstvi, dodeljenimi v okviru javnih razpisov Eko sklada. V letu 2025 so ti ukrepi prispevali k skupnemu prihranku 238 GWh energije, medtem ko so vsi ukrepi Eko sklada skupaj prinesli 284 GWh prihrankov.



TABELA 44: DOSEŽENI PRIHRANKI ENERGIJE V PROGRAMU EKO SKLADA ZA IZBOLJŠANJE ENERGETSKE UČINKOVITOSTI V OBDOBJU 2015–2025

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kreditirane naložbe [GWh]	5	8	11	24	23	39	44	29	15	43	21
Nepovratna sredstva [GWh]	123	126	116	190	273	314	323	358	510	516	238
Energetsko svetovanje za občane [GWh]	0	14	14	18	23	25	25	29	24	24	25

VIRI: LETNA POROČILA EKO SKLADA

Večino energetskih prihrankov Eko sklad doseže z ukrepi, ki jih izvajajo posamezniki v gospodinjstvih ter podjetjih, pri čemer so ti ukrepi delno financirani z nepovratnimi sredstvi iz javnih razpisov Eko sklada. V letu 2025 so največji delež prihrankov (skupaj 78 % vseh prihrankov) prispevali štirje

ukrepi: vgradnja toplotnih črpalk (86,8 GWh), toplotna izolacija fasade (38,0 GWh), kotli na biomaso (31,3 GWh) in energetski pregledi (28,8 GWh). Skupaj so nepovratna sredstva v tem letu omogočila 238 GWh energetskih prihrankov, kar predstavlja kar 84 % vseh doseženih prihrankov.

TABELA 45: PRIHRANKI ENERGIJE PO UKREPIH DELNO FINANCIRANIH Z NEPOVRATNIMI SREDSTVI EKO SKLADA ZA OBDOBJE 2018–2025

	2018 [GWh]	2019 [GWh]	2020 [GWh]	2021 [GWh]	2022 [GWh]	2023 [GWh]	2024 [GWh]	2025 [GWh]
Kotli na biomaso	18,3	30,6	27,2	26,5	32,4	35,8	33	31,3
Toplotne črpalke	63,1	102,7	103,8	99,0	126,8	214,2	218,8	86,8
Samooskrba – net-metering	10,0	16,3	30,9	58,0	62,4	107,0	157,8	3,3
Vgradnja stavbnega pohištva	2,9	3,3	4,1	3,6	3,1	4,2	6,5	4,4
Toplotna izolacija fasade	49,9	55,0	48,9	43,2	42,0	45,0	38	38,0
Toplotna izolacija strehe	18,0	15,2	13,6	13,5	9,0	8,1	7,6	8,4
Vgradnja prezračevanja z vračanjem toplote	0,0	2,1	4,2	4,0	4,0	6,1	6,5	7,3
Kondenzacijski kotli na plin	10,9	31,7	39,4	33,2	42,5	6,4	0,3	0,3
sNES ¹⁷⁰ Javne zgradbe oz. sNES splošnega družbenega pomena	3,7	1,9	1,3	4,8	7,4	9,5	8,9	9,7
Energetski pregledi	3,3	1,3	4,1	0,4	1,8	4,4	7,7	28,8
Okolju prijazna osebna vozila	3,2	2,5	3,8	5,0	3,3	4,6	7,8	0,0
Menjava razsvetljave	0,0	1,6	4,9	8,9	4,7	4,4	5,6	5,0
Upravljanje z energijo v procesu	0,0	0,1	3,8	2,9	0,0	11,5	0,6	3,1
Energetska optimizacija	0,0	2,0	11,1	8,0	1,1	23,4	1,4	2,7
Pnevmatike	0,0	0,0	7,9	7,8	8,6	18,1	10,8	0,0
Drugi ukrepi	6,8	6,1	5,0	4,2	8,9	8,0	4,7	8,9

VIRI: LETNA POROČILA EKO SKLADA

V okviru alternativnega ukrepa je večina prihrankov doseženih z ukrepi, ki so delno financirani z nepovratnimi sredstvi Eko sklada. Tabela 45 prikazuje njihovo dinamiko v obdobju 2018–2025.

V letu 2025 je bilo največ prihrankov doseženih z vgradnjo toplotnih črpalk, in sicer 86,8 GWh. To je sicer bistveno manj kot v letih 2024 (218,8 GWh) in 2023 (214,2 GWh), še vedno pa kaže na podporo elektrifikaciji ogrevanja. Pomemben obseg pri-

hrankov je bil v letu 2025 kot tudi v preteklih letih dosežen v okviru ukrepov vgradnje kotlov na biomaso in toplotne izolacije fasad. Ukrepi samooskrbe z električno energijo, v okviru katerega so bile dodeljene investicijske spodbude predvsem za namestitve sončnih elektrarn v sistemu net-meteringa ter z njim v letih 2024 in 2023 dosežen pomemben obseg prihrankov, je v letu 2025 dosegel le 3,3 GWh prihrankov, predvsem kot posledica ukinitve sistema net-meteringa.

Energetski pregledi

Med pomembnimi nacionalnimi ukrepi za spodbujanje energetske učinkovitosti je tudi obvezna izvedba energetskega pregleda v velikih gospodarskih družbah. Ti pregledi omogočajo prepoznavo možnosti za izboljšanje energetske učinkovitosti, kar vodi k zmanjšanju porabe energije in stroškov. V skladu z Zakonom o učinkoviti rabi energije (ZURE) morajo velike družbe vsaka štiri leta izvesti energetske pregled in o rezultatih poročati pristojni agenciji.

Energetski pregled je celovit in sistematičen postopek, ki zajema analizo porabe energije v vseh dejavnostih podjetja – od rabe v stavbah, proizvodnih procesih, transportu do delovanja zaposlenih. Namen pregleda je ugotoviti tokove energije ter identificirati priložnosti za izboljšave. Pregled mora vključevati najmanj podrobno analizo porabe energije v stavbah, industrijskih in tehnoloških procesih ter prometu, skupaj s predlogi ukrepov za večjo energetske učinkovitost. Ključno je, da se pri tem uporabijo dejanski, merjeni in preverljivi podatki o porabi vseh vrst energije.

Velike družbe so torej tiste, ki na zadnji dan poslovnega leta v dveh zaporednih letih presegajo najmanj dva od naslednjih treh meril:

- v povprečju zaposlujejo več kot 250 delavcev,
- vrednost aktive presega 25 milijonov evrov,
- čisti prihodki od prodaje presegajo 50 milijonov evrov.

Agencija je v letu 2025 v skladu s petim odstavkom 16. člena ZURE posodobila evidenco velikih gospodarskih družb. Na podlagi podatkov iz Poslovnega registra Slovenije in javno objavljenih letnih poročil, ki jih vodi Agencija Republike Slovenije za javnopravne evidence in storitve (AJPES), je bilo v evidenco uvrščenih 382 družb, ki presegajo najmanj dve od zgoraj navedenih meril.

Velike gospodarske družbe so zavezane, da vsaka štiri leta izvedejo energetske pregled. Zaradi spremenjenih pogojev opredelitve velikosti gospodarskih družb je bilo kar 26 gospodarskih družb

izbrisanih iz evidence, ker po spremenjenih pogojih niso več velike gospodarske družbe. Sedem gospodarskih družb je bilo uvrščenih v evidenco na novo. Po podatkih AJPES je glavna dejavnost opredeljenih velikih gospodarskih družb naslednja:

- 157 gospodarskih družb oziroma 41,10 % vseh zavezank za izvedbo energetskega pregleda deluje na področju proizvodnje,
- 103 gospodarske družbe oziroma 26,96 % vseh zavezank za izvedbo energetskega pregleda se ukvarja s trgovino,
- 19 gospodarskih družb oziroma 4,97 % ima glavno dejavnost oskrbo z energijo,
- 24 gospodarskih družb oziroma 6,28 % deluje v prometu, skladiščenju in telekomunikacije,
- 11 gospodarskih družb opravlja dejavnosti finančnih storitev,
- 15 gospodarskih družb opravlja dejavnost gradbeništva in
- 9 gospodarskih družb je dejavnih v zavarovalništvu.

V kategorijo Drugo, kamor sodi 44 gospodarskih družb, kar je 11,52 % vseh zavezank za izvedbo energetskega pregleda, sodijo dejavnosti, kot so računalništvo in programiranje, tiskarstvo, zbiranje in odvoz odpadkov, založništvo, prirejanje iger na srečo, gostinstvo, nastanitvene storitve in druge sorodne dejavnosti.

Obveznost izvedbe energetskega pregleda izpolnjuje 345 od vseh 382 velikih gospodarskih družb. Od vseh, ki imajo izpolnjeno obveznost, jih ima 232 opravljen energetske pregled, 57 jih ima vzpostavljen certificiran sistem upravljanja z energijo ali okoljem v skladu z evropskimi oziroma mednarodnimi standardi, 56 gospodarskih družb pa je

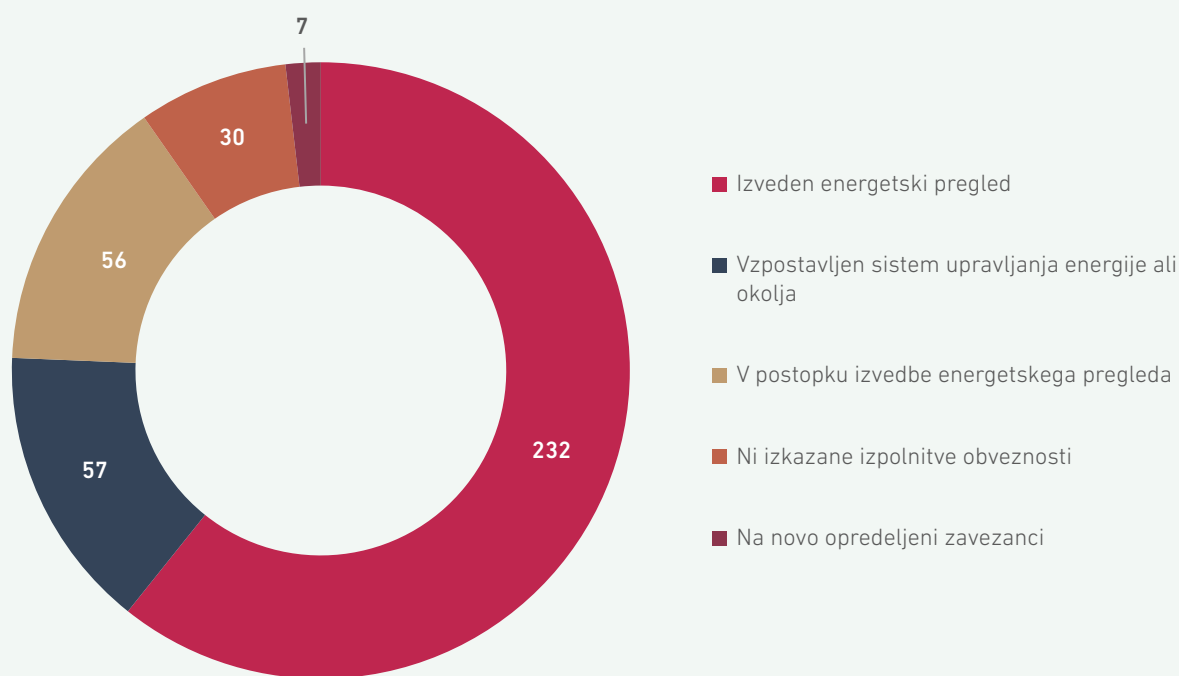
90 % vseh velikih gospodarskih družb izpolnjuje obveznost energetskega pregleda



agenciji posredovalo dokazila, da so v fazi izvedbe ponovnega energetskega pregleda. Trenutno 30 velikih gospodarskih družb ne izkazuje izvedenega energetskega pregleda. Agencija je pri pregledu evidence ugotovila, da gre večinoma za gospodarske družbe, ki morajo ponovno izvesti energetske

pregled, zato jih je pozvala k izpolnitvi obveznosti. V evidenco sedem na novo uvrščenih gospodarskih družb še ni posredovalo EP, saj pravilnik določa, da morajo EP izvesti v enem letu po uvrstitvi družbe med velike gospodarske družbe.

SLIKA 269: IZVEDBA ENERGETSKIH PREGLEDOV V VELIKIH GOSPODARSKIH DRUŽBAH

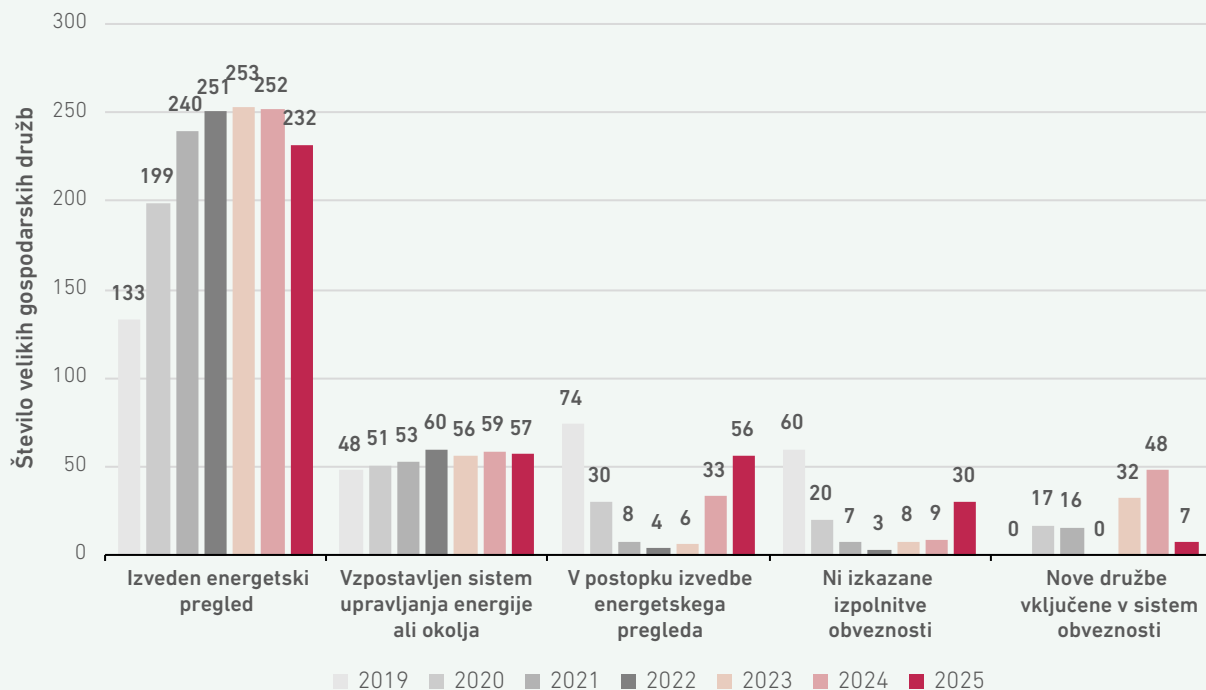


VIR: AGENCIJA

Slika 270 prikazuje gibanje števila velikih gospodarskih družb glede na način izpolnjevanja obveznosti energetskega pregleda v obdobju 2019–2025 v skladu s 16. členom ZURE. V obravnavanem obdobju je zaznati izrazit porast števila družb z izvedenim energetskega pregledom, in sicer s 133 v letu 2019 na najvišjo vrednost 253 v letu 2023. V letih 2024 in 2025 sledi rahel upad na 252 oziroma 232 družb, kar je povezano predvsem z novim ciklom izvajanja pregledov. Število družb, ki izpolnjujejo

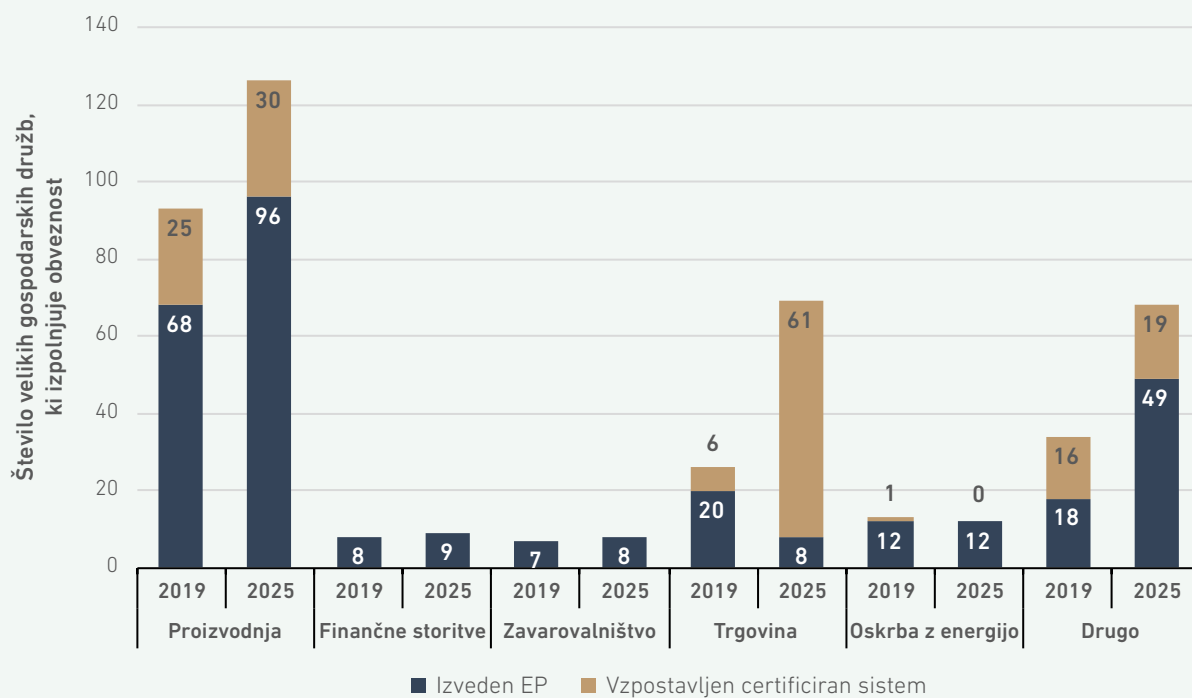
obveznost z vzpostavljenim sistemom upravljanja z energijo ali okoljem, ostaja v celotnem obdobju razmeroma stabilno in se giblje med 48 in 60 družbami letno. Skupni trendi kažejo na visoko raven skladnosti z zakonskimi zahtevami v preteklih letih ob hkratnih nihanjih v zadnjem obdobju, ki so posledica sprememb v populaciji zavezancev ter začetka novih ciklov obvezne izvedbe energetskega pregledov.

SLIKA 270: PRIMERJAVA IZPOLNJEVANJA OBVEZNOSTI VELIKIH GOSPODARSKIH DRUŽB MED LETOMA 2019 IN 2025



VIR: AGENCIJA

SLIKA 271: PRIMERJAVA IZPOLNITVE OBVEZNOSTI VELIKIH GOSPODARSKIH DRUŽB V LETIH 2019 IN 2025



VIR: AGENCIJA



S slike 271 je razvidno, da prevladujoči delež velikih gospodarskih družb deluje v sektorju proizvodnje, kjer je bila posledično zabeležena tudi najvišja frekvenca izvedenih energetskih pregledov in vzpostavljenih največ certificiranih sistemov upravljanja z energijo. Visoka stopnja implementacije v tem sektorju je neposredno povezana z energetsko intenzivnostjo procesov, saj stroški energije praviloma v tem sektorju predstavljajo pomemben delež v strukturi celotnih stroškov, kar povečuje ekonomsko upravičenost izvedbe energetskih pregledov in tudi ukrepov. Primerjalna analiza med

letoma 2019 in 2025 razkriva tudi očitno rast števila energetskih pregledov v sektorju trgovine in tudi pod Drugo. Ta trend je primarno posledica spremenjene strukture zavezancev, saj je bilo v opazovanem obdobju v tej skupini subjektov z zakonsko obveznostjo na novo vključenih največ podjetij prav iz sektorja trgovine in tudi pod Drugo. Iz podatkov je tudi razvidno, da se večina velikih družb v sektorju trgovine bistveno pogosteje odloča za periodične energetske preglede kot za uvedbo certificiranih sistemov upravljanja z energijo ali okoljem.

TOPLOTA

Energija v obliki tople vode,
vroče vode, pare ali hladu



PLIN PREVZEL VLOGO
PRIMARNEGA ENERGENTA
ZA PROIZVODNJO TOPLOTE

70,1%

DISTRIBUIRANE TOPLOTE
PROIZVEDENE V KOGENERACIJSKIH
PROIZVODNIH PROCESIH

4,7%

NIŽJA PORABA

TOPLOTE V LETU 2025
GLEDE NA 10-LETNO
POVPREČJE

4,3%

VIŠJA
PORABA

TOPLOTE GLEDE NA LETO 2024



5,4 MWh

ZNAŠA POVPREČNA LETNA PORABA
GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA

58,0 %

DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV
ENERGETSKO UČINKOVITIH



3,5 %

NIŽJA POVPREČNA
MALOPRODAJNA CENA
TOPLOTE

18,9 %

TOPLOTE
PROIZVEDENE
IZ OVE

TOPLOTA

Oskrba s toploto

V Sloveniji je bilo v letu 2025 registriranih 119 distribucijskih sistemov toplote, od tega deset na novo registriranih (pet tržnih in pet lastniških). Agencija je na podlagi drugega odstavka 2. člena Zakona o oskrbi s toploto iz distribucijskih sistemov (ZOTDS) iz letnega poročanja izločila 13 lastniških distribucijskih sistemov, katerih skupna nazivna moč priključenih naprav odjemalcev na sistemu je manjša ali enaka 500 kW. Distribucijske sisteme je upravljal 51 distributerjev toplote v 70 občinah.

Distributerji toplote so za ogrevanje in hlajenje objektov, pripravo sanitarne tople vode in industrijske parne procese distribuirali 2.017,4 GWh toplote in 159.550 odjemalcem dobavili 1.662,0 GWh toplote. Razlika so izgube pri distribuciji toplote

**4,7 % nižja poraba toplote v letu 2025
glede na 10-letno povprečje**

**4,3 % višja poraba toplote
glede na leto 2024**

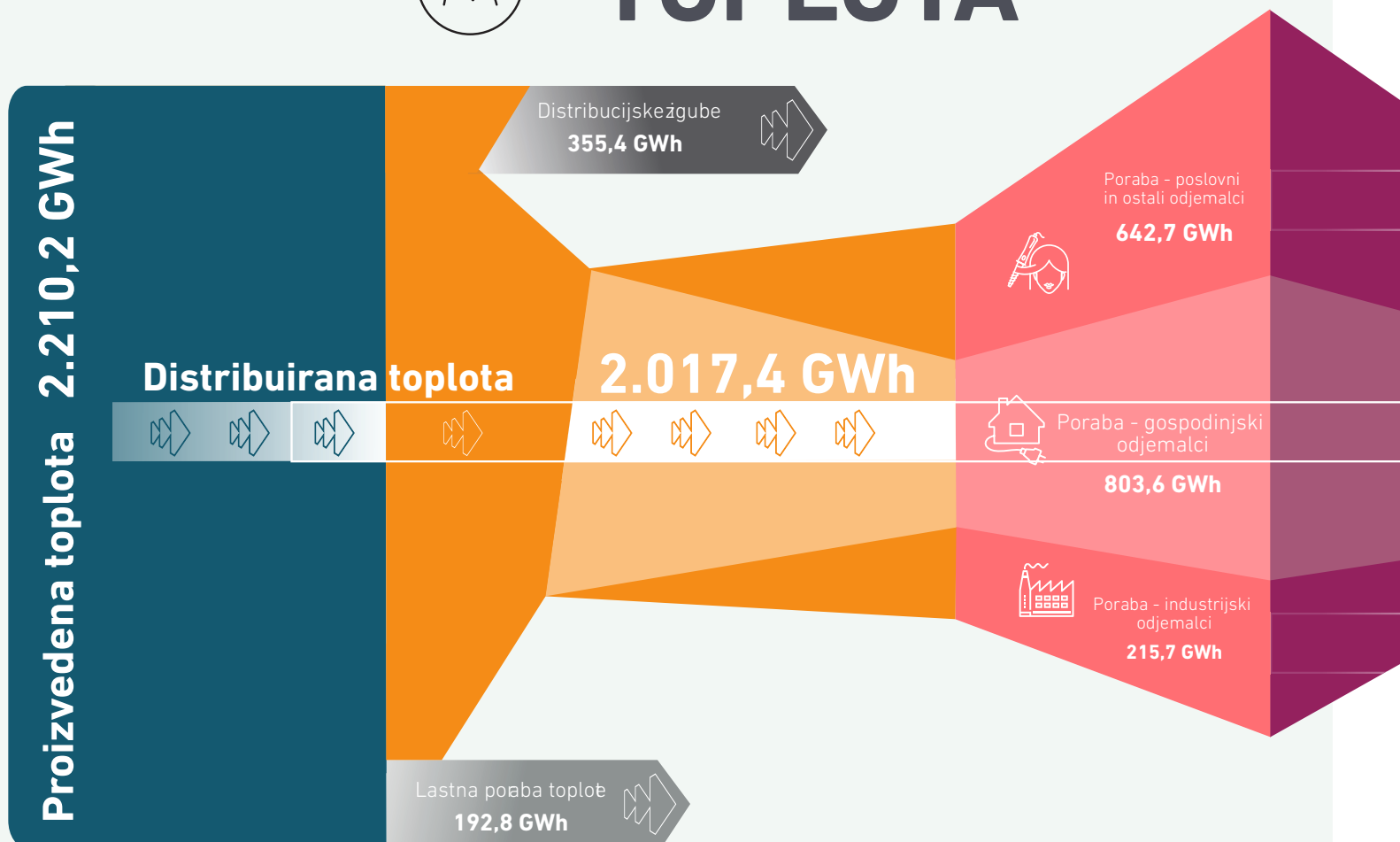
v višini 355,4 GWh. Poraba toplote odjemalcev iz evidentiranih distribucijskih sistemov je bila 4,3 % višja kot leto prej¹⁷¹, v primerjavi z letom 2023 pa za 0,5 %. Trend padanja letne porabe toplote končnih odjemalcev se je v letu 2025 obrnil, kar lahko pripišemo predvsem nekoliko višjim letnim temperaturnim primanjkljajem in daljši ogrevalni sezoni v primerjavi z zadnjima dvema letoma.

Splošna opomba: Zaradi zaokroževanja deležev se lahko v vseh slikah, grafih in tabelah skupni seštevki deležev razlikuje od 100 %.

¹⁷¹ Zaradi naknadno prejetih popravkov podatkov za koledarsko leto 2024 od zavezancev za poročanje in izločitve lastniških distribucijskih sistemov, katerih skupna nazivna moč priključenih naprav odjemalcev na sistemu je manjša ali enaka 500 kW, lahko navedene medletne primerjave glede na lanskoletne objavljene podatke v določeni meri odstopajo.



TOPLOTA



SLIKA 272: OSNOVNI PODATKI O PROIZVEDENI IN DISTRIBUIRANI TOPLOTI ZA OSKRBO ODJEMALCEV, PRIKLJUČENIH NA DISTRIBUCIJSKE SISTEME

VIR: AGENCIJA

Število odjemalcev toplote se je glede na leto prej povečalo za 1,8 %, od tega se je število gospodinjstvih odjemalcev zvišalo za 2,0 %, število poslovnih in ostalih odjemalcev se je znižalo za 1,2 %, število industrijskih odjemalcev pa za 2,9 %. V zadnjem triletnem obdobju je zaznati predvsem znižanje števila oskrbovanih industrijskih odjemalcev, in to kar za 11,6 %, njihov odjem pa se je zmanjšal za 6,7 %.

V letu 2025 je agencija evidentirala dva distribucijska sistema daljinskega hlajenja s skupno inštalirano močjo hladilnih agregatov 3,66 MW. V Velenju se oskrbujejo poslovni odjemalci, v Kranju pa industrijski.

Distributerji toplote z lastno proizvodnjo in proizvajalci toplote, ki oskrbujejo distribucijske sisteme, so v letu 2025 za ogrevanje prostorov, pripravo sanitarne tople vode, oskrbo industrijskih procesov in za lastne potrebe proizvedli 2.210,2 GWh koristne toplote. Hkrati je bilo proizvedeno tudi 1.026,6 GWh bruto električne energije oziroma 936,8 GWh električne energije na pragu kogeneracijskih proizvodnih procesov.

70,1 % distribuirane toplote proizvedene v kogeneracijskih proizvodnih procesih

Toplota za ogrevanje prostorov, pripravo sanitarne tople vode in pare, proizvedena v kogeneracijskih proizvodnih procesih, pokriva 68,5-odstotni delež vse proizvedene koristne toplote (toplota za lastno rabo in oskrbo distribucijskih sistemov). Preostalih 31,5 % toplote je bilo proizvedene v drugih tehnoloških procesih (kotlovnice na lesno biomaso, plin, utekočinjen naftni plin, procesi pridobivanja toplote iz geotermalnih vrtin, odvečna toplota iz industrijskih procesov, sežigalnice komunalnih odpadkov ...). V deležu toplote, namenjene le oskrbi distribucijskih sistemov (brez sistemov daljinskega hlajenja), je bila toplota iz kogeneracijskih virov zastopana s 70,1 %, kar je glede na predhodno leto 12,2-odstotno povečanje. Slednje povečanje je

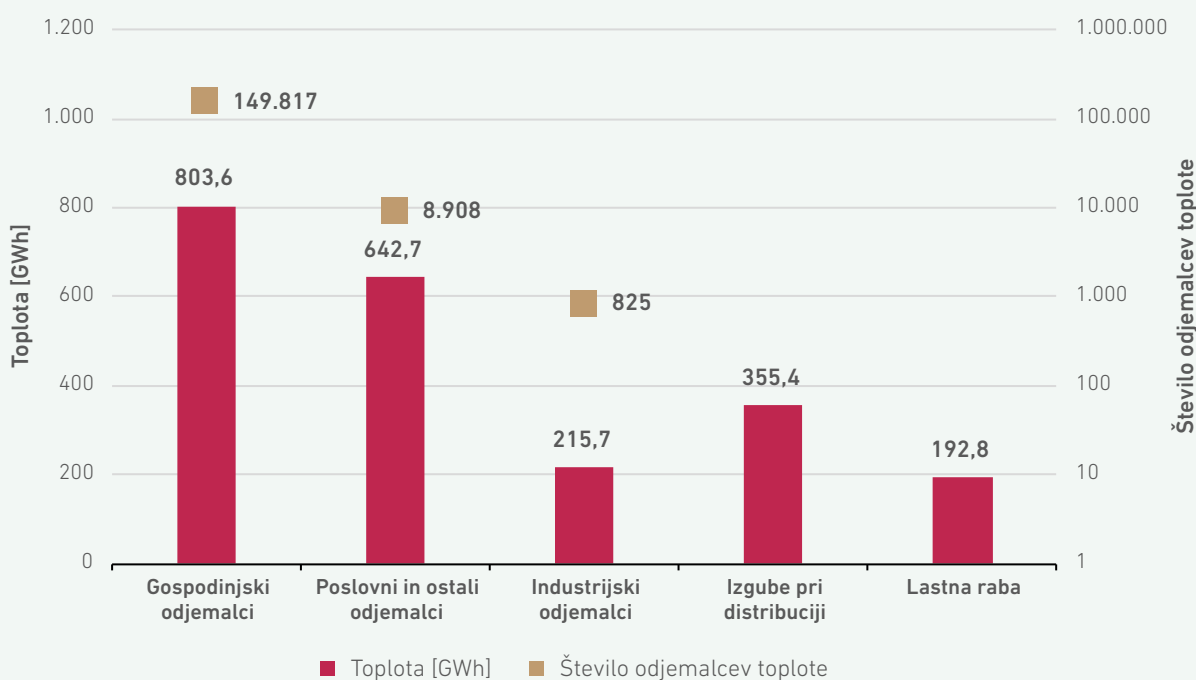
pripisati rednemu obratovanju nove plinsko-parne enote, ki oskrbuje največji sistem daljinskega ogrevanja v Sloveniji, sistem daljinskega ogrevanja Ljubljana.

Največji, kar 36,4-odstotni delež celotne proizvedene koristne toplote, je bil namenjen oskrbi 149.817 gospodinjstevskih odjemalcev, 29,1 % toplote je porabilo 8.908 poslovnih odjemalcev, 9,8 % toplote pa 825 industrijskih odjemalcev. Proizvajalci oziroma

distributerji toplote so za lastne potrebe (lastna raba za industrijske procese, ogrevanje prostorov in priprava sanitarne tople vode) porabili 8,7 %, preostali del pa so predstavljale celotne distribucijske izgube¹⁷².

Porabo koristno proizvedene toplote iz proizvodnih procesov, ki oskrbujejo distribucijske sisteme toplote, po vrsti odjemalcev in njihovo število prikazuje slika 273.

SLIKA 273: PORABA TOPLOTE PO VRSTI ODJEMALCEV IN NJIHOVO ŠTEVILO



VIR: AGENCIJA

Pri proizvodnji toplote se je v letu 2025 porabilo 14,5 PJ energije primarnih energentov. Zaradi večje potrebe končnih odjemalcev po toploti in predvsem večjega vključevanja SPTTE proizvodnih enot ter posredno večje proizvedene količine bruto električne energije (porast glede na leto 2024 za 65,1 %) je poraba primarnih goriv glede na preteklo leto večja, in sicer za dobrih 16,7 %.

Zaradi večjega deleža SPTTE enot pri proizvodnji toplote tudi porast bruto proizvedene električne energije za 65,1 %

Plin prevzel vlogo primarnega energenta

Plin kot glavni energent za proizvodnjo toplote je v letu 2025 dosegel svoj rekordni delež, 57,31 %, sledi mu premog z 21,09 % in ostali primarni energenti z 21,60 %. Delež plina se je glede na leto 2024 povečal za dobrih 48,33 %. Vzrok je v povečanem obratovanju dveh novih plinskih turbin, ki sta sestavni del nove plinsko parne enote, ki ju upravlja največji distributer toplote v Sloveniji, Energetika Ljubljana.

172 Celotne distribucijske izgube zajemajo tudi distribucijske izgube internih distribucijskih sistemov proizvajalcev toplote.



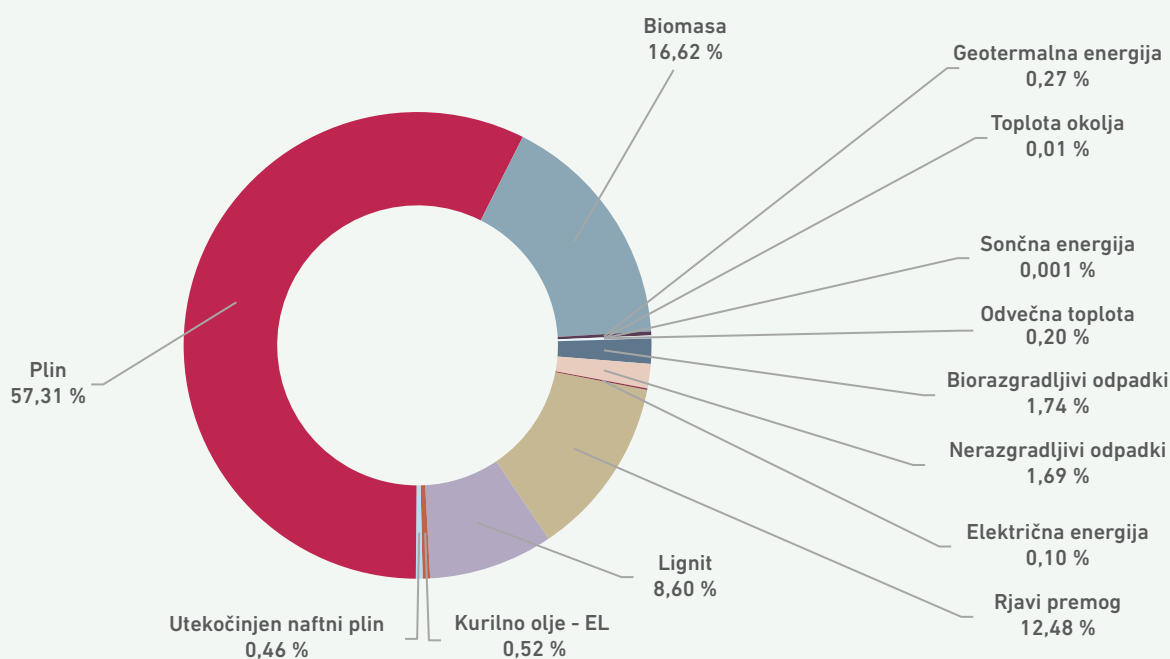
Delež nafte in naftnih derivatov kot primarnih energentov je v strukturi znašal 0,98 %, obnovljivi viri (lesna biomasa, geotermalna energija) 16,90 %, mešani komunalni odpadki 3,43 %, industrijska odvečna toplota 0,20 % in električna energija 0,10 %.

Toplota, potrebna za oskrbo sistemov daljinskega ogrevanja, se je iz mešanih komunalnih odpadkov pridobivala le v sežigalnici komunalnih odpadkov Celje, odvečna toplota pa iz industrijskih procesov jeklarskega podjetja SIJ METAL RAVNE in farmacevtske družbe Novartis Ljubljana. Koriščenje od-

večne toplote iz proizvodnih procesov za oskrbo distribucijskih sistemov postaja vse pomembnejši dejavnik pri doseganju zanesljive in cenovno sprejemljive oskrbe odjemalcev s toploto. Porast omenjenih energentov glede na leto 2024 dosega pri mešanih komunalnih odpadkih 33,91 %, pri odvečni toploti pa 8,49 %.

Podrobnejša struktura uporabljenih primarnih energentov za proizvodnjo toplote v letu 2025 je prikazana na sliki 274.

SLIKA 274: STRUKTURA PRIMARNIH ENERGENTOV ZA PROIZVODNJO TOPLOTE



VIR: AGENCIJA

V strukturi primarnih energentov so se glede na predhodno leto najbolj spremenili deleži nafte in naftnih derivatov, plina, mešanih komunalnih odpadkov in premoga (slika 275). Manjša poraba energetskega pomembnega primarnega energenta premoga (zmanjšanje za 16,84 %, glede na leto 2023 pa 32,10 %) je v večji meri posledica obratovanja prej omenjene plinsko-parne enote v Ljubljani, ki jo sestavljata dve plinski in parna turbina, s skupno nazivno toplotno močjo 148 MW.

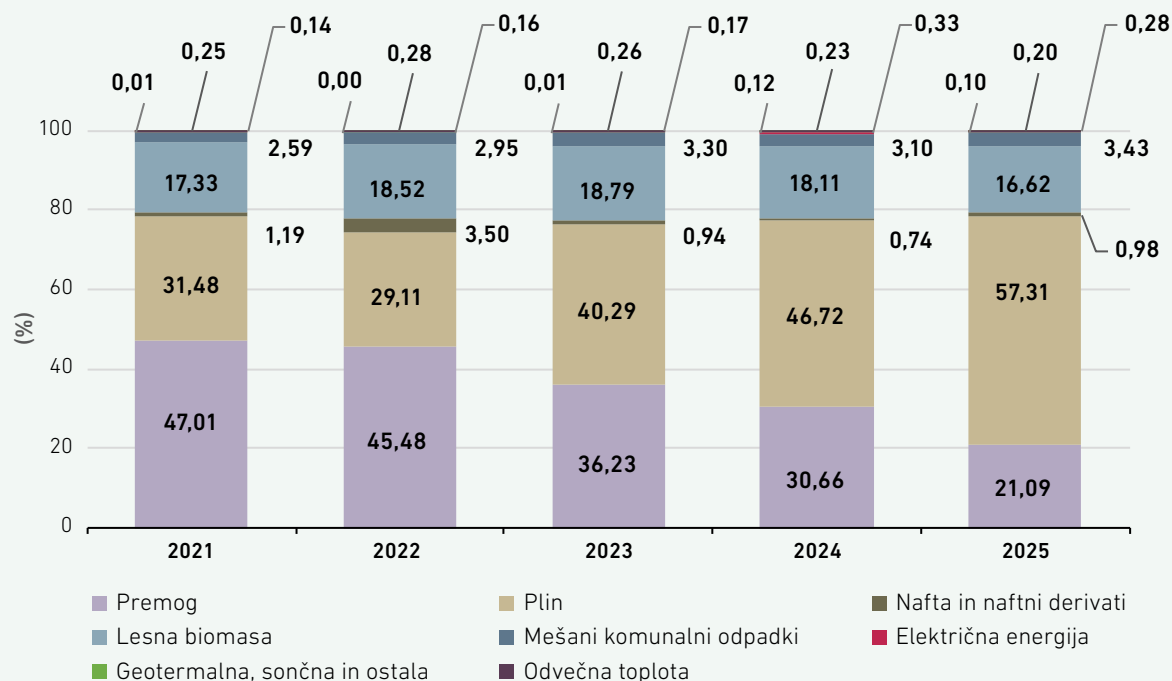
Plin in premog kot najpomembnejša energenta v strukturi primarnih goriv pokrivata 78,39-odstotni delež celotne energetske vrednosti porabljenih

16,84 % manjša poraba premoga

48,33 % večja poraba plina

goriv za oskrbo distribucijskih sistemov toplote. Poraba naftnih derivatov, ki so pri določenih proizvodnih napravah alternativno gorivo plinu in v letni strukturi primarnih goriv zavzemajo le 0,98-odstotni delež, se je v primerjavi s preteklim letom povečala kar za 60,69 %.

SLIKA 275: STRUKTURA PRIMARNIH ENERGENTOV V OBDOBJU 2021–2025



VIR: AGENCIJA

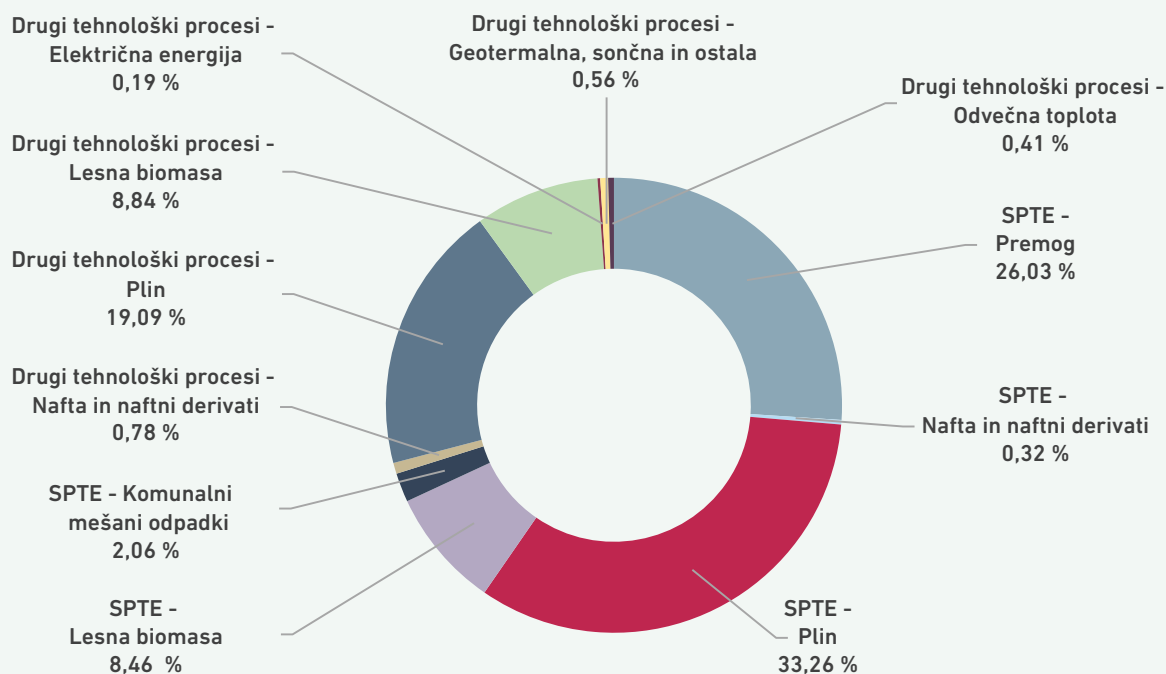
Premog kot primarni vir se je uporabljal le v procesih sproizvodnje električne energije in toplote, pri čemer je bilo za oskrbo distribucijskih sistemov toplote proizvedenih 201,8 GWh bruto električne energije in 524,9 GWh toplote. V ostali sproizvodnji toplote in drugih tehnoloških procesih se je v večji meri kot primarni energent uporabljal plin (proizvedene 701,6 GWh bruto električne energije in 1.084,4 GWh toplote). Iz obnovljivih virov je bilo proizvedenih 111,0 GWh bruto električne energije in 555,2 GWh toplote. Strukturni delež porabljenih

18,9 % toplote proizvedene iz OVE

primarnih energentov glede na način pridobivanja toplote za oskrbo distribucijskih sistemov prikazuje slika 276.



SLIKA 276: STRUKTURA PRIMARNIH ENERGETOV ZA PROIZVODNJO TOPLOTE ZA DISTRIBUCIJSKE SISTEME



VIR: AGENCIJA

Po količini toplote, dobavljene končnim odjemalcem, je prvih pet največjih distribucijskih sistemov¹⁷³ v letu 2025 zagotovilo kar 75,6 % vse toplote, predane iz distribucijskih sistemov, pri čemer je oskrbovalo 66,9 % vseh odjemalcev teh sistemov. Distribucija toplote za ogrevanje prostorov ter pripravo sanitarne tople vode se je izvajala iz 115 distribucijskih sistemov, za pripravo pare pa iz dveh.

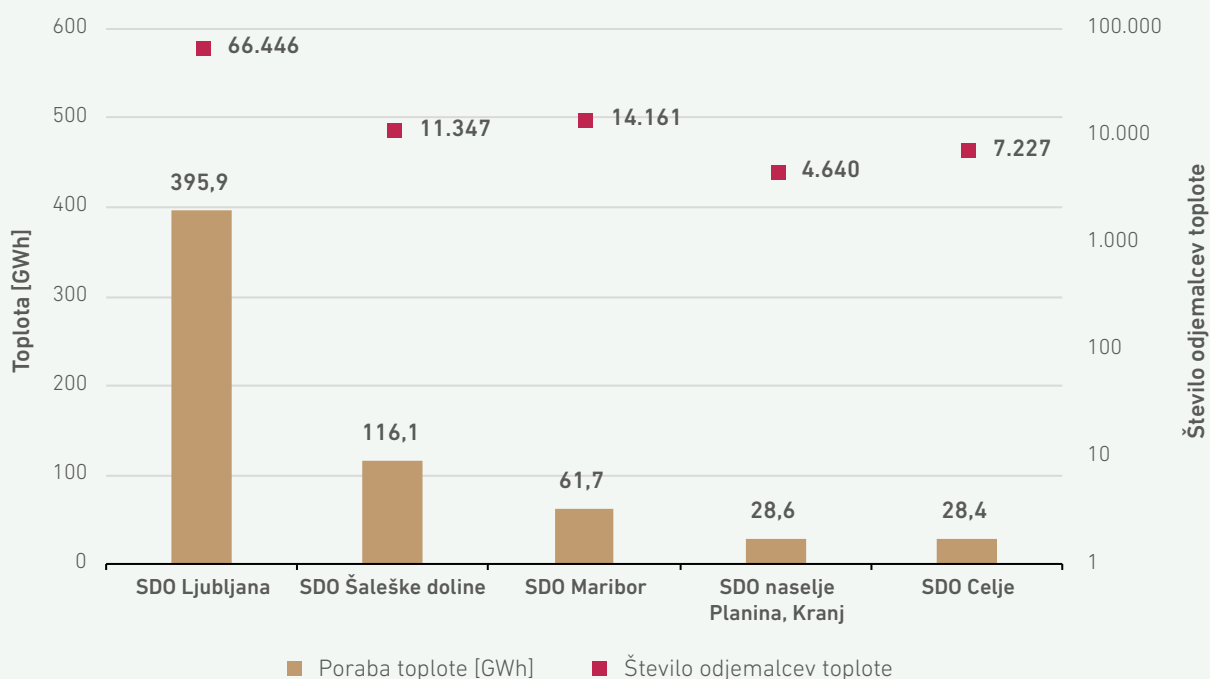
Oskrbo gospodinskih odjemalcev je zagotavljalo 93 distribucijskih sistemov v 61 slovenskih občinah. Povprečna letna poraba gospodinskega odjemalca je v letu 2025 znašala 5,4 MWh. Glede na

5,4 MWh znaša povprečna letna poraba gospodinskega odjemalca

količino dobavljene toplote je pet največjih distribucijskih sistemov oskrbovalo 69,4 % vseh gospodinskih odjemalcev in jim dobavilo 78,5 % toplote oziroma 53,3 % vse predane toplote iz omenjenih sistemov. Navedeno prikazuje slika 277.

173 Zaradi namembnosti parovodnih sistemov (oskrba le industrijskih procesov) so ti izločeni iz podane primerjave.

SLIKA 277: PORABLJENA TOPLOTA IN ŠTEVILO OSKRBOVANIH GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV PRI NAJVEČJIH DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH TOPLOTE¹⁷⁴



VIR: AGENCIJA

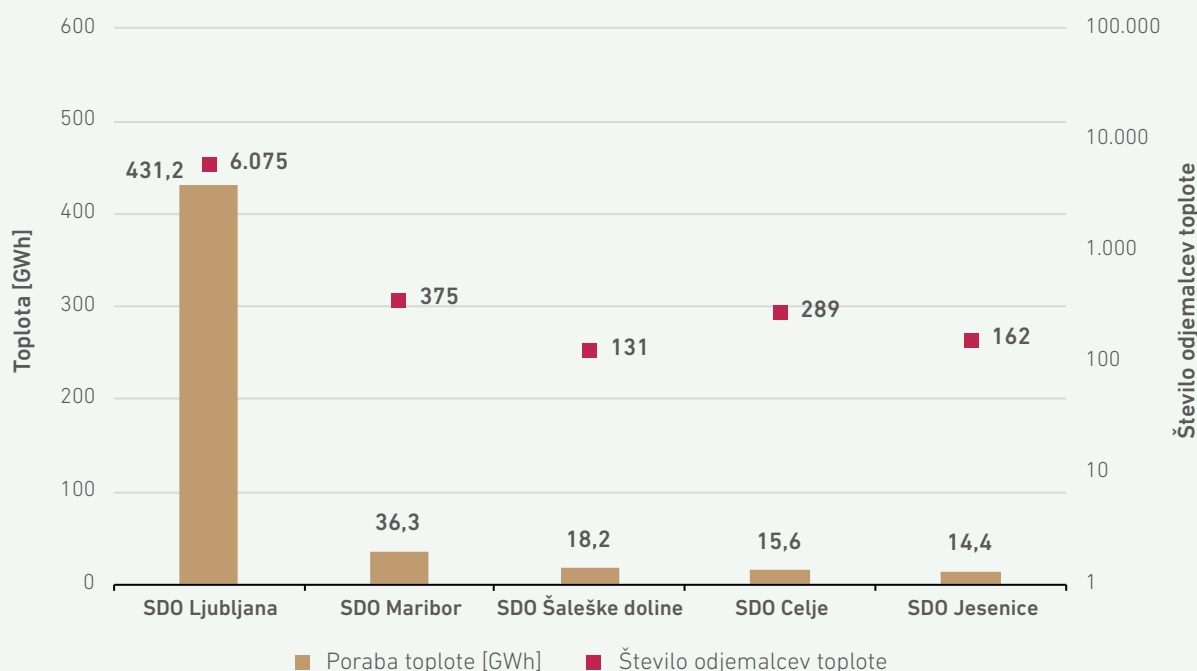
Oskrba odjemalcev, uvrščenih v tarifno skupino poslovnih in ostalih odjemalcev toplote (odjemalci, ki niso gospodinjski ali industrijski odjemalci), se je zagotavljala iz 83 distribucijskih sistemov v 62 slovenskih občinah. Povprečna letna poraba teh odjemalcev je v letu 2025 znašala 72,6 MWh. Prvih pet

največjih distribucijskih sistemov po dobavljenih količinah toplote za ogrevanje prostorov in pripravo sanitarne tople vode za omenjene odjemalce je oskrbovalo 79,5 % teh odjemalcev in jim dobavilo 80,3 % njim namenjene toplote (slika 278) oziroma 41,6 % vse predane toplote iz omenjenih sistemov.

174 SDO – uporabljena okrajšava za sistem daljinskega ogrevanja



SLIKA 278: PORABLJENA TOPLOTA TER ŠTEVILO POSLOVNIH IN OSTALIH ODJEMALCEV PRI NAJVEČJIH DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH TOPLOTE

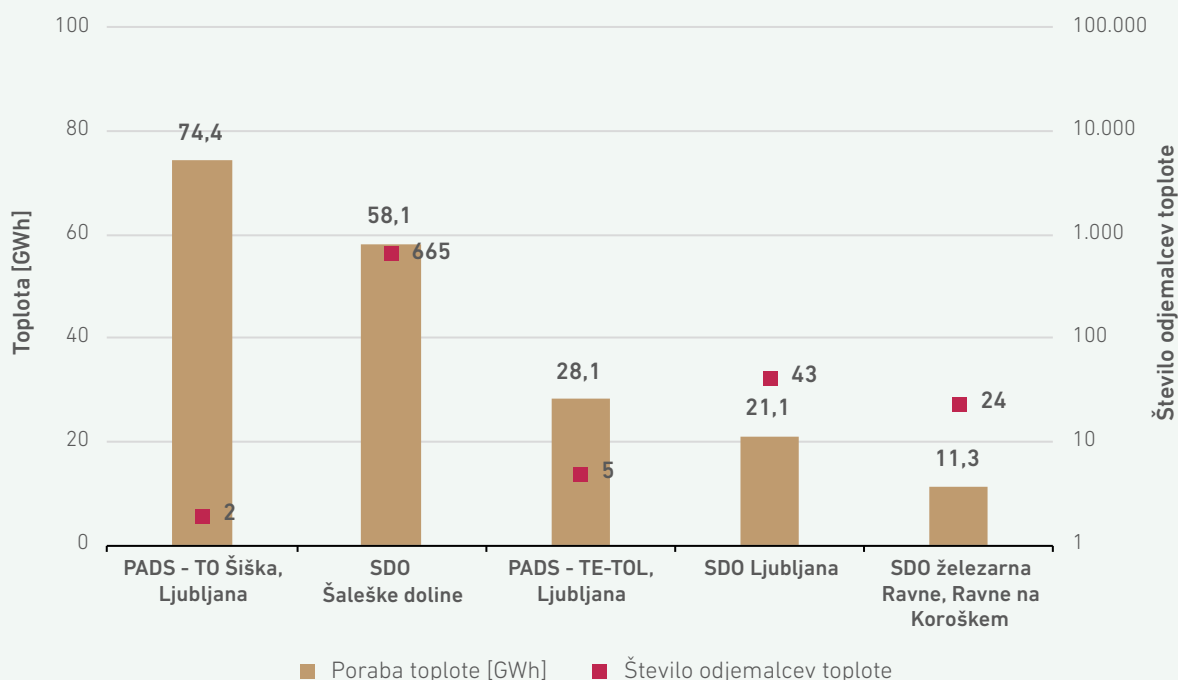


VIR: AGENCIJA

Oskrba industrijskih odjemalcev se je v letu 2025 zagotavljala iz 21 distribucijskih sistemov v 19 slovenskih občinah. V deležu celotne predane toplote končnim odjemalcem na distribucijskih sistemih, ki so zagotavljali toploto industrijskim odjemalcem, je delež porabe industrijskih odjemalcev pokrival 17,5 %. Povprečna letna poraba industrijskega

odjemalca je dosegla vrednost 261,5 MWh. Prvih pet največjih distribucijskih sistemov po dobavljenih količinah toplote za potrebe industrijskih procesov, ogrevanje prostorov ter pripravo sanitarne tople vode je oskrbovalo 89,6 % industrijskih odjemalcev in jim dobavilo kar 89,5 % toplote (slika 279).

SLIKA 279: PORABLJENA TOPLOTA IN ŠTEVILO OSKRBOVANIH INDUSTRIJSKIH ODJEMALCEV PRI NAJVEČJIH DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH TOPLOTE¹⁷⁵



VIR: AGENCIJA

Distribucijski sistemi toplote

Oskrba s toploto iz distribucijskih sistemov toplote¹⁷⁶ se je po evidencah agencije v letu 2025 izvajala iz 119 distribucijskih sistemov (61 kot GJS, 23 tržnih in 35 lastniških) v 70 slovenskih občinah. Skupna dolžina tras distribucijskih sistemov je znašala 928,7 kilometra. Kot izbirno lokalno GJS je oskrbo s toploto izvajalo 61 distribucijskih sistemov, ki jih je upravljalo 33 distributerjev v 50 slovenskih občinah. V 17 občinah se je oskrba s toploto izvajala kot tržna dejavnost in v 16 občinah kot oskrba iz lastniških distribucijskih sistemov. Lastniški distribucijski sistemi na območju občin Kranj, Koper, Maribor, Novo mesto in Žalec sodijo med večje distribucijske sisteme za oskrbo gospodinjstev in poslovnih odjemalcev. V omenjenih petih občinah je 14 lastniških distribucijskih sistemov

oskrbovalo 12.081 odjemalcev, od tega kar 11.889 gospodinjstev.

Distribucijski sistemi, katerih dejavnost distribucije toplote se je izvajala kot izbirna lokalna GJS, so zagotavljali toploto 89,4 % odjemalcev, delež predane toplote iz omenjenih sistemov pa je znašal 92,2 % vse predane toplote iz distribucijskih sistemov.

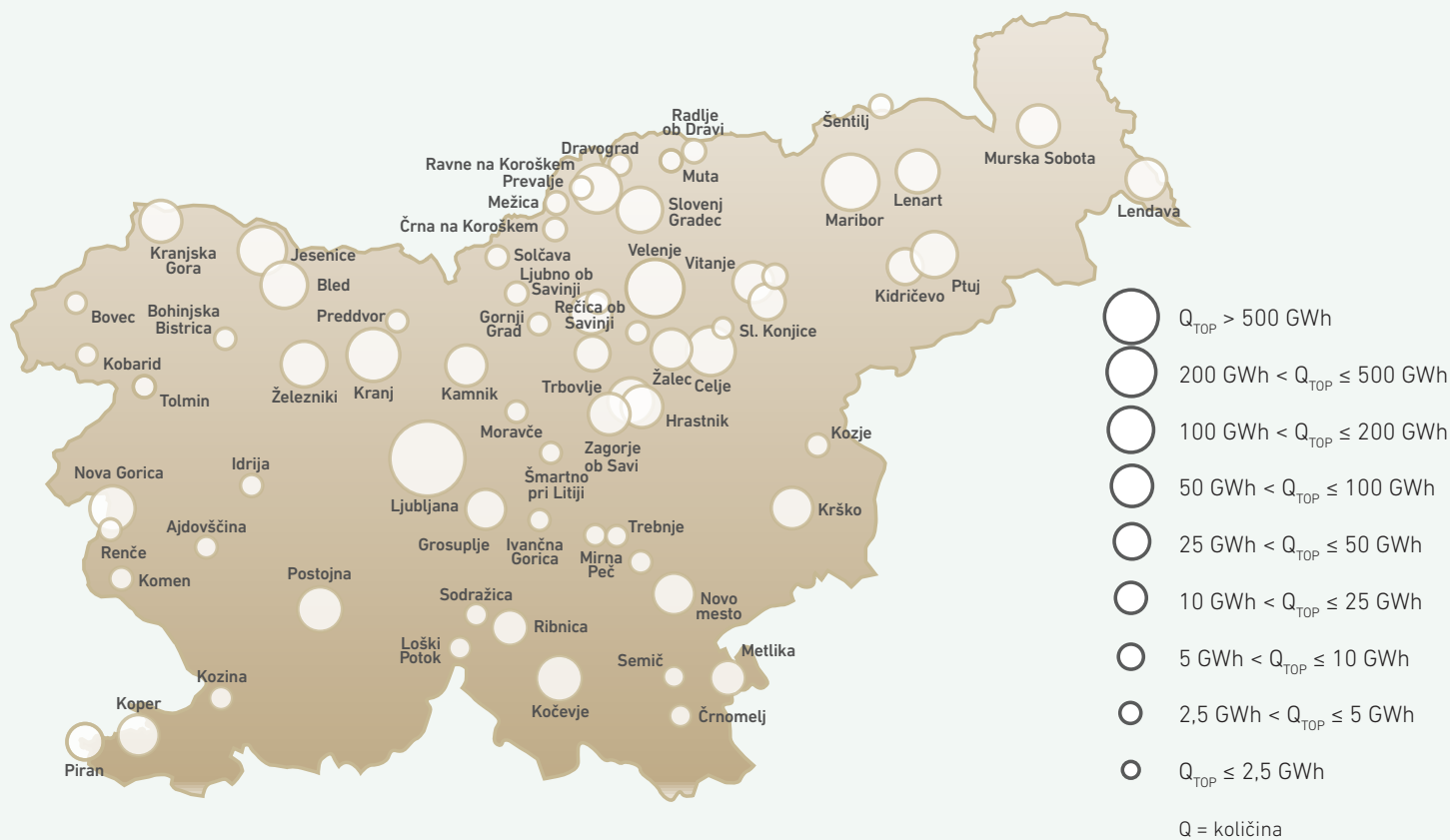
Večja distribucijska sistema daljinskega hlajenja ostajata le v občinah Velenje in Kranj s skupno dolžino omrežja 1,6 kilometra.

Občine z distribucijskimi sistemi in količine distribuirane toplote v letu 2025 prikazuje slika 280.

¹⁷⁵ PADS – uporabljena okrajšava za parovodni distribucijski sistem

¹⁷⁶ Distribucijski sistemi ne zajemajo internih distribucijskih sistemov proizvajalcev toplote.

SLIKA 280: KOLIČINE DISTRIBUIRANE TOPLOTE PO SLOVENSКИH OBČINAH



VIR: AGENCIJA

Distribucijske sisteme glede na temperaturni režim obratovanja delimo na toplovodne, vročevodne in parovodne ter na distribucijske sisteme za prenos hladu. Dolžina toplovodnih in vročevodnih distribucijskih sistemov zajema 99,18 % celotne dolžine tras distribucijskih sistemov, parovodni 0,65 % in distribucijski sistemi hladu pa nekaj manj kot 0,17 % celotne dolžine distribucijskih sistemov. Najdaljša distribucijska sistema toplote ostajata v Ljubljani (288,0 kilometra dolg toplovodni distribucijski sistem) in Velenju s Šoštanjem (180,7

kilometra dolg toplovodni distribucijski sistem). Povprečna dolžina distribucijskih sistemov toplote je znašala 7,9 kilometra, toplovodno-vročevodni distribucijski sistemi pa so beležili povprečne letne distribucijske izgube toplote v višini 18,1 % vse distribuirane toplote. Povprečne letne distribucijske izgube toplote na sistemih daljinskega hlajenja in distribucije pare so znašale 9,1 %, kar je mogoče pripisati krajši dolžini teh distribucijskih sistemov.

SLIKA 281: DOLŽINA DISTRIBUCIJSKIH OMREŽIJ V SLOVENSКИH OBČINAH

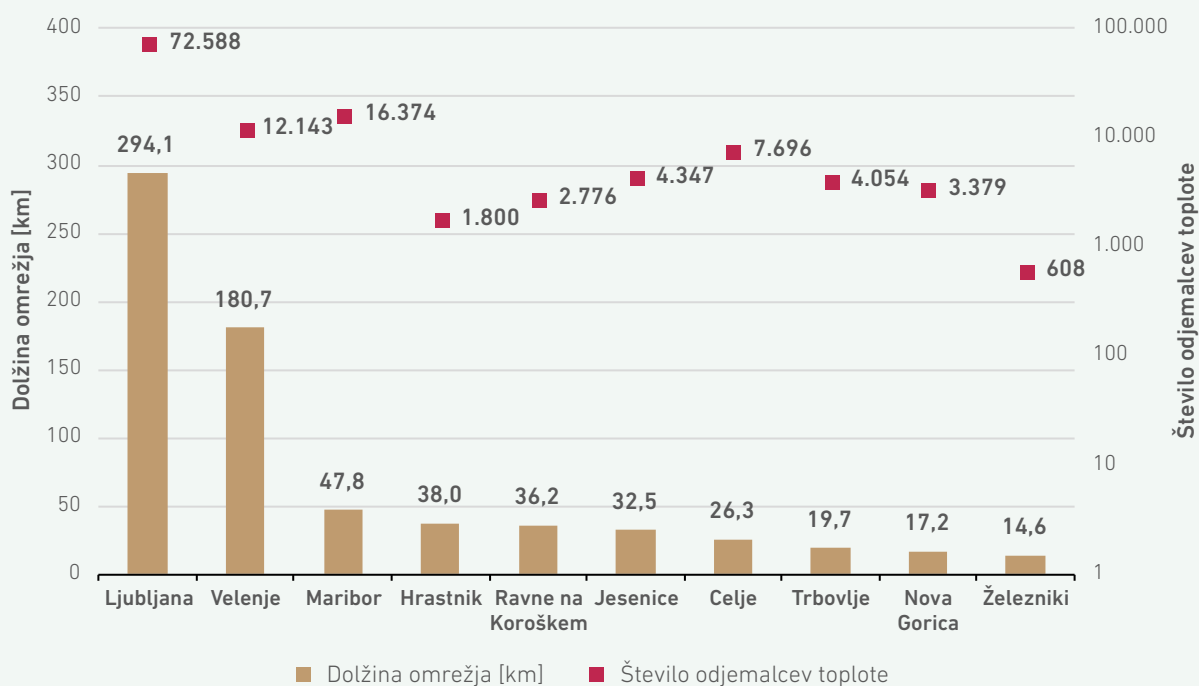


VIR: AGENCIJA

Slika 282 prikazuje prvih deset občin glede na skupno dolžino evidentiranih distribucijskih sistemov

za oskrbo s toploto in število odjemalcev toplote v letu 2025.

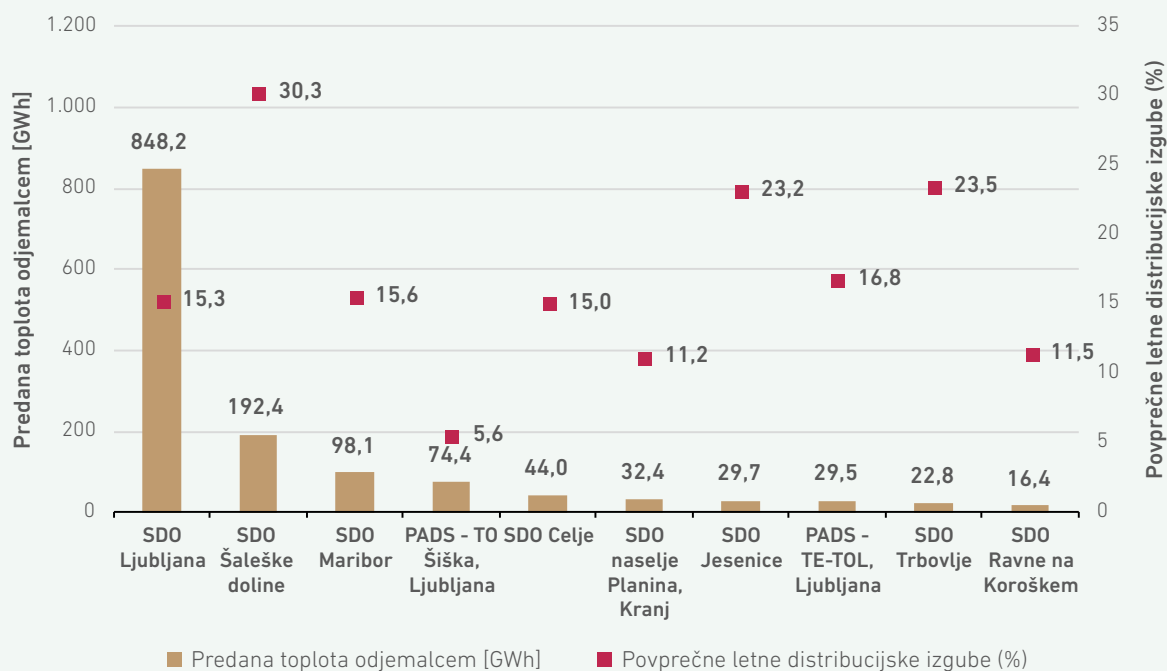
SLIKA 282: DOLŽINE DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV TOPLOTE IN ŠTEVILO PRIKLJUČENIH ODJEMALCEV TOPLOTE V POSAMEZNIH OBČINAH



VIR: AGENCIJA



SLIKA 283: POVPREČNE LETNE DISTRIBUCIJSKE IZGUBE TER DOBAVLJENA TOPLOTA ODJEMALCEM NA NAJVEČJIH DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH PO MERILU LETNIH DOBAVLJENIH KOLIČIN TOPLOTE

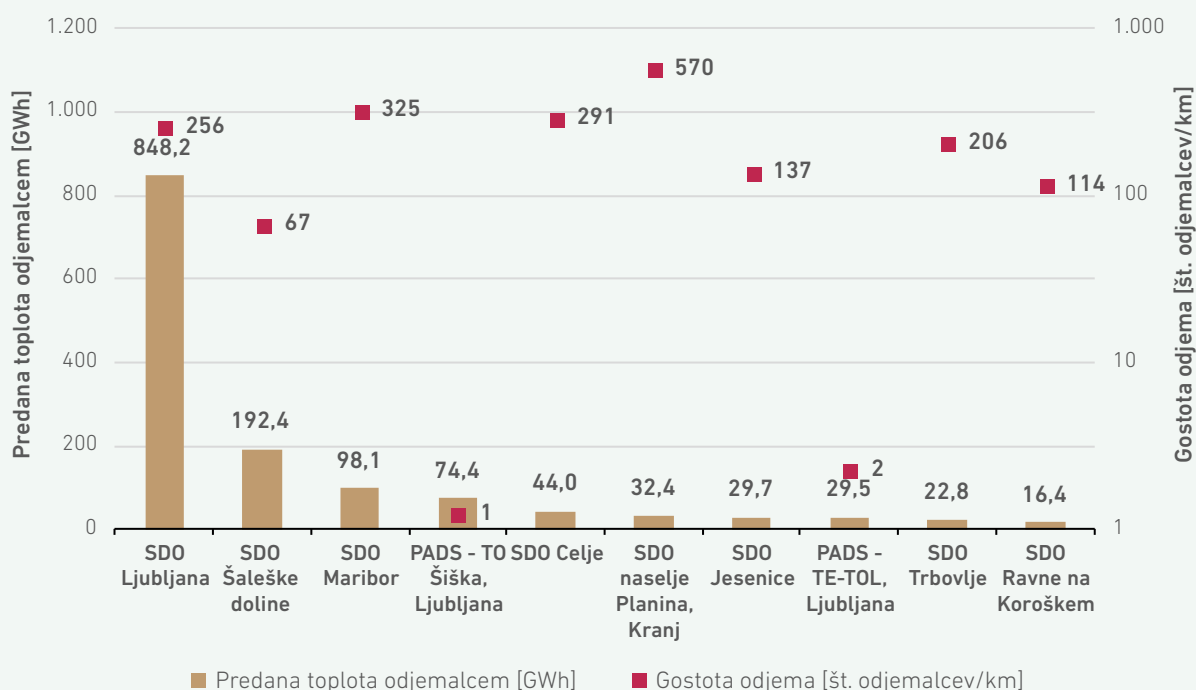


VIR: AGENCIJA

Povprečne letne distribucijske izgube ter dobavljeno toploto odjemalcem na prvih desetih največjih distribucijskih sistemih glede na dobavljene količine toplote prikazuje slika 283. Povprečne letne

distribucijske izgube so odvisne od več dejavnikov, med katere sodi tudi gostota odjema, ki je za omejenjene distribucijske sisteme prikazana na sliki 284.

SLIKA 284: GOSTOTA ODJEMA NA NAJVEČJIH DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH PO MERILU LETNIH DOBAVLJENIH KOLIČIN TOPLOTE



VIR: AGENCIJA

Energetsko učinkoviti sistemi toplote

Sistem daljinskega ogrevanja in hlajenja je energetsko učinkovit sistem, če distributer toplote na letni ravni zagotovi toploto iz vsaj enega od naslednjih virov:

- vsaj 50 % toplote, ki je proizvedena posredno ali neposredno iz obnovljivih virov energije (OVE);
- vsaj 50 % odvečne toplote;
- vsaj 75 % toplote iz soproizvodnje ali
- vsaj 50 % kombinacije toplote iz najmanj dveh virov iz prejšnjih alinej.

Agencija vsako leto preverja, kateri distribucijski sistemi toplote izpolnjujejo merila, in na svoji spletni strani objavlja seznam energetsko učinkovitih distribucijskih sistemov toplote (<https://www.agen-rs.si/izvajalci/toplota/ucinkoviti-distribucijski-sistemiww>).

Glede na omenjena merila je bilo v letu 2025 od 119 evidentiranih distribucijskih sistemov toplote 69 distribucijskih sistemov energetsko učinkovitih (to pomeni, da so izpolnjevali vsaj eno izmed meril, nekateri tudi več). Največ distribucijskih sistemov,

58,0 % distribucijskih sistemov energetsko učinkovitih

in sicer 55, je izpolnjevalo merilo energetske učinkovitosti s tem, da je bilo vsaj 50 % distribuirane toplote posredno ali neposredno proizvedene iz OVE. Šest distribucijskih sistemov je izpolnjevalo merilo energetske učinkovitosti, da je vsaj 75 % distribuirane toplote proizvedene v soproizvodnji. Noben distribucijski sistem pa ni dosegel merila, da je vsaj 50 % distribuirane toplote proizvedene iz odvečne toplote.

Distribucijski sistem toplote je lahko energetsko učinkovit tudi v primeru, če je količina distribuirane toplote proizvedena vsaj iz 50 % kombinacije toplote iz najmanj dveh prej omenjenih virov. To merilo je izpolnjevalo 16 distribucijskih sistemov.

Cena toplote

Povprečna maloprodajna cena toplote v devetih izbranih slovenskih občinah z distribucijskimi sistemi toplote je izračunana kot povprečna mesečna maloprodajna cena oskrbe s toploto za ogrevanje stanovanjskih prostorov in pripravo sanitarne tople vode na podlagi javno objavljenih cenikov distributerjev toplote za leto 2025 za značilnega gospodinjkega odjemalca toplote v večstanovanjski stavbi z letno obračunsko močjo 6,54 kW in povprečno letno porabo 4,31 MWh. Ogrevani objekti in njihova povprečna letna poraba ter njihova obračunska moč so glede na klasifikacijo energetske učinkovitosti stavb uvrščeni v razred energetske učinkovitosti D.

Distribucijski sistemi v izbranih občinah so v letu 2025 oskrbovali 77,9 % vseh oskrbovanih gospodinjstev, njihova prevzeta količina toplote pa je znašala 84,8 % vse predane toplote tem odjemalcem.

3,5 % nižja povprečna maloprodajna cena toplote

Povprečne maloprodajne cene toplote v omenjenih občinah¹⁷⁷ so prikazane na naslednji sliki. Izračunane so kot povprečje maloprodajnih mesečnih cen za značilnega gospodinjkega odjemalca toplote v večstanovanjski stavbi v posamezni izbrani občini, prikazana pa je tudi povprečna mesečna maloprodajna cena toplote za celotno Slovenijo, utežena s številom oskrbovanih gospodinjstev odjemalcev. Povprečna mesečna maloprodajna cena toplote (PMMPC) za gospodinjstve se je v vseh omenjenih občinah glede na leto prej v povprečju znižala za 3,5 % in je v letu 2025 znašala 149,7 EUR/MWh.

177

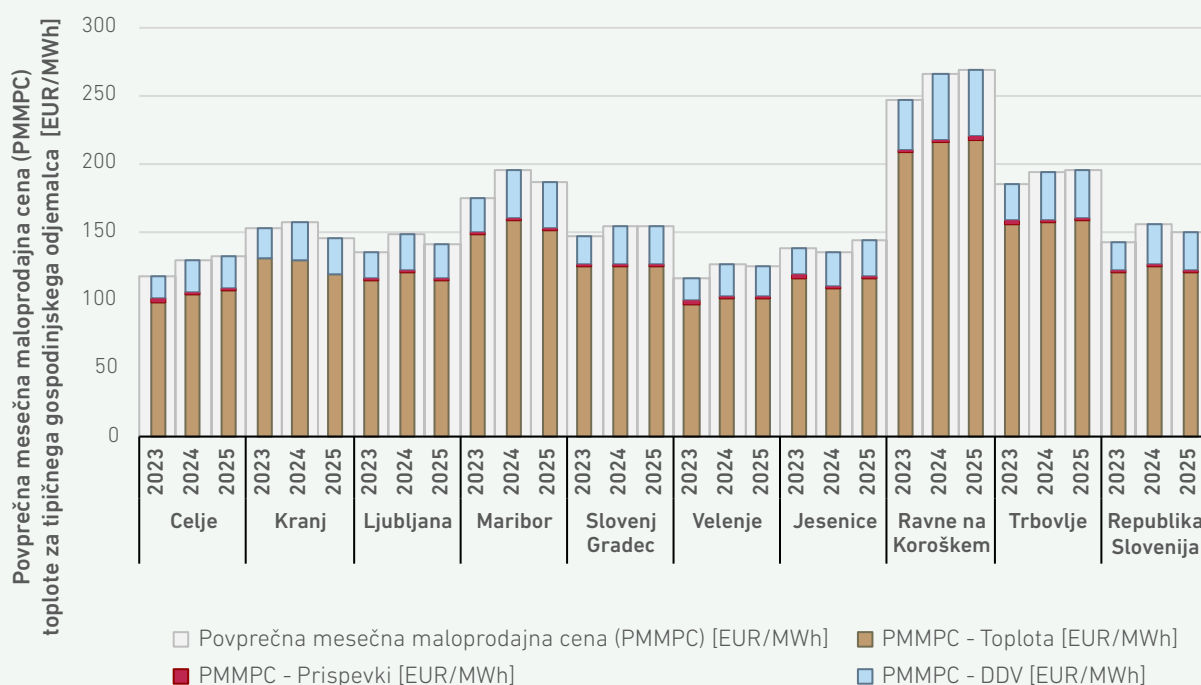
Primerjava povprečnih maloprodajnih cen zaradi spremembe karakteristik odjema tipičnega odjemalca toplote ni izvedljiva z maloprodajnimi cenami, objavljenimi v letnih poročilih agencije v predhodnih letih.



Na maloprodajne cene toplote na določenih distribucijskih sistemih, katerih primarni energenti so podvrženi dodatnemu strošku zaradi emisij CO₂, so pomembno vplivali tudi emisijski kuponi. Njihova povprečna mesečna ponudbena cena na borznih trgih je tako po podatkih portala European Energy Exchange v letu 2025 znašala 73,7 EUR/tona CO₂, kar je glede na predhodno leto 11,5-odstotno povečanje. Povprečne mesečne ponudbene cene emisijskih kuponov so se tako v letu 2025 gibale med 62,2 EUR/tona CO₂ in 137,1 EUR/tona CO₂.

Najvišja PMMPC je bila dosežena na Ravnah na Koroškem, 268,09 EUR/MWh, sledita ji Trbovlje s 195,68 EUR/MWh in Maribor 187,13 EUR/MWh. Najnižjo PMMPC je zagotavljal distribucijski sistem daljinskega ogrevanja v Velenju in Šoštanju s 125,47 EUR/MWh, druga najnižja cena pa je bila v Celju, 132,71 EUR/MWh. Največje povečanje PMMPC v primerjavi s predhodnim letom je bilo zaznati na Jesenicah, 6,7 %, znižanja pa so bili deležni najbolj v Kranju (7,3 %), Ljubljani (5,2 %) in Mariboru (4,2 %).

SLIKA 285: GIBANJA POVPREČNE MALOPRODAJNE CENE TOPLOTE ZA GOSPODINJSKE ODJEMALCE V POSAMEZNIH SLOVENSkih OBČINAH V OBDOBJU 2023–2025



VIR: AGENCIJA

Reguliranje cene toplote za daljinsko ogrevanje

Agencija izvaja reguliranje cene toplote za daljinsko ogrevanje na podlagi veljavnega Akta o metodologiji za oblikovanje cene toplote za daljinsko ogrevanje. Zavezanci za regulacijo so distributerji toplote, ki opravljajo izbirno lokalno GJS distribucije toplote na distribucijskih sistemih, na katere je priključenih več kot 500 gospodinjstev odjemalcev. Zavezanci za regulacijo so tudi proizvajalci toplote, ki dobavljajo toploto takim sistemom.

Zavezanci za regulacijo morajo pridobiti soglasje agencije k prvič oblikovani izhodiščni ceni toplote za posamezni distribucijski sistem oziroma za dobavo toplote in k spremembi izhodiščne cene toplote. O prilagajanju posameznih elementov izhodiščne cene toplote spremembam upravičenih stroškov pa zavezanci za regulacijo agencijo samo obvestijo. V vseh primerih se izhodiščna cena toplote oblikuje v skladu z merili in izhodišči, določenimi v navedenem aktu agencije.

Agencija je reševala zahteve za izdajo soglasja k izhodiščni ceni toplote zavezancev, ki jih je prejela

zaradi izpolnjevanja kriterijev za podajo nove zahteve iz Akta o metodologiji za oblikovanje cene toplote za daljinsko ogrevanje. Ti kriteriji se nanašajo na večje tehnološke spremembe, spremembe tarifnega sistema, spremembe načrtovanih količin distribuirane toplote za več kot 20 % oziroma spremembe načrtovanih obračunskih moči odjemalcev za več kot 10 %, bistveno spremembo ali opustitev opravljanja posamezne dejavnosti podjetja ter nižjo realizirano stroškovno ceno od zadnje veljavne povprečne cene.

Spremljala in analizirala je prilagajanja izhodiščnih cen toplote zaradi spremembe upravičenih stroškov, nadzirala pa je tudi način obračunavanja toplote in objavo tarifnih postavk toplote. V letu 2025 je prejela 96 obvestil o prilagajanju variabilnega in fiksnega dela izhodiščne cene toplote. Izhodiščne cene toplote so se prilagajale predvsem zaradi sprememb cen energentov za proizvodnjo toplote.

Ločitev dejavnosti

Distributerji, ki izvajajo gospodarsko javno službo z regulirano ceno toplote, in regulirani proizvajalci toplote, ki poleg dejavnosti distribucije oziroma proizvodnje toplote opravljajo tudi druge dejavnosti, morajo v skladu z računovodskimi standardi voditi ločene računovodske evidence in v pojasnilih k računovodskim izkazom razkriti ločene računovodske izkaze za dejavnosti distribucije toplote, proizvodnjo toplote in druge dejavnosti.

V ta namen morajo v svojih notranjih aktih določiti sodila za razporejanje sredstev in obveznosti, stroškov in odhodkov ter prihodkov, ki jih upoštevajo pri vodenju računovodskih evidenc in pripravi ločenih računovodskih izkazov. V celoti morajo sodila tudi razkriti v pojasnilih k računovodskim izkazom. Ustreznost in pravilnost uporabe sodil mora letno revidirati revizor, ki o tem poda posebno poročilo.

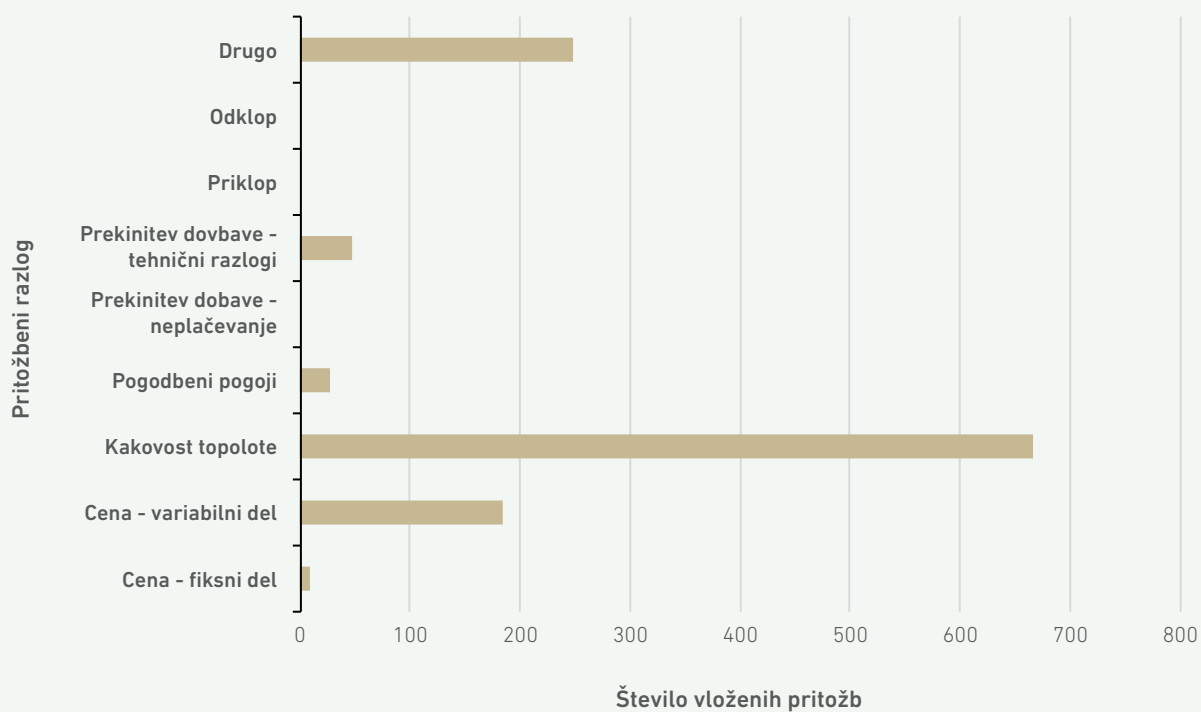
Pritožbe odjemalcev pri izvajalcih energetske dejavnosti oskrbe s toploto iz distribucijskih sistemov daljinskega ogrevanja

Distributer toplote mora odjemalcem toplote zagotoviti pregleden, preprost in brezplačen notranji postopek obravnave pritožb končnih odjemalcev ter jim na enem mestu zagotoviti potrebne informacije o njihovih pravicah, veljavnih predpisih in metodah za reševanje sporov, ki so jim na voljo v primeru spora z distributerjem toplote.

V letu 2025 so distributerji toplote skupaj prejeli 1.185 pritožb, ker je v primerjavi s prejšnjim letom nekoliko več (1.086 pritožb). Največ pritožb se je nanašalo na kakovost toplote (667 pritožb) in variabilni del cene (184 pritožb). Naslednja slika prikazuje število vloženih pritožb v letu 2025 pri izvajalcih energetske dejavnosti oskrbe s toploto iz distribucijskih sistemov daljinskega ogrevanja.



SLIKA 286: ŠTEVILO VLOŽENIH PRITOŽB ODJEMALCEV TOPLOTE



VIRI: AGENCIJA, DISTRIBUTERJI TOPLOTE

O pritožbah zoper odločbe o izdaji ali zavrnitvi soglasja za priključitev na distribucijski sistem toplote, ki jih izdajajo distributerji toplote, odloča župan. Občine enkrat letno obvestijo agencijo o številu

prejetih pritožb zoper ta soglasja. Za leto 2025 agencija ni prejela informacij o vloženi pritožbah zoper odločbe o izdaji ali zavrnitvi soglasja za priključitev.

SEZNAM KRATIC IN OKRAJŠAV

AC	Izmenični tok (Alternating Current)
ACER	Agencija za sodelovanje energetskih regulatorjev (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
A2A	Application to application
ADEX	The Alpine-Adriatic Danube Power Exchange / Alpsko-jadranska donavska borza z električno energijo
ADMS	Napredni sistem za upravljanje z distribucijskim omrežjem (Advanced Distribution Management System)
agencija	Agencija za energijo
AI	Artificial Intelligence (Umetna inteligenca)
AIB	Združenje izdajateljev certifikatov (Association of Issuing Bodies)
AJPES	Agencija Republike Slovenije za javnopravne evidence in storitve
AM	Amortizacija
AMI	Napredni merilni sistem (Advanced Metering Infrastructure)
AMR	Automatic Meter Read (Samodejno odčitavanje števca)
API	Application Program Interface
ARIS	Javna agencija za znanstvenoraziskovalno in inovacijsko dejavnost Republike Slovenije
aRPF	Rezerva za povrnitev frekvence z avtomatsko aktivacijo
ATC	Available Transfer Capacities (razpoložljive prenosne zmogljivosti)
AVK	Javna agencija Republike Slovenije za varstvo konkurence
BaU	Business as Usual
B2B	Medpodjetniško elektronsko poslovanje (angl. Business to Business)
B2C	Elektronsko poslovanje s strankami (angl. Business to Consumer)
B2G	Elektronsko poslovanje z javno upravo (ang. Business to Government)
BEV	Baterijska električna vozila
BHEE	Baterijski hranilniki električne energije
BO	Bilančni obračun
Borzen	BORZEN, operater trga z elektriko, d. o. o.
BS	Bilančna skupina
BSP	BSP Energetska Borza d.o.o.
C	Cena odstopanj
CEEPS	Centralni elektroenergetski portal Slovenije
CEER	Svet evropskih regulatorjev (Council of European Energy Regulators)
CEER CS WS	CEER Cyber Security Workstream
CEGH	Central European Gas Hub AG Vienna (plinsko vozlišče)
CEGHIX	Central European Gas Hub AG Vienna Index (borzni indeks)
CEP	Clean Energy Package (zakonodajni sveženj Čista energija za vse Evropejce)



CEREMP	Central European Registry for Energy Market Participants (Centralni evropski register udeležencev na veleprodajnem energetske trgu)
CERT-PL	Computer Emergency Response Team (Poljska)
CGM	Skupni model omrežja (Common Grid Model)
CIM	Common Information Model (IEC 61970-3XX)
CMT	Case Management Tool
CROPEX	Croatian Power Exchange (Hrvaška borza električne energije)
CSD	Center za socialno delo
CS NCA¹⁷⁸	National Competent Authority for Cybersecurity (Nacionalni pristojni organ za kibernetično varnost)
ČB	Časovni blok
ČHE	Črpalna elektrarna
DA	Dan vnaprej (Day-Ahead)
DB	Database
DC	Enosmerni tok (Direct Current)
DDoS	Porazdeljeno onemogočanje storitve (Distributed Denial of Service)
DDV	Davek na dodano vrednost
DS	Distribucijski sistem
DTR	Dinamično določanje termičnih zmogljivosti (Dynamic Thermal Rating)
DV	Daljnovid
E	Spodbude za uspešnost naložb v pametna omrežja
EAFO	European Alternative Fuels Observatory
ebIX	European forum for energy Business Information eXchange
ECII	Začasni indeks učinka na kibernetično varnost elektroenergetskega sistema (Provisional Electricity Cybersecurity Impact Index)
EDI	Electronic Data Interchange
EDP	Elektrodistribucijsko podjetje
EE	Električna energija
EENS	Expected energy non-served – pričakovana nedobavljena energija
EEX	Nemška borza električne energije (European Energy Exchange AG, Leipzig)
EFET	Evropska zveza trgovcev z energijo (European Federation of Energy Traders)
eIS	Elektroenergetski Informacijski Sistem (poslovni informacijski sistem), sistem za podporo poslovanju naročnikov Informatike d.d. na področju celotnega življenjskega cikla odjemalca električne energije, od prvega stika z njim, prek soglasja za priključitev, pogodbe za uporabo sistema, obračuna omrežnine, finančne funkcije in do vseh procesov, ki so del tega cikla.
EK	Evropska komisija
ENISA	The European Union Agency for Cybersecurity
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EP	Energetski pregled
EPOS	Spletna aplikacija za elektronsko poročanje podatkov (prenovljen EPOS druge generacije ima oznako EPOS-G2) s strani poročevalskih enot, ki so zavezane za zagotavljanje podatkov s področja energetike v skladu z Energetskim zakonom in podzakonskimi akti
ERAA	European Resource Adequacy Assessment (Evropska ocena zadostnosti virov)
ESCO	Energy Service Company
ET	Enotna tarifa

EU	Evropska unija
EUA	European Union Allowance
EU DSO	Organizacija operaterjev distribucijskih sistemov v EU (EU DSO Entity)
EU ETS	Sistem EU za trgovanje z emisijami (EU Emissions Trading System)
EV	Električno vozilo
EVT	Enotna vstopna točka (nacionalnega podatkovnega vozlišča)
EVT/Portal CEEPS	Vozlišče, ki zagotavlja izmenjavo podatkov med distributerji in dobavitelji električne energije, končnimi uporabniki in njihovimi pooblaščenici; centralno podatkovno vozlišče za izmenjavo podatkov na trgu z električno energijo
EXAA	Energy Exchange Austria
EZ-1	Energetski zakon, Uradni list RS, št. 60/19 – uradno prečiščeno besedilo, 65/20, 158/20 – ZURE, 121/21 – ZSROVE, 172/21 – ZOEE, 204/21 – ZOP, 44/22 – ZOTDS, 38/24 – EZ-2 in 56/25 – PoZ
EZ-2	Energetski zakon, Uradni list RS, št. 38/24 in 47/25 – ZOEE-A
FB	Flow Based (pretoki moči)
FCC	V obsegu G3-PLC pomeni frekvenčni profil/pas za ozkopasovno PLC komunikacijo, skladen z ameriškimi FCC (Federal Communications Commission) pravili, praviloma v območju okoli 154–487 kHz
FSkar	Acronym in the European energy sector that stands for the Financial Settlement of KΔf (Frequency Control Error), ACE (Area Control Error), and Ramping period / Akronim v evropskem energetske sektorju, ki pomeni finančno poravnavo za KΔf (napaka pri uravnavanju frekvence), ACE (napaka pri uravnavanju območja) in obdobje spreminjanja moči
GDPR	General Data Protection Regulation oz. Splošna uredba EU o varstvu podatkov (Uredba (EU) 2016/679 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 27. aprila 2016 o varstvu posameznikov pri obdelavi osebnih podatkov in o prostem pretoku takih podatkov ter o razveljavitvi Direktive 95/46/ES)
GJS	Gospodarska javna služba
GME	Gestore Mercati Energetici, italijanska borza
GO	Gospodinjski odjemalec
HE	Hidroelektrarna
HES	Centralni sistem za zajem podatkov iz pametnih števecov (Head End System)
HHI	Herfindahl-Hirschmanov indeks koncentracije trga
HOPS	Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o
HSE	HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE d.o.o.
HUPX	Hungarian Power Exchange
ID	Sprotni trg znotraj dneva (Intraday)
IDA	Implicitne avkcije znotraj dneva
IDCC	Izračun čezmejnih prenosnih zmogljivosti znotraj dneva (Intraday Capacity Calculation)
IGCC	International Grid Control Cooperation
IOTEE	Imenovani operater trga z električno energijo (Nominated Electricity Market Operator)
IP	Interconnection Point oz. povezovalna točka
IPET	Sekcija za izmenjavo podatkov na energetske trgu
IT	Informacijska tehnologija (poslovna informatika)
JA0	Joint Allocation Office (dražbena hiša)
KI	Ključni kazalnik (Key Indikator)
KO	Končni odjemalec
KPI	Key Performance Indicator (ključni kazalnik uspešnosti)
LOLE	Loss of Load Expectation - pričakovano tveganje izpada napajanja
MAIFI	Parameter povprečne frekvence kratkotrajnih prekinitev napajanja



MATS	Multiple Auction Trading System/ Sistem za trgovanje z večkratnimi dražbami
MFA	Večstopenjsko overjanje (Multifactor Authentication)
MID	Measuring Instruments Directive (Direktiva 2014/32/EU Evropskega parlamenta in Sveta z dne 26. februarja 2014 o harmonizaciji zakonodaj držav članic v zvezi z dostopnostjo merilnih instrumentov na trgu)
MM	Merilno mesto
MMRP	Mejna merilno-regulacijska postaja
MNA	Ureditve z več imenovanimi operaterji trga z električno energijo (Multi-NEMO Arrangements)
MOPE	Ministrstvo za okolje, podnebje in energijo
MPI	Maloprodajni indeks cen
MPO	Mali poslovni odjemalec
MPZ	Medobmočne prenosne zmogljivosti
MRP	Merilno-regulacijska postaja
MSP	Mala in srednja podjetja
MT	Manjša tarifa
NAREMP	Nacionalni register tržnih udeležencev po REMIT
NBS	Nosilci bilančnih skupin
NCA	Pristojni nacionalni organ za kibernetiko varnost
NCCS	Omrežni kodeks za kibernetiko varnost (Network Code on Cybersecurity)
NC ER	Omrežni kodeks za izredne razmere in ponovno vzpostavitev oskrbe (Network Code on Emergency and Restoration)
NCUP	Nacionalni center za upravljanje prometa
NEK	NUKLEARNA ELEKTRARNA KRŠKO d.o.o.
NEPN	Celoviti nacionalni energetske in podnebni načrt
NI	Notranje informacije
NIS 2	Direktiva (EU) 2022/2555 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 14. decembra 2022 o ukrepih za visoko skupno raven kibernetike varnosti v Uniji, spremembi Uredbe (EU) št. 910/2014 in Direktive (EU) 2018/1972 ter razveljavitvi Direktive (EU) 2016/1148 (direktiva NIS 2)
NMS	Napredni merilni sistem
NN	Nizka napetost
NOKI	Nacionalni načrt odzivanja na kibernetike incidente
NOS BIH	Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini
NRA	Nacionalni regulativni organ
OBA	Operational Balancing Agreement (Bilančna pogodba)
ODS	Operater distribucijskega sistema
OPS	Operater prenosnega sistema
OPSI	Odperti podatki Slovenije
OT	Procesna informatika (Operational technology)
OVE	Obnovljivi viri energije
P	Električna moč
PADS	Parovodni distribucijski sistem
PCI	Projekti skupnega interesa (Projects of Common Interest)
PDEU	Pogodba o delovanju Evropske unije
PHEV	Priključni hibrid (Plug-in hybrid electric vehicles)

PLC¹⁷⁹	Komunikacija po elektroenergetskih vodih (Power Line Communication)
PM	Polnilno mesto
PMMP	Povprečne mesečne maloprodajne cene
PPA	Power Purchase Agreements (dolgoročne pogodbe o nakupu električne energije iz obnovljivih virov)
PPE-TOL	Plinsko parna enota v okviru Energetike Ljubljana
PPM	Prezemno-predajno mesto
PO	Poslovni odjemalec
POMP	Platforma za obdelavo merilnih podatkov
PSI	Ponudnik storitev izravnave
P2P	Point to Point
RDMF	Regulacija delovne moči in frekvence
RDS	Reguliran donos na sredstva
REMIT	Uredba o celovitosti in preglednosti veleprodajnega energetskega trga (Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council on wholesale energy market integrity and transparency)
REMIT II	Uredba (EU) 2024/1106 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 11. aprila 2024 o spremembi uredb (EU) št. 1227/2011 in (EU) 2019/942 v zvezi z izboljšanjem zaščite Unije pred tržno manipulacijo na veleprodajnem energetskega trgu
RI	Raziskave in inovacije
RISIG	REMIT Information Security Implementation Group (skupina za implementacijo informacijske varnosti REMIT)
RN	Razvojni načrt
RO	Regulativni okvir
RPF	Rezerva za povrnitev frekvence
RR	Rezerva za nadomestitev
rRPF	Rezerva za povrnitev frekvence z ročno aktivacijo
RTP	Razdelilno-transformatorska postaja
RVF	Rezerva za vzdrževanje frekvence
S	Spodbude
SAFA	Synchronous Area Framework Agreement for Continental Europe
SAIDI	Indeks povprečnega trajanja prekinitev napajanja v sistemu
SAIFI	Indeks povprečne frekvence prekinitev napajanja v sistemu
SDAC	Single Day-Ahead Coupling (Mehanizem spajanja trgov za dan vnaprej)
SCADA	Sistem za nadzor in pridobivanje podatkov (Supervisory Control and Data Acquisition)
SDO	Sistem daljinskega ogrevanja
SDV	Stroški delovanja in vzdrževanja
SE	Sončna elektrarna
SEEI	Stroški električne energije za izgube v omrežju
SEEPEX	The SEEPEX a.d. Beograd is a licensed Market operator for an organized electricity market/power exchange established in the form of partnership between A.D. EMS and EPEX SPOT as a joint stock company / SEEPEX a.d. Beograd je pooblaščen upravljavec trga za organiziran trg z električno energijo/ električno borzo, ustanovljena v obliki partnerstva med družbama A.D. EMS in EPEX SPOT kot delniška družba
SEVF	Slovenski energetske varnostni forum
SHB	Slovenija, Hrvaška, Bosna in Hercegovina (blok SHB)
SI-CERT	Nacionalni odzivni center za kibernetično varnost

¹⁷⁹ V kontekstu komunikacijskih tehnologij



SIDC	Single IntraDay Coupling
SIPX	Slovenski borzni indeks (Slovenian Price Index)
SKM	Standard kupne moči (PPS - Power Purchase Standard)
SN	Srednja napetost
SO GL	System Operation Guideline – Uredba Komisije (EU) 2017/1485 o določitvi smernic za obratovanje sistema za prenos električne energije
SONDSEE	Sistemska obratovalna navodila za distribucijski sistem električne energije
SPT	Soproizvodnja toplote in električne energije
SS	Sistemske storitve
SSP	Stroški storitev prožnosti distribucijskega operaterja
SSSC	Static Synchronous Series Compensator (Statični sinhronski serijski kompenzator)
SUIV	Sistem upravljanja informacijske varnosti
SURS	Statistični urad Republike Slovenije
TE	Termoelektrarna
TEN-T	Trans-European Transport Network (Vseevropsko prometno omrežje)
TEŠ	TERMOELEKTRARNA ŠOŠTANJ d.o.o.
TE-TOL	Termoelektrarna Toplarna Ljubljana
TP	Transformatorska postaja
TR	Transformator
UI	Umetna inteligenca
URE	Učinkovita raba energije
URSIV	Urad Vlade Republike Slovenije za informacijsko varnost
US	Uporabnik sistema
VN	Visoka napetost
VPN	Navedezno zasebno omrežje (Virtual Private Network)
VT	Višja tarifa
ZDS	Zaprt distribucijski sistem
ZGD-1	Zakon o gospodarskih družbah
ZIAG	Zakon o infrastrukturi za alternativna goriva in spodbujanju prehoda na alternativna goriva v prometu
ZNUOPOVO	Zakon o nujnih ukrepih za omilitev posledic obračuna visoke omrežnine za gospodinjske odjemalce
ZOEE	Zakon o oskrbi z električno energijo, Uradni list RS, št. 172/21 in 47/25
ZOEE-A	Zakon o spremembah in dopolnitvah Zakona o oskrbi z električno energijo, Uradni list RS, št. 47/25
ZOP	Zakon o oskrbi s plini
ZOTDS	Zakon o oskrbi s toploto iz distribucijskih sistemov
ZPOmK-2	Zakon o preprečevanju omejevanja konkurence
ZSROVE	Zakon o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije, Uradni list RS, št. 121/21, 189/21, 121/22 – ZUOKPOE in 102/24
ZSROVE-1	Zakon o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije, Uradni list RS, št. 112/25
ZUOKPOE	Zakon o ukrepih za obvladovanje kriznih razmer na področju oskrbe z energijo
ZURE	Zakon o učinkoviti rabi energije
Q	Kakovost oskrbe

KAZALO TABEL

TABELA 1:	Prezem električne energije v prenosni in distribucijski sistem v obdobju 2023–2025 v GWh.....	11
TABELA 2:	Primarni viri električne energije, prevzete v prenosni in distribucijski sistem v obdobju 2023–2025	19
TABELA 3:	Inštalirane moči proizvodnih objektov in proizvedena količina električne energije.....	22
TABELA 4:	Primarni viri za proizvodnjo električne energije v Sloveniji za obdobje 2023–2025	23
TABELA 5:	Poraba električne energije v obdobju 2023–2025.....	25
TABELA 6:	Poraba, proizvodnja in pokritost porabe z domačo proizvodnjo v obdobju 2021–2025.....	27
TABELA 7:	Število končnih odjemalcev električne energije glede na vrsto odjema v obdobju 2023–2025	30
TABELA 8:	Število končnih odjemalcev električne energije glede na način priključitve v obdobju 2023–2025	31
TABELA 9:	Doseženi deleži OVE v bruto končni porabi energije.....	32
TABELA 10:	Število proizvodnih naprav v podporni shemi in dinamika njihove vključitve v obdobju 2010–2025	38
TABELA 11:	Delež inštalirane moči in proizvedene električne energije, vključene v podporno shemo	40
TABELA 12:	Razpon vrednosti parametrov komercialne kakovosti v obdobju 2023–2025.....	52
TABELA 13:	Število in deleži upravičenih pritožb s področja komercialne kakovosti v obdobju 2023–2025	53
TABELA 14:	Vlaganja v pametna omrežja na distribucijskem sistemu	58
TABELA 15:	Obseg elektroenergetske infrastrukture prenosnega in distribucijskega sistema v Sloveniji ob koncu leta 2025	61
TABELA 16:	Realizirani prihodki v letu 2025 po mejah	105
TABELA 17:	Primerjava doseženih cen (glede na delež ur) na trgu za dan vnaprej med borzama.....	112
TABELA 18:	Cene RVF in delež v Sloveniji zakupljene RVF v letu 2025.....	116
TABELA 19:	Rezultati dražb za aRPF	117
TABELA 20:	Rezultati dražb za rRPF	118
TABELA 21:	Stroški izvajanja sistemskih storitev v letu 2025	118
TABELA 22:	Faktor zamejevanja aRPF, ki je določen glede na SIPXh in velja do 30. 9. 2025	120
TABELA 23:	Faktor zamejevanja aRPF, ki je določen glede na SIPXh in velja od 1. 10. 2025	121
TABELA 24:	Primerjava povprečne prodajne cene električne energije, za katero so proizvajalci upravičeni do podpore, s povprečno letno ceno pasovne električne energije na BSP v obdobju 2018–2025	124
TABELA 25:	Povprečne, najvišje in najnižje vrednosti C in SIPX obračunskih intervalov.....	143
TABELA 26:	Ukrepi za regulacijo cen električne energije	146
TABELA 27:	Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem	178
TABELA 28:	Tržni deleži in HHI dobaviteljev poslovnim odjemalcem	180
TABELA 29:	Tržni deleži in HHI dobaviteljev gospodinjskim odjemalcem	182



TABELA 30: Povprečno število vseh odjemalcev in odstotek odjemalcev, ki niso menjali dobavitelja med letoma 2023–2025	190
TABELA 31: Izbrani ključni kazalniki uspešnosti, povezanih s to problematiko:	196
TABELA 32: Spremembe proizvodnih zmogljivosti na prenosnem sistemu do leta 2034.....	218
TABELA 33: Skupne prenesene količine plina in poraba odjemalcev plina glede na vrsto odjema v obdobju 2021–2025.....	226
TABELA 34: Število odjemalcev plina glede na vrsto odjema v letih 2024 in 2025	226
TABELA 35: Prihodki in odhodki operaterja prenosnega sistema na trgovalni platformi, pri izvajanju sistemske storitve uravnaveženja in pri obračunavanju dnevni odstopanj ter povprečne prodajne/nakupne cene.....	243
TABELA 36: Parametri priključevanja in izvedenih vzdrževalnih del v obdobju 2023–2025	251
TABELA 37: Število uspešno izvedenih dražb zagotovljenih zmogljivosti v letu 2025.....	260
TABELA 38: Tržni deleži in HHI na veleprodajnem trgu s plinom.....	271
TABELA 39: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem na maloprodajnem trgu s plinom 2025	283
TABELA 40: Tržni deleži in HHI dobaviteljev poslovnim odjemalcem na maloprodajnem trgu s plinom	285
TABELA 41: Tržni deleži in HHI dobaviteljev gospodinjskim odjemalcem na maloprodajnem trgu s plinom.....	286
TABELA 42: Pregled odklopa končnih odjemalcev glede na postopek odklopa.....	304
TABELA 43: Prihranki energije z ukrepi v obdobju 2015–2025.....	321
TABELA 44: Doseženi prihranki energije v programu Eko sklada za izboljšanje energetske učinkovitosti v obdobju 2015–2025.....	323
TABELA 45: Prihranki energije po ukrepih delno financiranih z nepovratnimi sredstvi Eko sklada za obdobje 2018–2025	323

KAZALO SLIK

SLIKA 1:	Elektroenergetska bilanca prevzema in oddaje električne energije v prenosnem in distribucijskem sistemu v letu 2025	12
SLIKA 2:	Mesečno gibanje proizvodnje električne energije iz velikih elektrarn na prenosnem sistemu	14
SLIKA 3:	Gibanje dnevne proizvodnje in prevzema električne energije na prenosnem sistemu	15
SLIKA 4:	Mesečni prevzem električne energije iz prenosnega sistema v letih 2024 in 2025 z mesečnim odstopanjem	15
SLIKA 5:	Dnevni fizični pretoki električne energije na mejah s sosednjimi državami in vsota fizičnih pretokov	16
SLIKA 6:	Fizični pretoki električne energije na mejah s sosednjimi državami	17
SLIKA 7:	Povprečni dnevni profil proizvodnje in prevzema električne energije iz prenosnega sistema v letih 2024 in 2025	18
SLIKA 8:	Prevzem električne energije iz proizvodnih enot v prenosni in distribucijski sistem v obdobju 2021–2025	19
SLIKA 9:	Količine izgub električne energije na prenosnem, distribucijskem in zaprtih distribucijskih sistemih ter ocena zmanjšanja izgub na distribucijskem sistemu v obdobju 2016–2025	20
SLIKA 10:	Deleži izgub za prenosni sistem, distribucijski sistem in distribucijska podjetja v obdobju 2016–2025	21
SLIKA 11:	Poraba električne energije v obdobju 2021–2025	25
SLIKA 12:	Prevzem in oddaja ter povprečna poraba električne energije gospodinjskih odjemalcev v obdobju 2023–2025	26
SLIKA 13:	Poraba, proizvodnja in pokritost porabe z domačo proizvodnjo v obdobju 2021–2025	28
SLIKA 14:	Število gospodinjskih odjemalcev v obdobju 2021–2025	29
SLIKA 15:	Število poslovnih odjemalcev na distribucijskem sistemu po napetostnih nivojih v obdobju 2021–2025	29
SLIKA 16:	Doseženi deleži OVE v državah EU	33
SLIKA 17:	Deleži OVE v sektorju električna energija v obdobju 2010–2024 in ocena za 2025	34
SLIKA 18:	Proizvodnja električne energije iz OVE v izhodiščnem letu 2005 in v obdobju 2010–2025	35
SLIKA 19:	Število ter nazivna električna moč prijavljenih, potrjenih in izvedenih projektov proizvodnih naprav OVE in SPTE v okviru vseh izvedenih javnih pozivov	37
SLIKA 20:	Skupna nazivna električna moč proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo v obdobju 2011–2025	39
SLIKA 21:	Proizvedena električna energija v obdobju od 2010–2025, za katero so bile proizvajalcem električne energije izplačane podpore	40
SLIKA 22:	Vrednost izplačanih podpor v obdobju 2010–2025	41
SLIKA 23:	Število in priključna moč naprav za samooskrbo v obdobju 2016–2025	42
SLIKA 24:	Število priključenih proizvodnih naprav za samooskrbo po SN/NN TP	43
SLIKA 25:	Število naprav za samooskrbo v obdobju 2016–2025 po proizvodnih virih	44



SLIKA 26:	Ocena proizvodnje naprav za samooskrbo v letu 2025 po mesecih in tehnologijah	44
SLIKA 27:	Postopki aktivacij rezerv	46
SLIKA 28:	Parameter SAIDI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih v obdobju 2021–2025	48
SLIKA 29:	Parameter SAIFI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih v obdobju 2021–2025	48
SLIKA 30:	Parameter MAIFI v obdobju 2021–2025	49
SLIKA 31:	Parameter SAIDI za vse dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih v obdobju 2021–2025	49
SLIKA 32:	Parameter SAIFI za vse dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih v obdobju 2021–2025	50
SLIKA 33:	Spodbuda za reguliranje s kakovostjo oskrbe v obdobju od 2021–2025	51
SLIKA 34:	Skupni parameter stanja kakovosti napetosti za posamezni napetostni nivo v distribucijskem sistemu v obdobju 2021–2025	54
SLIKA 35:	Število pritožb s področja kakovosti napetosti po distribucijskih podjetjih in v Sloveniji v obdobju 2021–2025	55
SLIKA 36:	Delež upravičenih in neupravičenih pritožb s področja kakovosti napetosti v obdobju 2021–2025	55
SLIKA 37:	Ocena naložbenih vlaganj iz razvojnih načrtov elektrooperaterjev za obdobje 2025–2034 ter primerjava s predhodnim razvojnim načrtom za obdobje 2023–2032	57
SLIKA 38:	Primerjava vrednosti v razvojnih in naložbenih načrtih za distribucijski sistem električne energije ter realizacija	58
SLIKA 39:	Naložbe operaterja prenosnega sistema in operaterja distribucijskega sistema za obdobje 2021–2025	59
SLIKA 40:	Rast deleža podzemnih distribucijskih vodov v obdobju 2021–2025 in projekcija za leto 2030	60
SLIKA 41:	Delež podzemnih distribucijskih vodov v elektrodistribucijskih podjetjih	60
SLIKA 42:	Visokonivojska arhitektura obstoječega NMS	62
SLIKA 43:	Delež merilnih naprav z daljinskim odbiranjem in 15-minutno ločljivostjo (vključno z AMR)	63
SLIKA 44:	Razvoj uporabe vzporednega, lokalnega dostopa do merilnih podatkov v skoraj realnem času v letu 2025	64
SLIKA 45:	Trend uvajanja naprednih merilnih naprav v obdobju 2021–2025	64
SLIKA 46:	Trend izboljševanja kazalnika deleža PPM z zagotovljeno ustrezno kakovostjo 15-minutnih merilnih podatkov na ravni M-1	65
SLIKA 47:	Konceptualni prikaz relacij med kazalniki pripravljenosti (KI_p) in ključnimi kazalniki pripravljenosti (KPI_p) ter kazalniki učinkovitosti (KI_e) in ključnimi kazalniki učinkovitosti (KPI_e)	67
SLIKA 48:	Konceptualni prikaz povratnozančnega reguliranja na podlagi KPI	68
SLIKA 49:	Prikaz doseženih vrednosti KPI za pripravljenost OPS, ODS in EDP po posameznih tematskih področjih	69
SLIKA 50:	Prikaz doseženih uteženih vrednosti KPI za učinkovitost OPS, ODS in EDP po posameznih tematskih področjih	70
SLIKA 51:	Prikaz vrednosti krovnega ključnega kazalnika učinkovitosti po posameznih družbah	71
SLIKA 52:	Prikaz vrednosti odstopanja krovnega kazalnika učinkovitosti naložb v pametna omrežja in odstopanja pripravljenosti od minimalnih standardov zagotavljanja kakovosti podatkov in podatkovnih storitev	71

SLIKA 53:	Prikaz finančnih spodbud iz naslova učinkovitosti naložb v pametna omrežja	72
SLIKA 54:	Struktura realizacije naložb operaterja prenosnega omrežja v letu 2024, razdeljenih po funkcijah pametnih omrežij	73
SLIKA 55:	Struktura realizacije naložb distribucije v letu 2024, razdeljenih po funkcijah pametnih omrežij.....	74
SLIKA 56:	Pregled neodpisanih vrednosti aktiviranih sredstev pametnih omrežij na dan 31. 12. posameznega leta	75
SLIKA 57:	Pregled števila vlog za kvalifikacijo projektov v shemo spodbujanja raziskav in inovacij ..	76
SLIKA 58:	Struktura osrednjih tematik v letu 2025 kvalificiranih projektov v shemo spodbujanja raziskav in inovacij	76
SLIKA 59:	Izkoriščenost sheme RI po posameznih podjetjih glede na načrtovane vrednosti iz regulativnega okvira ter pridobljena brezplačno prevzeta sredstva iz drugih virov	77
SLIKA 60:	Delež priznanih stroškov RI po posameznih podjetjih v postopku odstopanj od regulativnega okvira glede na zamejeno vrednost	78
SLIKA 61:	Normirana porazdelitev in odstopanja obsega aktivnosti izvajalcev GJS po področjih	83
SLIKA 62:	Najpomembnejša podpodročja dodatnih aktivnosti izvajalcev GJS, razčlenjena po področjih ISO 27002.....	84
SLIKA 63:	Normirana porazdelitev in odstopanja obsega aktivnosti ELES po področjih ISO 27002.....	85
SLIKA 64:	Normirana porazdelitev agregiranih aktivnosti EDP po področjih ISO 27002	85
SLIKA 65:	Normirana primerjava združenega obsega in trendi aktivnosti EDP	86
SLIKA 66:	Normirana primerjava skupnega obsega aktivnosti in trendi aktivnosti družbe Plinovodi	87
SLIKA 67:	Incidenti v energetskega sektorju in kratkoročni trend.....	88
SLIKA 68:	Dolgoročna projekcija (eksponentna oz. najbolj pesimistična aproksimacija) rasti incidentov v sektorju.....	89
SLIKA 69:	Struktura načrtovanih upravičenih stroškov dejavnosti operaterja prenosnega in distribucijskega sistema za regulativno obdobje 2024–2028	93
SLIKA 70:	Struktura načrtovanih upravičenih stroškov dejavnosti operaterja prenosnega in distribucijskega sistema po posameznem letu regulativnega obdobja 2024–2028	93
SLIKA 71:	Struktura upravičenih stroškov dejavnosti operaterja prenosnega in distribucijskega sistema za regulativno leto 2024.....	94
SLIKA 72:	Struktura načrtovanih upravičenih stroškov dejavnosti operaterja prenosnega in distribucijskega sistema za regulativno obdobje 2025 po posameznem podjetju	95
SLIKA 73:	Razporeditev časovnih blokov v letu 2025.....	97
SLIKA 74:	Porazdelitve letnih deležev obrnjene energije posameznih VN/SN transformatorjev za obdobje 2021–2025.....	100
SLIKA 75:	Razvoj letnih deležev obrnjenega pretoka energije po posameznih elektrodistribucijskih podjetjih za obdobje 2021–2025	100
SLIKA 76:	Razvoj obrnjenih pretokov energije iz distribucijskega v prenosno omrežje za obdobje 2021–2025	101
SLIKA 77:	Geografski prikaz porazdelitve letnih deležev obrnjene energije po SN/NN TP (meritve 2024)	102
SLIKA 78:	Gibanje skupne omrežnine za prenosni in distribucijski sistem za nekatere značilne gospodinjske odjemalce po regulativnih obdobjih	103
SLIKA 79:	Gibanje skupne omrežnine za prenosni in distribucijski sistem za nekatere značilne poslovne odjemalce po regulativnih obdobjih	104
SLIKA 80:	Gibanje povprečne cene pasovne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2021–2025.....	107



SLIKA 81:	Gibanje povprečne cene vršne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2021–2025.....	108
SLIKA 82:	Gibanje cene pasovne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah na trgu za dan vnaprej.....	109
SLIKA 83:	Gibanje cene vršne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah na trgu za dan vnaprej...	110
SLIKA 84:	Analiza negativnih cen na trgu BSP za dan vnaprej (DA).....	111
SLIKA 85:	Število urnih negativnih cen na slovenski in nemški borzi za dan vnaprej (DA) v obdobju 2021–2025.....	112
SLIKA 86:	Obseg trgovanja in razponi cen na trgu znotraj dneva.....	113
SLIKA 87:	Razvoj cen urnega produkta na BSP ID trgu.....	114
SLIKA 88:	Razvoj cen 15-minutnega produkta na trgu BSP ID.....	114
SLIKA 89:	Obseg negativnih cen na trgu znotraj dneva.....	115
SLIKA 90:	Deleži virov aktivirane RVF v letu 2025.....	116
SLIKA 91:	Obseg trgovanja in razponi cen na izravnalnem trgu operaterja trga.....	119
SLIKA 92:	Gibanje cen ponudb in aktivirane energije aRPF.....	120
SLIKA 93:	Korelacija med razponom minimalne cene realizirane/ponujene aRPF– in maksimalne cene realizirane/ponujene aRPF+, povprečne cene trgovanja za dan vnaprej in razponom minimalne in maksimalne cene trgovanja za dan vnaprej.....	122
SLIKA 94:	Gibanje cen aktivirane energije rRPF.....	123
SLIKA 95:	Gibanje cene emisijskih kuponov (EUA) na borzi EEX za leto 2025.....	125
SLIKA 96:	Registracija tržnih udeležencev v Sloveniji v obdobju 2021–2025.....	127
SLIKA 97:	Število kršitev po vrstah kršitev, ki se očitajo tržnim udeležencem v postopkih, v katere je vključena agencija.....	128
SLIKA 98:	Status primerov REMIT v letu 2025.....	128
SLIKA 99:	Faze aktivnih primerov REMIT v letu 2025.....	129
SLIKA 100:	Struktura volumna evidentiranih zaprtih pogodb.....	131
SLIKA 101:	Količine prodane oziroma kupljene električne energije prek zaprtih pogodb.....	131
SLIKA 102:	Letna količina zaprtih pogodb, obratovalnih napovedi in števila zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi v obdobju 2021–2025.....	132
SLIKA 103:	Količina električne energije, s katero se je trgovalo v letu 2025.....	133
SLIKA 104:	Obseg trgovanja in vnesenih ponudb na borzi znotraj dneva za obdobje 2021–2025.....	135
SLIKA 105:	Količina trgovanja vseh produktov na izravnalnem trgu operaterja trga v obdobju 2021–2025.....	136
SLIKA 106:	Realizirane količine aRPF in rRPF.....	137
SLIKA 107:	Količina aktivirane pozitivne in negativne energije po storitvah v obdobju 2022–2025....	138
SLIKA 108:	Absolutne vrednosti angažiranih količin izravnalne energije v MWh.....	139
SLIKA 109:	Tržni delež in število trgovcev na slovenski borzi glede na trgovano količino.....	140
SLIKA 110:	Trend gibanja indeksa Churn ratio po letih v obdobju 2021–2025.....	141
SLIKA 111:	Povprečne dnevne cene odstopanj C ter indeksa SIPX.....	142
SLIKA 112:	Odstopanja bilančnih skupin v obdobju 2021–2025.....	143
SLIKA 113:	Vsote dnevnih odstopanj slovenskega omrežja v letu 2025.....	144
SLIKA 114:	Trend skupnih stroškov pozitivnih in negativnih odstopanj v obdobju 2021–2025.....	145
SLIKA 115:	Gibanje števila dobaviteljev na maloprodajnem trgu v Sloveniji v obdobju 2021–2025....	146
SLIKA 116:	Maloprodajni indeks cen v obdobju 2021–2025.....	147

SLIKA 117:	Gibanje cen ponudb v Sloveniji, sestavljenih iz 100 % OVE, 100 % jedrske energije in iz ostalih virov energije za značilnega gospodinjkega odjemalca v obdobju 2023–2025	148
SLIKA 118:	Gibanje končne cene oskrbe z električno energijo v Sloveniji za značilnega gospodinjkega odjemalca v obdobju 2021–2025.....	149
SLIKA 119:	Gibanje končne cene oskrbe z električno energijo v Sloveniji za značilne poslovne odjemalce v obdobju 2021–2025.....	151
SLIKA 120:	Primerjava končnih cen oskrbe z električno energijo za značilnega gospodinjkega odjemalca z letno porabo od 2.500 do 5.000 kWh (DC) v državah EU za drugo polovico leta 2025 v EUR/MWh.....	152
SLIKA 121:	Primerjava končnih cen oskrbe z električno energijo za značilnega poslovnega odjemalca z letno porabo od 500 MWh do 2.000 MWh (IC) v državah EU za drugo polovico leta 2025 v EUR/MWh.....	153
SLIKA 122:	Struktura cene električne energije značilnega gospodinjkega odjemalca (DC) po državah v EU (v vdolanem prikazu temnejša obarvanost pomeni višino končne cene)	154
SLIKA 123:	Primerjava deležev v skupni ceni oskrbe z električno energijo za značilnega gospodinjkega odjemalca v državah EU.....	155
SLIKA 124:	Medletna sprememba omrežnin in obdavčitev cen oskrbe z električne energije za značilnega gospodinjkega odjemalca za nekatere države v EU.....	156
SLIKA 125:	Pregled skupne cene oskrbe z električno energijo po indeksu kupne moči za značilnega gospodinjkega odjemalca v državah EU.....	157
SLIKA 126:	Marža in odzivnost energijske komponente maloprodajnih cen.....	158
SLIKA 127:	Število sklenjenih pogodb na podlagi dinamičnih cen ter število dobaviteljev, s katerimi so odjemalci sklenili te pogodbe v obdobju 2022–2025.....	160
SLIKA 128:	Količina dobavljene energije za gospodinjke in male poslovne odjemalce v GWh v obdobju 2022–2025.....	161
SLIKA 129:	Količina dobavljene energije za poslovne odjemalce v GWh v obdobju 2022–2025	161
SLIKA 130:	Deleži prodanih količin električne energije na podlagi pogodb z dinamičnimi cenami po dobaviteljih v letu 2025.....	162
SLIKA 131:	Deleži prodanih količin električne energije na podlagi pogodb s fiksnimi cenami za določen čas po dobaviteljih v letu 2025	163
SLIKA 132:	Porazdelitev urnih veleprodajnih cen za dan vnaprej na slovenski energetske borzi BSP Southpool.....	164
SLIKA 133:	Razvoj cen ter nestanovitnosti cen na slovenski energetske borzi.....	165
SLIKA 134:	Profil odjema in oddaje izbranega gospodinjkega odjemalca	166
SLIKA 135:	Primerjava dogovorjenih moči brez in z BHEE.....	167
SLIKA 136:	Primerjava letnega stroška oskrbe z električno energijo pri letnem netiranju energije z in brez BHEE	168
SLIKA 137:	Tarifne postavke za prevzem in oddajo električne energije pri enotarifnem ter aktivnem modelu dobave	169
SLIKA 138:	Primerjava letnih stroškov oskrbe po različnih dobavnih modelih, brez in z upoštevanjem BHEE	170
SLIKA 139:	Analiza uporabe Primerjalnika stroškov oskrbe v zadnjih dveh letih	175
SLIKA 140:	Trend uporabe Primerjalnika stroškov omrežnine v zadnjih dveh letih	176
SLIKA 141:	Trend uporabe spletnega portala URO.si v zadnjih dveh letih	177
SLIKA 142:	Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem končnim odjemalcem v letu 2025 glede na leto 2024.....	179



SLIKA 143:	Spremembe tržnih deležev dobaviteljev poslovnim odjemalcem v letu 2025 glede na leto 2024.....	181
SLIKA 144:	Primerjava tržnih deležev dobaviteljev poslovnim odjemalcem v obdobju 2021–2025....	181
SLIKA 145:	Spremembe tržnih deležev dobaviteljev gospodinjskim odjemalcem.....	183
SLIKA 146:	Primerjava tržnih deležev dobaviteljev gospodinjskim odjemalcem v obdobju 2021–2025.....	184
SLIKA 147:	Gibanje HHI na maloprodajnih trgih v obdobju 2021–2025.....	185
SLIKA 148:	Stopnja koncentracije (CR3) na maloprodajnih trgih in število dobaviteljev s tržnim deležem, večjim od 5 %, v obdobju 2021–2025.....	185
SLIKA 149:	Gibanje števila menjav dobavitelja v obdobju 2021–2025.....	187
SLIKA 150:	Dinamika števila menjav dobavitelja v letu 2025 glede na tip odjema.....	188
SLIKA 151:	Količine zamenjane energije glede na tip odjema.....	189
SLIKA 152:	Delež menjav dobavitelja gospodinjskih in poslovnih odjemalcev na območju posameznega EDP.....	190
SLIKA 153:	Potencialni letni prihranek pri menjavi dobavitelja na podlagi razlike med najdražjo in najcenejšo ter med najdražjo in povprečno ponudbo na trgu.....	191
SLIKA 154:	Razvoj števila registriranih merilnih mest v portal mojelektro.si po uveljavitvi tarifne reforme.....	195
SLIKA 155:	Razvoj števila aktivnih dostopov do merilnih podatkov v realnem času prek lokalnega I1 vmesnika na merilni napravi.....	196
SLIKA 156:	Trendi izbranih ključnih kazalnikov v NMS.....	197
SLIKA 157:	Indikativni deleži različnih vrst aktivnega odjema.....	200
SLIKA 158:	Struktura uporabnikov sistema (US) v agregaciji, pri čemer se hranilniki in proizvodne naprave lahko nahajajo tudi za prevzemno-predajnim mestom uporabnika.....	202
SLIKA 159:	Število uporabnikov sistema v portfeljih za različne potrebe, pri čemer je uporabnik lahko vključen v več portfeljev.....	202
SLIKA 160:	Ocenjeni deleži energije prožnosti tujih virov po agregatorjih in vrstah uporabnikov sistema.....	203
SLIKA 161:	Struktura trgovane energije agregacije po posameznih trgih oz. storitvah in pripadajoči deleži.....	204
SLIKA 162:	Deleži trgovane energije agregacije po posameznih trgih glede na lastništvo virov.....	204
SLIKA 163:	Struktura virov trgovane energije agregacije, kjer celoto predstavlja 255 GWh.....	205
SLIKA 164:	Deleži trgovane energije po posameznih trgih glede na povezanost agregatorja z dobaviteljem.....	206
SLIKA 165:	Trgovana zmogljivost po posameznih trgih glede na povezanost agregatorja z dobaviteljem.....	206
SLIKA 166:	Število skupnosti po posameznih tipih.....	207
SLIKA 167:	Struktura končnih odjemalcev (KO), vključenih v skupnosti.....	208
SLIKA 168:	Primerjava agregiranih količin dobavljene električne energije odjemalcem v skupnostih, odkupljene električne energije od skupnosti ter brezplačno prevzete električne energije od skupnosti.....	209
SLIKA 169:	Struktura uporabnikov sistema (US) v izmenjavi električne energije med aktivnimi odjemalci v okviru iste bilančne skupine.....	210
SLIKA 170:	Število registriranih električnih vozil v Sloveniji.....	211
SLIKA 171:	Struktura števila polnilnih mest (PM) za električna vozila v Sloveniji glede na največjo moč polnjenja (P).....	213

SLIKA 172:	Struktura števila polnilnih mest za električna vozila v različnih državah glede na največjo moč polnjenja (P)	214
SLIKA 173:	Struktura dobave električne energije za potrebe električne mobilnosti	215
SLIKA 174:	Prevzem in proizvodnja električne energije v Sloveniji na prenosnem sistemu brez upoštevanja izgub v obdobju 2021–2025	217
SLIKA 175:	Inštalirane moči na pragu proizvodnih objektov, razpoložljive moči za slovenski trg in konična moč odjema ter razmerje razpoložljive in konične moči na prenosnem sistemu v obdobju 2021–2025	219
SLIKA 176:	Nedobavljena energija na prenosnem sistemu v letu 2025 glede na vzrok.....	220
SLIKA 177:	Osnovni podatki o prenesenih, distribuiranih in porabljenih količinah plina [GWh].....	225
SLIKA 178:	Prenosni sistem plina in prenesene količine plina na vstopnih in izstopnih točkah v letu 2025	227
SLIKA 179:	Prenesene količine plina v obdobju 2021–2025.....	228
SLIKA 180:	Trend porabe plina slovenskih odjemalcev in prenesenih količin plina do drugih prenosnih sistemov v obdobju 20 let.....	228
SLIKA 181:	Skupna in povprečna poraba na odjemnem mestu odjemalca na prenosnem sistemu, število odjemnih mest končnih odjemalcev ter število izstopnih točk na prenosnem sistemu plina v obdobju 2016–2025.....	229
SLIKA 182:	Lastna raba plina, preračunana na prenesene količine plina v obdobju 2021–2025	230
SLIKA 183:	Razmerja lastne rabe kompresorskih postaj in MRP v obdobju 2022–2025	230
SLIKA 184:	Distribucijski sistemi plina glede na distribuirano količino.....	231
SLIKA 185:	Poraba odjemalcev na distribucijskih sistemih in ZDS glede na tip odjemalca in število odjemalcev v obdobju 2021–2025	233
SLIKA 186:	Dolžina omrežja distribucijskih sistemov in ZDS ter število aktivnih odjemalcev v obdobju 2021–2025.....	234
SLIKA 187:	Delež in število novih odjemalcev na distribucijskih sistemih v obdobju 2021–2025.....	235
SLIKA 188:	Delež porabljenega plina iz distribucijskih sistemov za gospodinske in negospodinske odjemalce v obdobju 2021–2025.....	235
SLIKA 189:	Skupna in povprečna poraba gospodinskih odjemalcev na distribucijskih sistemih v obdobju 2016–2025	236
SLIKA 190:	Skupna in povprečna poraba negospodinskih odjemalcev na distribucijskih sistemih v obdobju 2016–2025	237
SLIKA 191:	Distribuirane količine drugih energetskih plinov po distributerjih in vrsti distribuiranega plina.....	238
SLIKA 192:	Tržni deleži distributerjev drugih energetskih plinov (energetska vrednost prodanih količin)	239
SLIKA 193:	Tržni deleži distributerjev drugih energetskih plinov (število odjemalcev)	239
SLIKA 194:	Agregirana odstopanja nosilcev bilančnih skupin v obdobju 2021–2025	241
SLIKA 195:	Nakup in prodaja plina operaterja prenosnega sistema na trgovalni platformi, agregirana neto odstopanja nosilcev bilančnih skupin in izstopne količine plina v Sloveniji v letu 2025	242
SLIKA 196:	Povprečne cene plina za izravnavo odstopanj v obdobju 2020–2025.....	242
SLIKA 197:	Prihodki in odhodki operaterja prenosnega sistema na izravnalnem trgu v letu 2025.....	244
SLIKA 198:	Sistemske razlike SR_{mn} in delež glede na prenesene količine skozi prenosni sistem v obdobju 2021–2025.....	244
SLIKA 199:	Mesečno gibanje vsote sistemskih razlik SR_{iz} , količin za lastno rabo in količin za namen obračuna po OBA v letu 2025	245



SLIKA 200:	Trend razvoja sekundarnega trga s prenosnimi zmogljivostmi v obdobju 2017–2025	246
SLIKA 201:	Naložbe v prenosni sistem plina v obdobju 2005–2025	247
SLIKA 202:	Trend izgradnje, obnove in opuščanja distribucijskih plinovodov v obdobju 2021–2025 ..	248
SLIKA 203:	Stroški naložb v distribucijske plinovode v obdobju 2021–2025	248
SLIKA 204:	Dolžina novih distribucijskih omrežij v obdobju 2021–2025	249
SLIKA 205:	Primerjava načrtovanih upravičenih stroškov v regulativnem obdobju 2022–2024 in 2025–2027	253
SLIKA 206:	Struktura načrtovanih upravičenih stroškov operaterjev sistema v obdobju 2025–2027	254
SLIKA 207:	Struktura načrtovanih upravičenih stroškov dejavnosti operaterjev sistema za leto 2025	254
SLIKA 208:	Gibanje tarifnih postavk omrežnine za vstopne in izstopne točke prenosnega sistema v obdobju 2022–2026	255
SLIKA 209:	Gibanje omrežnine za distribucijo za manjše gospodinske odjemalce D1 (3.765 kWh) v obdobju 2021–2025	257
SLIKA 210:	Gibanje omrežnine za distribucijo za srednje velike gospodinske odjemalce – D2 (10 MWh) v obdobju 2021–2025	257
SLIKA 211:	Gibanje omrežnine za distribucijo za srednje velike gospodinske odjemalce – D2 (32 MWh) v obdobju 2021–2025	258
SLIKA 212:	Gibanje omrežnine za distribucijo za velike gospodinske odjemalce – D3 (215 MWh) v obdobju 2021–2025	258
SLIKA 213:	Gibanje omrežnine za distribucijo za srednje velike industrijske odjemalce – I3 (8.608 MWh) v obdobju 2021–2025	259
SLIKA 214:	Zakupljene prenosne zmogljivosti na dražbah v letu 2025	260
SLIKA 215:	Število uspešno izvedenih dražb v obdobju 2021–2025	261
SLIKA 216:	Dinamika dnevno prenesenih količin plina, tehnična zmogljivost in dodeljena zagotovljena zmogljivost na vstopni točki Ceršak v obdobju 2023–2025	262
SLIKA 217:	Dinamika dnevno prenesenih količin plina, tehnična zmogljivost in dodeljena zagotovljena zmogljivost na vstopni točki Šempeter v obdobju 2023–2025	263
SLIKA 218:	Dinamika dnevno prenesenih količin plina, tehnična zmogljivost in dodeljena zagotovljena zmogljivost na izstopni točki Šempeter v obdobju 2023–2025	263
SLIKA 219:	Dinamika dnevno prenesenih količin plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na vstopni točki Rogatec v obdobju 2023–2025	264
SLIKA 220:	Dinamika dnevno prenesenih količin plina, tehnična zmogljivost in dodeljena zagotovljena zmogljivost na izstopni točki Rogatec v obdobju 2023–2025	265
SLIKA 221:	Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na vstopni točki Ceršak v obdobju 2023–2025	266
SLIKA 222:	Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na vstopni točki Rogatec v obdobju 2023–2025	266
SLIKA 223:	Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na vstopni točki Šempeter v obdobju 2023–2025	267
SLIKA 224:	Deleži prenosa količin plina na vstopnih točkah v obdobju 2021–2025	268
SLIKA 225:	Povprečna zakupljena zmogljivost na relevantnih točkah v obdobju 2021–2025	268
SLIKA 226:	Viri plina v obdobju 2021–2025 glede na mesto nakupa	269
SLIKA 227:	Struktura uvoženega plina glede na ročnost sklenjenih pogodb	270

SLIKA 228:	Koncentracija veleprodajnega trga s plinom	271
SLIKA 229:	Trgovanje v virtualni točki (prosti trg) v obdobju 2021–2025	272
SLIKA 230:	Trgovanje v virtualni točki po trgovalnih produktih v 2025	273
SLIKA 231:	Trgovanje na trgovalni platformi (izravalni trg) v obdobju 2021–2025	274
SLIKA 232:	Trgovanje na trgovalni platformi v letu 2025	274
SLIKA 233:	Tehtana povprečna cena na trgovalni platformi in vrednosti CEGHIX v obdobju 2023–2025	275
SLIKA 234:	Število dobaviteljev na maloprodajnem trgu v Sloveniji v obdobju 2021–2025	276
SLIKA 235:	Maloprodajni indeks cen in nekatere značilne cene plina za gospodinske odjemalce brez omrežnine, dajatev in DDV v obdobju 2022–2025	277
SLIKA 236:	Končne cene plina za gospodinske odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v obdobju 2022–2025	278
SLIKA 237:	Končne cene plina za značilnega gospodinskega odjemalca D2 z vsemi davki in dajatvami za Slovenijo in sosednje države v obdobju 2023–2025	279
SLIKA 238:	Končne cene plina za poslovne odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v obdobju 2022–2025	280
SLIKA 239:	Končne cene plina za značilnega poslovnega odjemalca I3 z vsemi davki in dajatvami za Slovenijo in sosednje države v obdobju 2023–2025	280
SLIKA 240:	Struktura končne cene plina za gospodinske odjemalce v obdobju 2023–2025	281
SLIKA 241:	Struktura končne cene plina za poslovne odjemalce v obdobju 2023–2025	282
SLIKA 242:	Spremembe tržnih deležev na trgu za končne odjemalce v letu 2025 glede na leto 2024	284
SLIKA 243:	Primerjava tržnih deležev dobaviteljev poslovnim odjemalcem v letih 2021 in 2025	286
SLIKA 244:	Primerjava tržnih deležev dobaviteljev gospodinskim odjemalcem v letih 2021 in 2025	287
SLIKA 245:	Gibanje HHI na maloprodajnih trgih v obdobju 2023–2025	288
SLIKA 246:	Stopnja koncentracije CR3 in število dobaviteljev s tržnim deležem, večjim od 5 %, v obdobju 2023–2025	289
SLIKA 247:	Gibanje števila menjav dobavitelja v obdobju 2021–2025	290
SLIKA 248:	Dinamika števila menjav dobavitelja glede na tip odjema	291
SLIKA 249:	Količine zamenjanega plina glede na tip odjema	291
SLIKA 250:	Potencialni prihranek letnih stroškov oskrbe v primeru menjave dobavitelja za značilnega gospodinskega odjemalca v obdobju 2022–2025	292
SLIKA 251:	Zasilna oskrba zaradi razlogov na strani dobavitelja po posameznih mesecih v letu 2025	300
SLIKA 252:	Število odjemalcev, oskrbovanih pod pogoji zasilne oskrbe na lastno zahtevo v posameznem mesecu leta 2025	301
SLIKA 253:	Primerjava prejetih in odobrenih zahtevkov za nujno oskrbo	303
SLIKA 254:	Primerjava števila odklopov končnih odjemalcev	304
SLIKA 255:	Primerjava posameznih postopkov odklopa glede na skupine odjemalcev med električno energijo in plinom	305
SLIKA 256:	Število odpovedi pogodb o dobavi električne energije glede na razlog	306
SLIKA 257:	Število odpovedi pogodb o dobavi plina glede na razlog	306
SLIKA 258:	Pritožbe odjemalcev električne energije zoper dobavitelje po vsebinskih razlogih	308
SLIKA 259:	Pritožbe odjemalcev plina zoper dobavitelje po vsebinskih razlogih	308



SLIKA 260:	Odločitve dobaviteljev o upravičenosti pritožb gospodinjskih odjemalcev v obdobju 2021–2025	309
SLIKA 261:	Število reklamacij odjemalcev pri operaterjih po vsebini	310
SLIKA 262:	Število obravnavanih reklamacij pri operaterjih	311
SLIKA 263:	Odločanje agencije v sporih in pritožbah v obdobju 2021–2025.....	312
SLIKA 264:	Doseženi prihranki energije v obdobju 2015–2025.....	317
SLIKA 265:	Primerjava končne rabe oziroma prodaje energije med podatki zavezancev in SURS v obdobju 2014–2024 ter ciljnim in doseženimi prihranki energije zavezancev v obdobju 2015–2025.....	318
SLIKA 266:	Ciljni in doseženi prihranki energije glede na vrsto dobavitelja energenta	319
SLIKA 267:	Deleži prihrankov energije po posameznih ukrepih	320
SLIKA 268:	Doseženi prihranki energije po sektorjih v letu 2025.....	322
SLIKA 269:	Izvedba energetske pregledov v velikih gospodarskih družbah	325
SLIKA 270:	Primerjava izpolnjevanja obveznosti velikih gospodarskih družb med letoma 2019 in 2025	326
SLIKA 271:	Primerjava izpolnitve obveznosti velikih gospodarskih družb v letih 2019 in 2025	326
SLIKA 272:	Osnovni podatki o proizvedeni in distribuirani toploti za oskrbo odjemalcev, priključenih na distribucijske sisteme	331
SLIKA 273:	Poraba toplote po vrsti odjemalcev in njihovo število	332
SLIKA 274:	Struktura primarnih energentov za proizvodnjo toplote.....	333
SLIKA 275:	Struktura primarnih energentov v obdobju 2021–2025.....	334
SLIKA 276:	Struktura primarnih energentov za proizvodnjo toplote za distribucijske sisteme.....	335
SLIKA 277:	Porabljena toplota in število oskrbovanih gospodinjskih odjemalcev pri največjih distribucijskih sistemih toplote.....	336
SLIKA 278:	Porabljena toplota ter število poslovnih in ostalih odjemalcev pri največjih distribucijskih sistemih toplote	337
SLIKA 279:	Porabljena toplota in število oskrbovanih industrijskih odjemalcev pri največjih distribucijskih sistemih toplote	338
SLIKA 280:	Količine distribuirane toplote po slovenskih občinah.....	339
SLIKA 281:	Dolžina distribucijskih omrežij v slovenskih občinah.....	340
SLIKA 282:	Dolžine distribucijskih sistemov toplote in število priključenih odjemalcev toplote v posameznih občinah.....	340
SLIKA 283:	Povprečne letne distribucijske izgube ter dobavljena toplota odjemalcem na največjih distribucijskih sistemih po merilu letnih dobavljenih količin toplote	341
SLIKA 284:	Gostota odjema na največjih distribucijskih sistemih po merilu letnih dobavljenih količin toplote	341
SLIKA 285:	Gibanja povprečne maloprodajne cene toplote za gospodinjske odjemalce v posameznih slovenskih občinah v obdobju 2023–2025	343
SLIKA 286:	Število vloženih pritožb odjemalcev toplote	345

