POROČILO O STANJU
NA PODROČJU ENERGETIKE
V SLOVENIJI

2024



Agencija za energijo



POROČILO O STANJU
NA PODROČJU ENERGETIKE
V SLOVENIJI

Agencija za energijo



2024

KAZALO

ELEKTRIČNA ENERGIJA 10

Elektroenergetska bilanca 10
Prevzem 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 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

ŠTUDIJA PRIMERA
Sistemska analiza odjema in oddaje električne energije odjemalcev s samooskrbo 45

Reguliranje omrežnih dejavnosti 49
Ločitev dejavnosti 49
Tehnične storitve operaterjev 49
Zagotavljanje sistemskih storitev 49
Izravnava odstopanj in bilančni obračun 54
Kakovost oskrbe 58
Večletni razvoj elektroenergetskega omrežja 66

INFORMACIJSKA VARNOST ENERGETSKEGA SISTEMA 78
Omrežnina za prenosni in distribucijski sistem električne energije 90
Določitev omrežnine 90
Obračunavanje omrežnine 94

ŠTUDIJA PRIMERA
Učinki prenove obračunavanja omrežnine 98
Dodeljevanje in uporaba medobmočnih prenosnih zmogljivosti 104

Spodbujanje konkurence 105
Veleprodajni trg 106
Cene električne energije 106

ŠTUDIJA PRIMERA
Primerjalna analiza cen na evropskih platformah MARI in PICASSO ter izravnalnem trgu ELES 121
Preglednost trga 128
Učinkovitost trga 131

ŠTUDIJA PRIMERA
Dolgoročne pogodbe o nakupu električne energije iz OVE 142
Maloprodajni trg 145
Cene 146

ŠTUDIJA PRIMERA
Ovrednotenje konkurenčnosti dinamičnega maloprodajnega produkta v obdobju cenovne regulacije 162
Preglednost 166

ŠTUDIJA PRIMERA
Nova spletna aplikacija »Primerjalnik stroškov oskrbe« 170
Učinkovitost trga 175
Ukrepi za spodbujanje konkurence 189
Aktivni odjem, trg s prožnostjo ter drugi razvojni vidiki 196
Agregacija 197
Energetske skupnosti 202
Medsebojna izmenjava energije (P2P trgovanje) 204
Elektromobilnost 204

Zanesljivost oskrbe z električno energijo 210
Spremljanje usklajenosti med proizvodnjo in porabo 211
Spremljanje naložb v proizvodne zmogljivosti za zagotavljanje zanesljive oskrbe 212
Ukrepi za pokrivanje konične energije in primanjkljajev električne energije 214

PLIN 218

Bilanca oskrbe s plinom 218
Prenos plina 221
Distribucija plina 225
Drugi energetski plini iz distribucijskih sistemov 230

Reguliranje omrežnih dejavnosti 233
Ločitev dejavnosti 233
Tehnične storitve operaterjev 233
Izravnava odstopanj 233
Sekundarni trg s prenosnimi zmogljivostmi 238
Večletni razvoj plinovodnega omrežja 239
Varnost in zanesljivost obratovanja ter kakovost oskrbe 242

Omrežnina za prenosni in distribucijske sisteme plina 245
Določitev omrežnine 245
Omrežnina za prenosni sistem plina 248
Omrežnine za distribucijske sisteme plina 249
Zmogljivost na mejnih točkah 252

Spodbujanje konkurence 263
Veleprodajni trg 263
Preglednost trga 266
Učinkovitost trga 266
Maloprodajni trg 270
Cene plina na maloprodajnem trgu 271
Preglednost trga 277
Učinkovitost trga 279
Ukrepi za spodbujanje konkurence 289

Zanesljivost oskrbe s plinom 290

VARSTVO ODJEMALCEV 294

Pravica do obveščenosti 294

Pravica do zasilne, nadomestne, osnovne in nujne oskrbe 295
Pravica do zasilne oskrbe za odjemalce električne energije 295
Pravica do nadomestne oskrbe za odjemalce plina 297
Pravica do osnovne oskrbe s plinom 297
Pravica do nujne oskrbe 298

Odklopi odjemalcev 299

Pravica odjemalcev do pritožbe in izvensodno reševanje potrošniških sporov pri dobaviteljih 302
Pritožbe odjemalcev in izvensodno reševanje potrošniških sporov pri dobaviteljih energije 302
Pritožbe odjemalcev pri operaterjih distribucijskih sistemov električne energije in plina 305

Pravica do varstva v upravnem postopku 307

Pravica do varnega in zanesljivega obratovanja sistema in kakovostne oskrbe 308

UČINKOVITA RABA ENERGIJE 312

Sistem obveznega doseganja prihrankov energije in alternativni ukrep 312
Ciljni prihranki energije zavezancev 313
Dejavnosti dobaviteljev pri doseganju ciljnega prihranka energije 314
Doseženi prihranki energije s posameznimi ukrepi 315
Prihranki energije po sektorjih 317
Prihranki energije, doseženi v okviru alternativnega ukrepa 318

Energetski pregledi 320

TOPLOTA 326

Oskrba s toploto 326

Distribucijski sistemi toplote 334
Energetsko učinkoviti sistemi toplote 337

Cena toplote 337

Reguliranje cene toplote za daljinsko ogrevanje 338

Ločitev dejavnosti 339

SEZNAM KRATIC IN OKRAJŠAV 340

KAZALO TABEL 344

KAZALO SLIK 346



MAG. DUŠKA GODINA

DIREKTORICA

UVODNA BESEDA

Agencija za energijo vsako leto pripravi pregled stanja na področju energetike za preteklo leto in o tem poroča Evropski komisiji, Vladi RS in Državnemu zboru. Tudi v poročilu za leto 2024 so celovito predstavljena ključna dogajanja in spremembe v zvezi z oskrbo z električno energijo, plini in toploto, in tudi podatki o napredku pri zagotavljanju učinkovite rabe energije ter varstvu pravic odjemalcev.

Evropska komisija v Akcijskem načrtu za cenovno dostopno energijo ugotavlja, da smo vzpostavili močno povezan energetski trg, še vedno pa nam ni uspelo oblikovati prave energetske unije, ki bi resnično zagotovila zanesljivo, trajnostno, konkurenčno in dostopno energijo vsem Evropejcem. Stroški energije v EU ostajajo razmeroma visoki, kar po mnenju Komisije Evropo izpostavlja dejanskemu tveganju deindustrializacije in ogroža naše gospodarstvo. Pomembno je, da odločno vztrajamo na poti zelenega prehoda, saj smo skupaj že storili pomembne korake za spodbujanje energetske učinkovitosti, proizvodnjo čiste energije in diverzifikacijo virov. Na novo nameščene vetrne in sončne zmogljivosti v EU so leta 2024 dosegle rekordno raven v višini 78 GW, z obnovljivimi viri energije pa je bilo proizvedenih kar 48 % električne energije v EU (leta 2023 45 % in leta 2020 41 %). Cene plina so se od pomladi 2023 znatno znižale, Komisija pa nadaljuje prizadevanja za popolno opustitev uvoza ruske energije.

V Sloveniji smo preteklo leto zabeležili najvišjo vrednost proizvedene električne energije v hidroelektrarnah po letu 2014, kar je pomembno vplivalo na zelo visoko, kar 97-odstotno pokritost porabe z domačo proizvodnjo. Povečala se je tudi proizvodnja v sončnih elektrarnah, in sicer za skoraj 25 % glede na leto

2023. V preteklem letu je obratovalo že 60.245 proizvodnih naprav za samooskrbo, kar 35 % več kot leta 2023, in delež odjemalcev, ki so hkrati tudi proizvajali električno energijo, se je povečal na 6,2 %. Poraba električne energije je ostala na približno enaki ravni, poraba plina se je povečala za skoraj 8 %, nižja je bila le poraba toplote. Pri proizvodnji toplote beležimo dobrih 18 % manjšo porabo premoga in 20-odstotni delež obnovljivih virov energije.

Cene električne energije so bile tudi v letu 2024 regulirane, zato je bila oskrba za gospodinjske odjemalce še vedno precej cenejša od povprečja EU. Država je iz proračuna pokrila skupno več kot 210 milijonov evrov razlike med tržno in regulirano ceno, regulacija cen pa je vplivala tudi na dinamiko menjav dobavitelja na maloprodajnem trgu. Dobavitelji so svoje ponudbe oblikovali praktično na ravni zamejenih cen, akcijskih ponudb tudi v letu 2024 ni bilo, potencialni prihranki ob zamenjavi dobavitelja pa so bili minimalni. V zadnjih treh letih smo zabeležili rekordno nizko število menjav dobaviteljev energentov v primerjavi z leti, ko je maloprodajni trg deloval pod konkurenčnimi pogoji. Cene plina so lani padale za vse skupine odjemalcev, pri čemer je bila cena oskrbe s plinom za gospodinjstva kar 20 % nižja od povprečja v EU.

V preteklem letu smo zabeležili tudi vrednostno najvišjo raven naložb v omrežja za distribucijo električne energije. Porast teh stroškov je sicer delno posledica dviga cen materiala in storitev, a glede na razvojne načrte operaterja prenosnega omrežja bodo zaradi doseganja okoljskih ciljev in s tem povezane povečane elektrifikacije vseh sektorjev porabe ter vse več razpršenih in nestanovitnih virov energije potrebne obsežne naložbe v elektroenergetsko omrežje, ki je hrbtenica zelenega prehoda. Da bodo stroški omrežja postali glavni dejavnik stroškov oskrbe z električno energijo, izpostavljajo tako Evropska komisija kot tudi Evropsko računsko sodišče in ACER in poudarjajo, da je obvladovanje njihovega naraščanja ključnega pomena za konkurenčnost industrije kot tudi za zagotavljanje cenovne dostopnosti. Spodbujanje učinkovite uporabe omrežij je zato edina vzdržna smer razvoja in nujna za zniževanje stroškov. Zaradi nestalne oskrbe z električno energijo in povečanja odjema že prihaja do višjih konic, večjih nihanj in večje nepredvidljivosti v oskrbi in porabi. Zato je s ciljem zmanjšanja potreb po dragih širitvah zmogljivosti omrežja treba nujno zagotavljati ukrepe za prožnost prilagajanja odjema, nacionalni regulativni organi pa moramo zagotoviti, da se omrežne tarife razvijajo v skladu z energetskim sistemom. Nov obračun omrežnine, ki se uporablja od oktobra 2024, temelji na naprednem merjenju in zagotavlja pravičnejšo porazdelitev stroškov, omogoča prožnejši odjem, spodbuja zmanjševanje konic in prispeva k boljši izrabi obstoječih zmogljivosti. Do konca leta 2024 je bilo že 96,7 % vseh merilnih mest opremljenih z naprednimi števci.

Energetski prehod mora biti socialno pravičen in vključujoč. Podpora ranljivim skupinam, energetsko svetovanje in spodbude za učinkovito rabo energije so postali sestavni del trajnostne energetske politike. To ni zgolj politična zaveza, temveč tudi temeljna vrednota energetskega prehoda.

Podatki v poročilu niso le številke – so dokaz, da smo tudi v Sloveniji odločno na poti preobrazbe energetskega sektorja v smeri večje energetske neodvisnosti, trajnostne oskrbe in podnebne odgovornosti.

Poročilo o stanju na področju energetike se s svojo bogato vsebino ozira nazaj, ob tem pa je pomembna pomoč pri spopadanju z izzivi in iskanju uspešnih rešitev za omogočanje trajnostne, zanesljive in cenovno dostopne energije. Iskrena hvala vsem, ki ste zagotovili podatke za to obsežno poročilo, in vsem sodelavcem na Agenciji za energijo za predano, odgovorno in izjemno strokovno delo.



ELEKTRIČNA ENERGIJA

OB UPOŠTEVANJU CELOTNE PROIZVODNJE V NEK SLOVENIJA V LETU 2024 NETO IZVOZNICA ELEKTRIČNE ENERGIJE

- 36,8 % JEDRSKO GORIVO
- 40,2 % OVE
- 23,0 % FOSILNA GORIVA



PONOVNO NADPOVPREČNA PROIZVODNJA V HE – NAJVEČJA PO LETU 2014

OCENJEN
24,2-%
DELEŽ OVE
V SKUPNI BRUTO KONČNI RABI ENERGIJE

97,1-%
POKRITOST PORABE

ELEKTRIČNE ENERGIJE Z DOMAČO PROIZVODNJO

12.694 GWh

SKUPNA PORABA EE VSEH KONČNIH ODJEMALCEV - OSTAJA NA RAVNI LETA 2023

- 2 % MANJŠA PORABA GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV
- 0,9 % VIŠJA PORABA POSLOVNIH ODJEMALCEV

V PODATKIH NI UPOŠTEVANA PROIZVEDENA IN PORABLJENA EE ZA MERILNIM MESTOM (SAMOOSKRBA).

220 mio

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



RAST DELEŽA PODZEMNIH VODOV SE UPOČASNJUJE – V LETU 2024 LE ŠE 0,9 ODSTOTNE TOČKE - VEDNO VEČJI ODMIK OD CILJNE VREDNOSTI V NEPN

96,7 %
UPORABNIKOV

NA DISTRIBUCIJSKEM SISTEMU OPREMLJENIH Z NAPREDNIMI MERILNIMI NAPRAVAMI

Temelj sodobnega načina življenja, tehnološkega razvoja in doseganja podnebne nevtralnosti



ENISA CYBER EUROPE
– NAJVEČJA KIBERNETSKA VAJA, OSREDOTOČENA NA ENERGETSKI SEKTOR, V EVROPSKEM PROSTORU

19.549
ELEKTRIČNIH VOZIL

2.156
JAVNIH POLNILNIH MEST

6,2-%
DELEŽ
ODJEMALCEV, KI SO HKRATI TUDI PROIZVAJALCI

8 %
VEČ
PROIZVODNJE IZ OVE – NAJVEČJI DELEŽ IZ HIDROELEKTRARN

82,6 %
MANJ IZPLAČANIH
PODPOR ZA PROIZVODNJO EE IZ PLINA GLEDE NA LETO 2023

SKORAJ 25 % VEČ PROIZVODNJE V SONČNIH ELEKTRARNAH KOT V LETU 2023

60.245
NAPRAV ZA SAMOOSKRBO
- SKUPNA PRIKLJUČNA MOČ 779 MW
- OCENJENA PROIZVODNJA V LETU 2024 ZNAŠA 674,2 GWh

PODPORE IZPLAČANE LE ZA 3,2 % VSE PROIZVEDENE EE V LETU 2024

2,2-% ZVIŠANJE POVPREČNE LETNE KONČNE CENE OSKRBE ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA

PRIBLIŽNO
14-%
ZNIŽANJE CEN NA BORZAH

21,4-%
ZNIŽANJE
KONČNIH CEN OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO ZA POVPREČEN POSLOVNI ODJEM

ZARADI UKREPOV ZA BLAŽENJE ENERGETSKE KRIZE TUDI V LETU 2024 CENA OSKRBE GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV POD POVPREČJEM EU

ELEKTRIČNA ENERGIJA

Elektroenergetska bilanca

Prevzem in oddaja električne energije v sistemu

V letu 2024 je bilo iz proizvodnih enot, ki so v Sloveniji priključene na prenosni ali distribucijski sistem, v elektroenergetski sistem prevzetih 15.101 GWh električne energije, kar je 907 GWh več kot leta 2023. V elektroenergetski bilanci prevzema in oddaje električne energije na sliki 1 je upoštevan še prevzem 40 GWh iz baterijskih hranilnikov, in sicer v okviru proizvodnje na distribucijskem sistemu in zaprtih distribucijskih sistemih. Prevzem električne energije iz proizvodnih naprav na obnovljive vire je znašal 6.046 GWh, kar je 338 GWh več kot leto pred tem. Tudi prevzem iz elektrarn na fosilna goriva je bil za 349 GWh večji kot leto prej in je znašal 3.470 GWh. Iz Nuklearne elektrarne Krško je bilo v prenosni sistem prevzetih 5.544 GWh električne energije oziroma 221 GWh več kot leta 2023. Količine energije so povzete iz bilanc elektrooperaterjev na podlagi fizičnih pretokov.

V elektroenergetski sistem prevzeto 15.101 GWh električne energije, od tega 40,2 % iz proizvodnih naprav na OVE

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 2023 povečala za 40 GWh in je znašala 1.244 GWh oziroma 1.284 GWh ob upoštevanju električne energije, prevzete iz baterijskih hranilnikov. V internih omrežjih odjemalcev s priključenimi proizvodnimi napravami v notranji inštalaciji je bilo proizvedenih in porabljenih še 708 GWh električne energije, kar je dodatnih 55 % 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 674 GWh[1], poročila elektrooperaterjev pa navajajo, da je bilo na merilnih mestih odjemalcev z letnim obračunom energije v distribucijski sistem predano 558 GWh, iz distribucijskega sistema pa prevzetih 581 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).

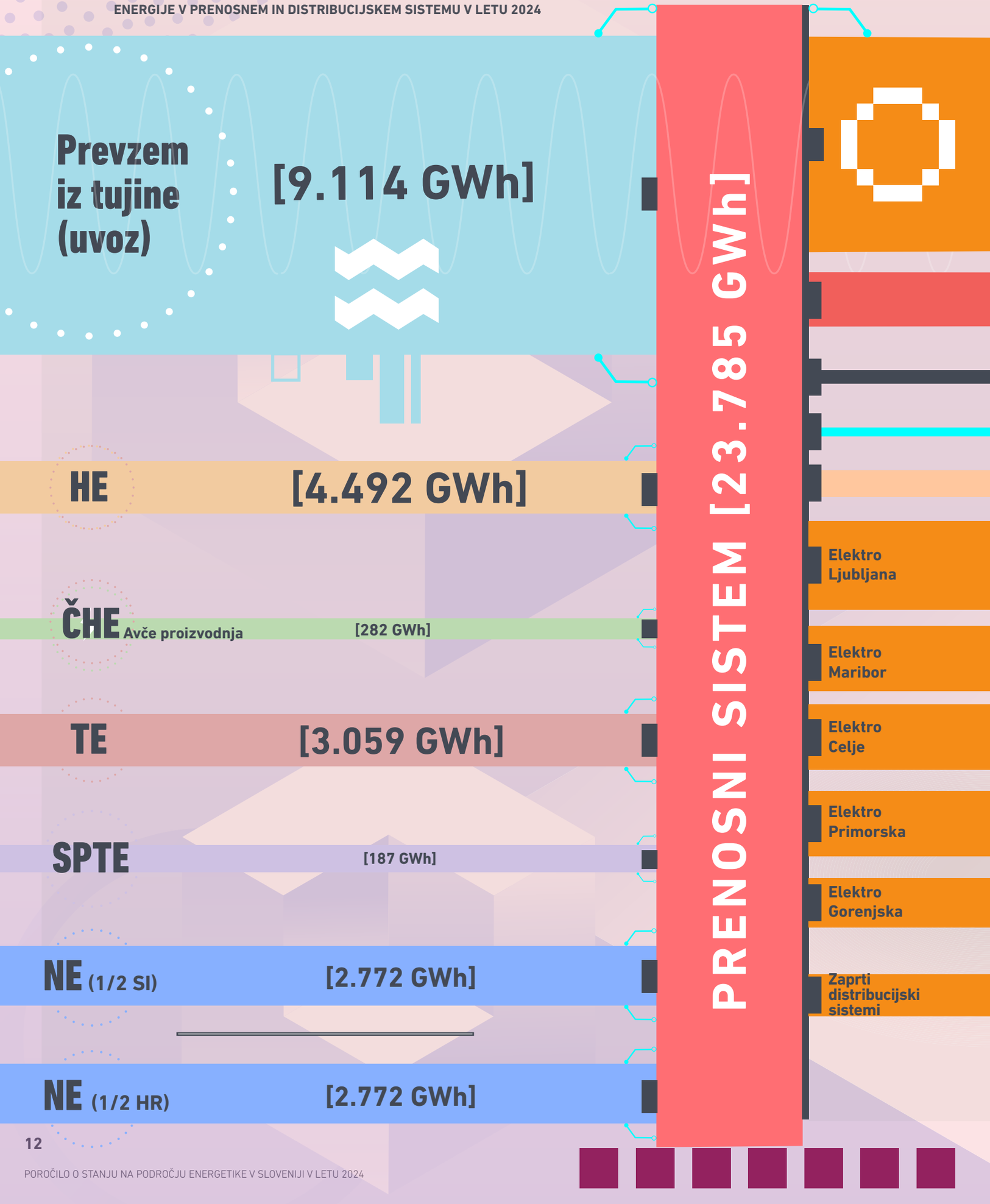
TABELA 1: PREVZEM ELEKTRIČNE ENERGIJE V PRENOSNI IN DISTRIBUCIJSKI SISTEM V OBDOBJU 2022–2024 V GWh

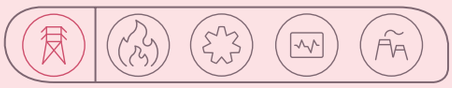
Prevzem električne energije v prenosni sistem [GWh]	**2022**	**2023**	**2024**
Dravske elektrarne Maribor	1.846,9	2.958,6	3.224,8
Savske elektrarne Ljubljana	225,7	397,4	387,7
Hidroelektrarne na spodnji Savi	400,0	682,9	641,4
Soške elektrarne Nova Gorica	313,0	452,9	490,4
ČHE Avče v proizvodnem režimu	251,2	300,2	282,0
Skupaj HE	**3.036,7**	**4.792,0**	**5.026,3**
TE Šoštanj	2.541,8	2.682,9	3.021,4
TE Brestanica	40,8	–0,1	37,2
TE Trbovlje	0,1	–1,1	0,6
Javno podjetje Energetika Ljubljana	258,8	159,1	186,7
Skupaj TE in SPTE	**2.841,4**	**2.840,8**	**3.245,9**
Nuklearna elektrarna Krško	**5.302,2**	**5.323,4**	**5.544,3**
Skupaj prevzem električne energije v prenosni sistem	**11.180,4**	**12.956,1**	**13.816,5**
Prevzem električne energije v distribucijski sistem [GWh]	**2022**	**2023**	**2024**
HE do vključno 1 MW	158,7	247,3	238,1
HE nad 1 MW	114,1	156,6	163,9
Elektrarne na lesno biomaso	41,5	32,8	34,2
Vetrne elektrarne	5,7	6,4	6,5
Sončne elektrarne	286,8	361,1	473,0
Elektrarne na bioplin	117,1	111,9	104,3
Elektrarne na komunalne odpadke	0,7	0,1	0,1
Skupaj obnovljivi viri energije	**724,6**	**916,2**	**1.020,1**
Skupaj neobnovljivi viri energije	**255,5**	**280,6**	**223,92**
Nedoločljivo (prevzem iz hranilnikov)	**31,8**	**41,3**	**40,1**
Skupaj prevzem električne energije v distribucijski sistem	**1.011,9**	**1.238,1**	**1.284,1**
SKUPAJ PREVZEM ELEKTRIČNE ENERGIJE	**12.192,3**	**14.194,2**	**15.100,6**

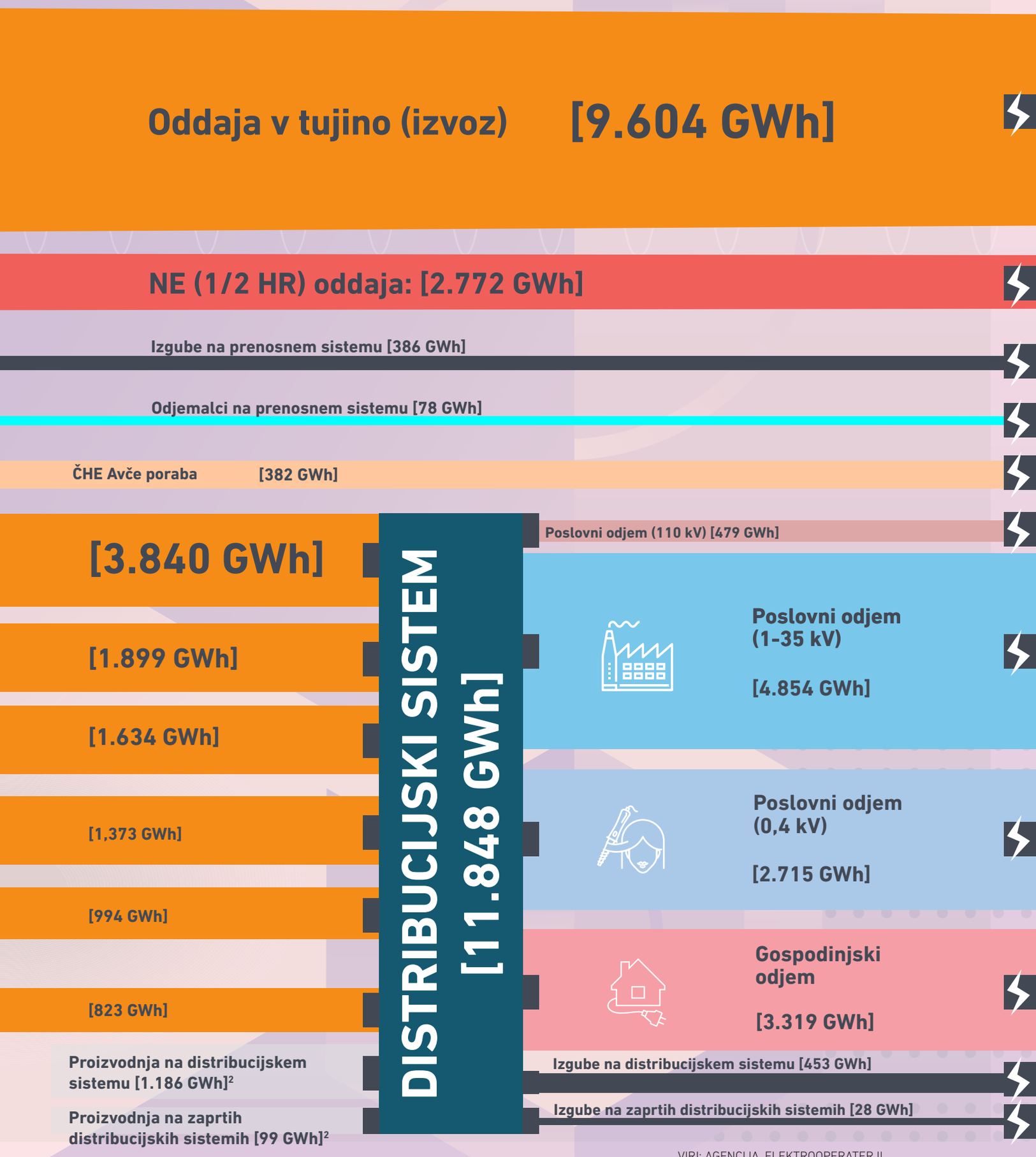
VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

ELEKTRIKA

SLIKA 1: ELEKTROENERGETSKA BILANCA PREVZEMA IN ODDAJE ELEKTRIČNE ENERGIJE V PRENOSNEM IN DISTRIBUCIJSKEM SISTEMU V LETU 2024







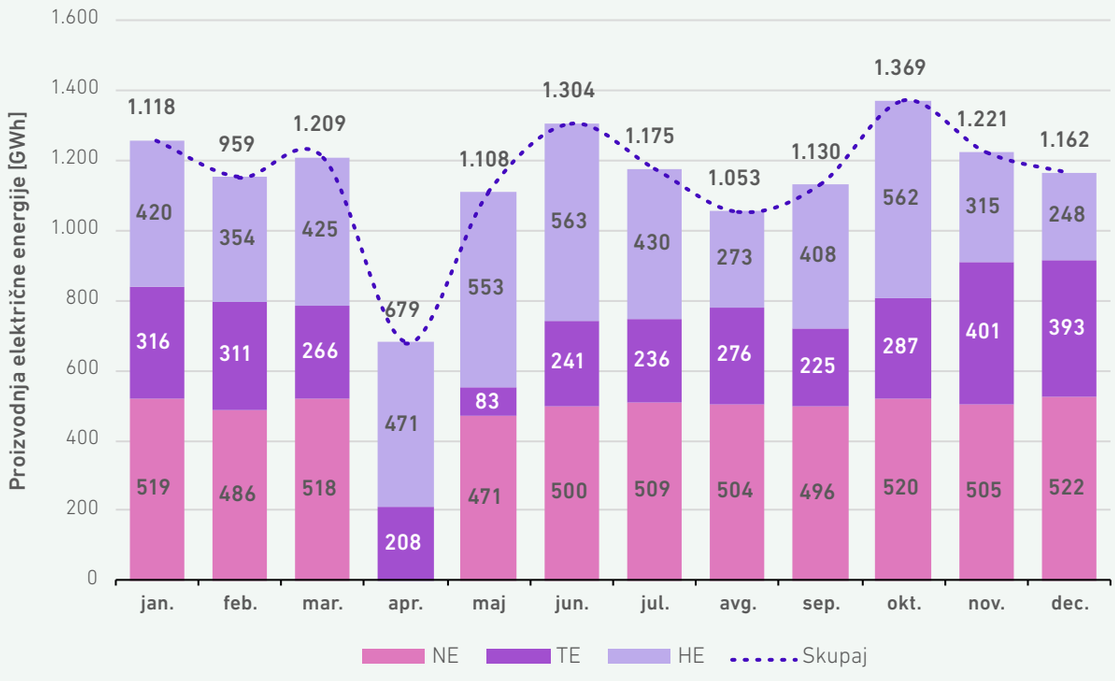
VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

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

Domača proizvodnja, z upoštevanjem polovičnega deleža proizvodnje Nuklearne elektrarne Krško (NEK), je v slovenski elektroenergetski sistem prispevala 12.328 GWh električne energije. Odjem končnih odjemalcev, vključno z izgubami na sistemu, je znašal 12.694 GWh električne energije. V Sloveniji smo v letu 2024 z domačo proizvodnjo pokrili 97,1 % porabe električne energije končnih odjemalcev.

Na sliki 2 je prikazano mesečno gibanje proizvodnje električne energije iz elektrarn, ki so bile v letu 2024 priključene na prenosni sistem. Leto 2024 so podobno kot leto prej zaznamovale odlične hidrološke razmere in še višja proizvodnja električne energije v hidroelektrarnah. Proizvodnja v Nuklearni elektrarni Krško je bila zaradi rednega remonta ustavljena v aprilu, TEŠ 6 pa je bil konec aprila zaustavljen zaradi rednih vzdrževalnih del, zaustavitev pa se je nadaljevala še prve tri tedne maja zaradi ugodne energetske situacije na trgu in izjemno visoke proizvodnje v hidrolelektrarnah.

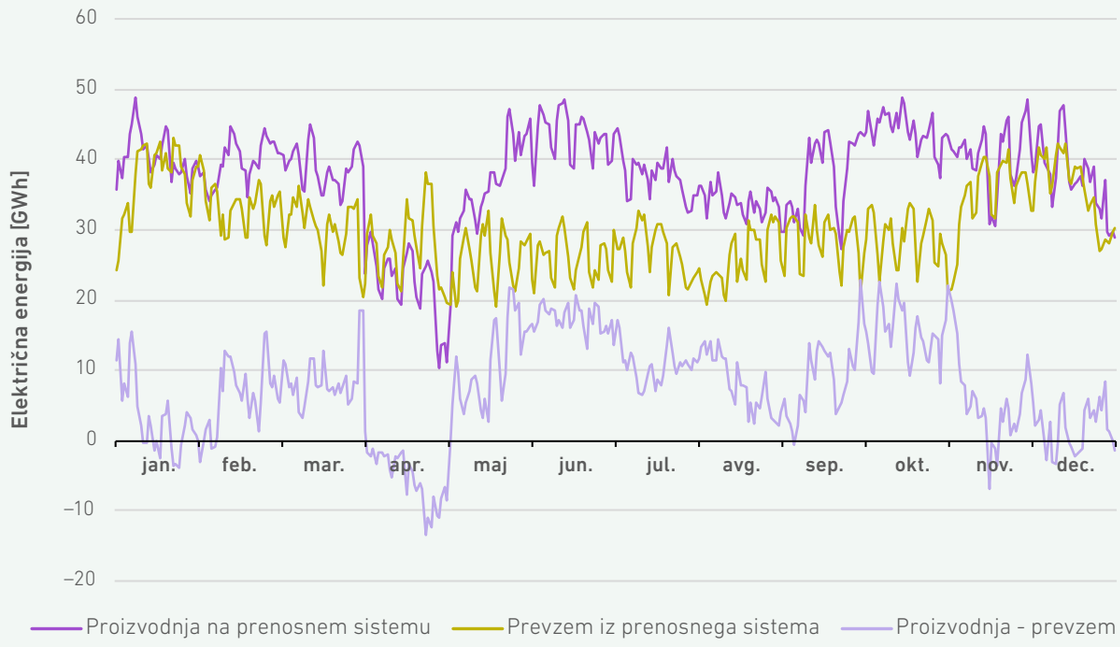
SLIKA 2: MESEČNO GIBANJE PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ VELIKIH ELEKTRARN NA PRENOSNEM SISTEMU



VIRA: AGENCIJA, ELES

Na sliki 3 je prikazano gibanje proizvodnje in prevzema električne energije iz prenosnega sistema, iz katerega je razviden primanjkljaj proizvodnje praktično le v času zaustavitve NEK zaradi rednega remonta v aprilu. V ostalih mesecih je domača proizvodnja v povprečju sledila domačim potrebam oziroma jih v obdobju od maja do novembra večino časa celo znatno presegala.

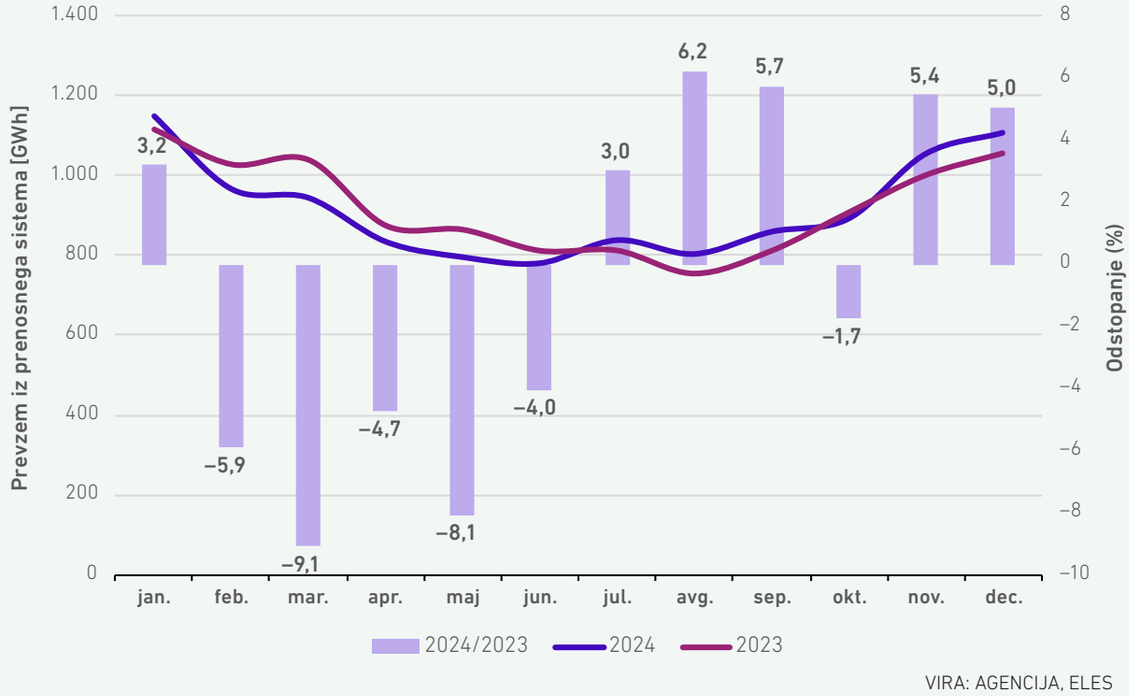
SLIKA 3: GIBANJE DNEVNE PROIZVODNJE IN PREVZEMA ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PRENOSNEM SISTEMU



VIRA: AGENCIJA, ELES

Slika 4 prikazuje mesečno gibanje prevzema električne energije iz prenosnega sistema v letih 2023 in 2024. Posebej je prikazano tudi mesečno razmerje prevzema v obeh letih, iz katerega je razvidno znatno znižanje prevzema električne energije iz prenosnega sistema v letu 2024 glede na predhodno leto predvsem v prvi polovici leta, v drugi polovici leta 2024 pa se je prevzem električne energije iz prenosnega sistema glede na predhodno leto spet povečal. V obdobju celotnega leta 2024 je bil prevzem električne energije iz prenosnega sistema le za 52 GWh nižji kot leto poprej in je znašal 11.025 GWh.

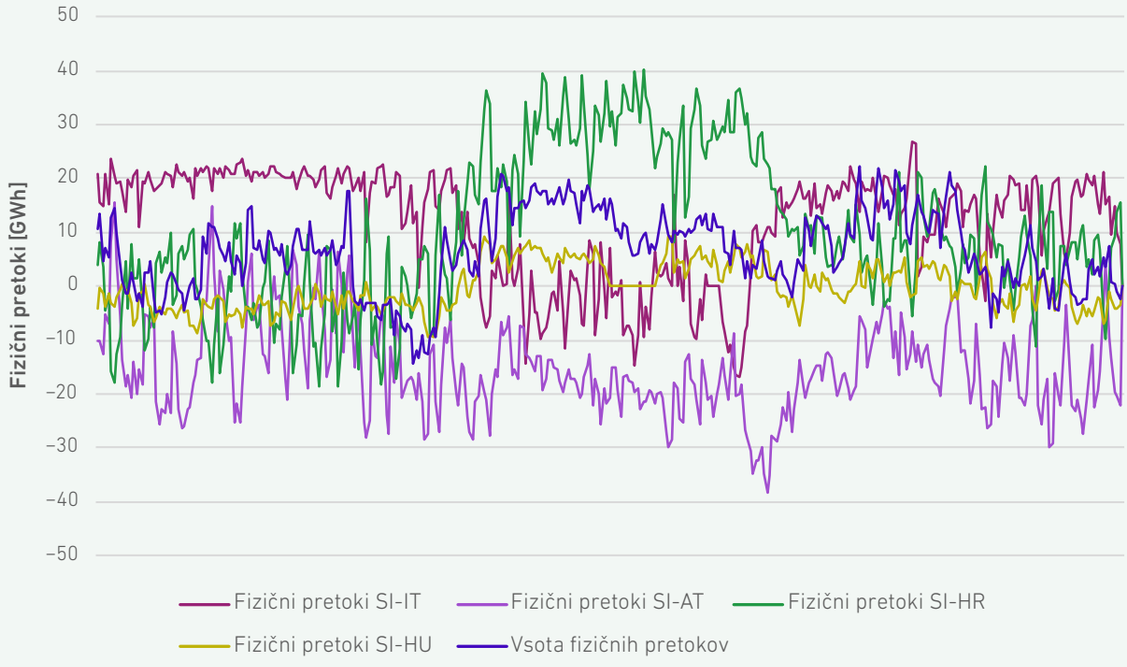
SLIKA 4: MESEČNI PREVZEM ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ PRENOSNEGA SISTEMA V LETIH 2023 IN 2024 Z MESEČNIM ODSTOPANJEM



VIRA: AGENCIJA, ELES

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

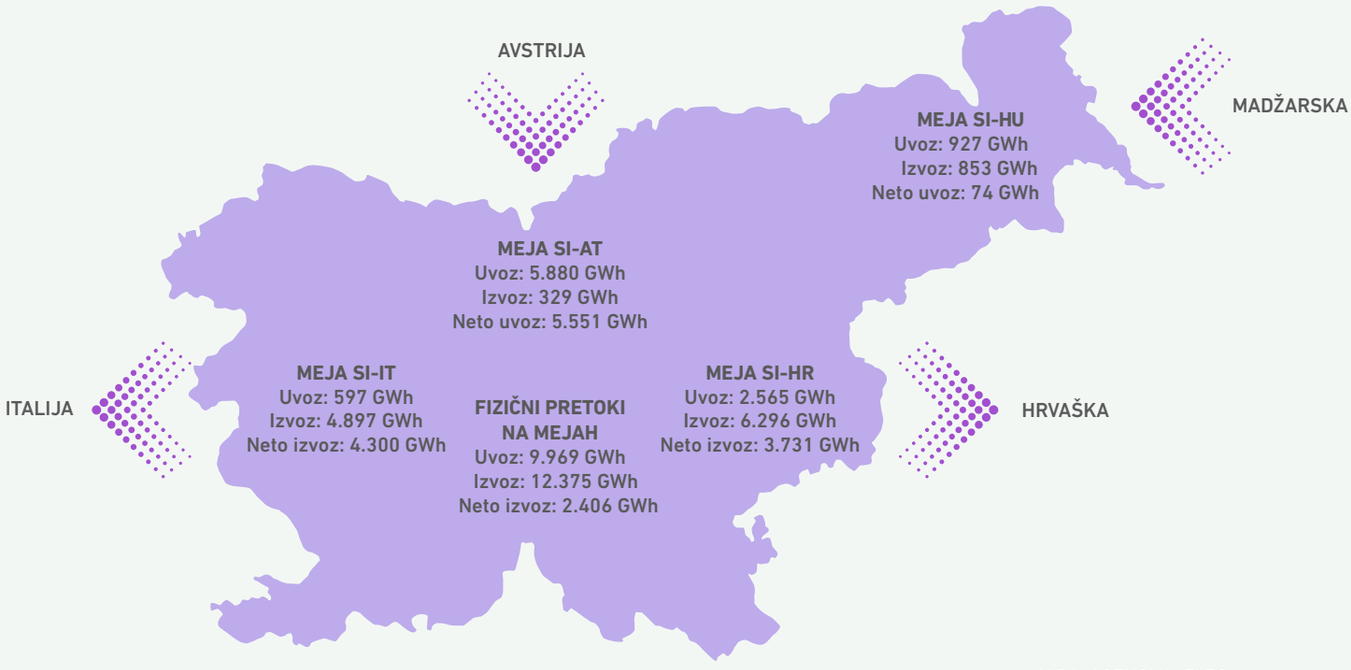


VIRA: AGENCIJA, ELES

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 2024 neto izvoznica električne energije na mejah z Italijo in s Hrvaško, 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 2024 neto izvoznica električne energije. Na sliki 6 so prikazane letne količine fizičnih pretokov na mejah s sosednjimi 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.

Ob upoštevanju celotne proizvodnje v NEK Slovenija v letu 2024 neto izvoznica električne energije

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

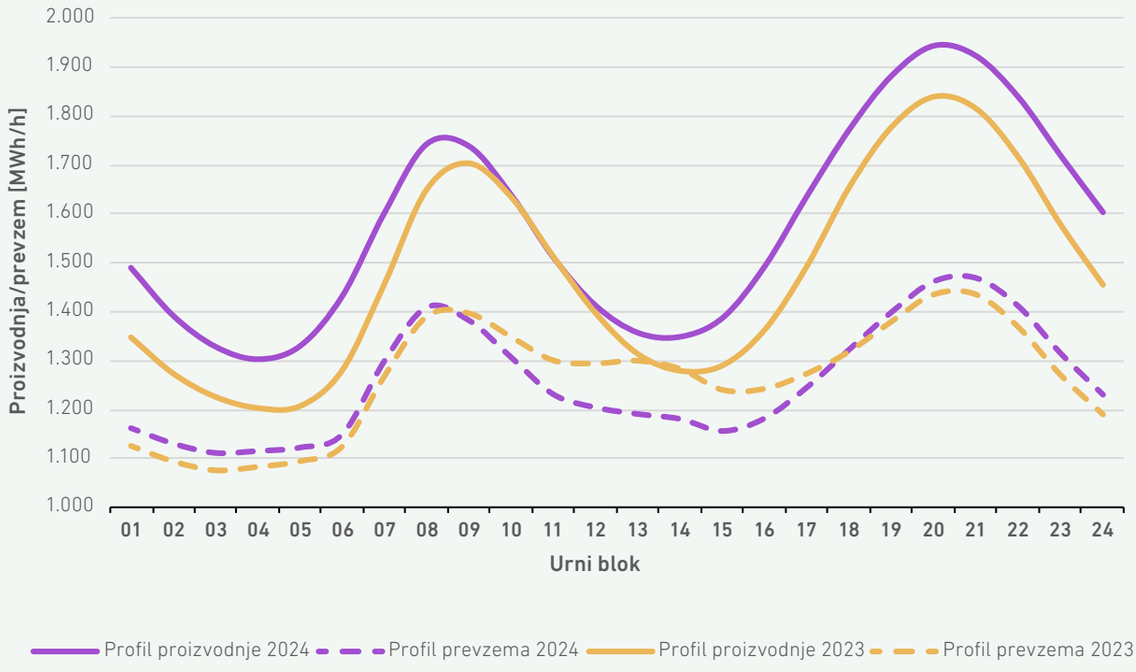


VIRA: AGENCIJA, ELES

Slika 7 prikazuje povprečni dnevni profil proizvodnje in prevzema električne energije iz prenosnega sistema v letih 2023 in 2024. Prenosni sistem je bil v letu 2024 najmanj obremenjen v nočnem času (okoli 3. ure), najvišja obremenitev pa se je pojavljala dvakrat, in sicer najprej dopoldne (okoli 8. ure) ter nato še nekoliko višja zvečer med 20. in 21. uro. Iz primerjave profilov proizvodnje in odjema za obe leti je razvidno, da je bila v letu 2024 podobno kot v letu 2023 proizvodnja v vseh urah dneva v povprečju višja od odjema.

Največja urna obremenitev prenosnega elektroenergetskega sistema je v letu 2024, brez upoštevanja izgub, znašala 2.100 MW, kar je 75 MW več kot v letu 2023. Dosežena je bila v ponedeljek, 22. januarja 2024, v 9. urnem bloku (med 8. in 9. uro). Že tretje 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: POVPREČNI DNEVNI PROFIL PROIZVODNJE IN PREVZEMA ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ PRENOSNEGA SISTEMA V LETIH 2023 IN 2024

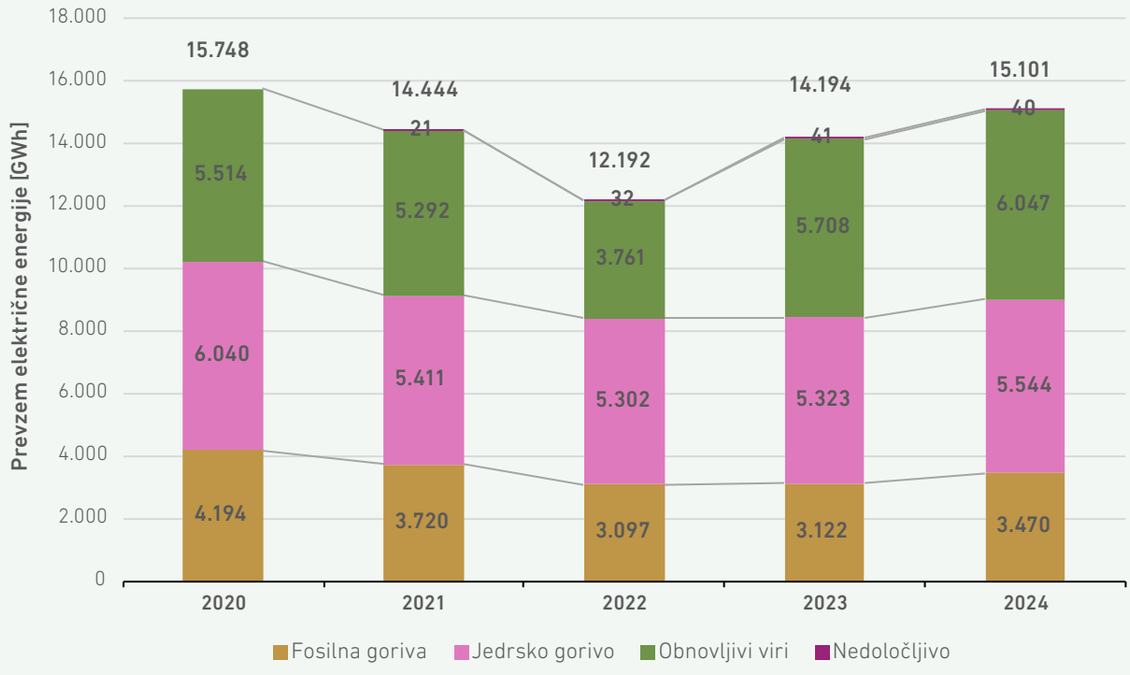


VIRA: AGENCIJA, ELES

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 povečani proizvodnji električne energije iz vseh primarnih virov energije so bili v letu 2024 deleži proizvedene električne energije in v elektroenergetski sistem prevzete električne energije v Sloveniji praktično enaki kot leto poprej in so znašali 40,2 % za obnovljive vire energije, 23,0 % za elektrarne na fosilna goriva ter 36,8 % za NEK, kar vključuje tudi 50-odstotni delež, ki na podlagi meddržavnega sporazuma pripada Hrvaški.

36,8 % vse proizvedene in prevzete električne energije iz jedrske elektrarne vključuje tudi 50-% delež, ki pripada Hrvaški, 40,2 % iz obnovljivih virov in 23,0 % iz fosilnih goriv

SLIKA 8: PREVZEM ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ PROIZVODNIH ENOT V PRENOSNI IN DISTRIBUCIJSKI SISTEM V OBDOBJU 2020–2024



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

TABELA 2: PRIMARNI VIRI ELEKTRIČNE ENERGIJE, PREVZETE V PRENOSNI IN DISTRIBUCIJSKI SISTEM V OBDOBJU 2022–2024

Primarni viri za proizvodnjo električne energije	**2022**		**2023**		**2024**	
	[GWh]	**Delež**	**[GWh]**	**Delež**	**[GWh]**	**Delež**
Fosilna goriva	3.097	25,5 %	3.122	22,1 %	3.470	23,0 %
Jedrsko gorivo	5.302	43,6 %	5.323	37,6 %	5.544	36,8 %
Obnovljivi viri	3.761	30,9 %	5.708	40,3 %	6.047	40,2 %
• vodna energija	3.310	88,0 %	5.196	91,0 %	5.428	89,9 %
• vetrna energija	5,7	0,2 %	6,36	0,1 %	7,00	0,1 %
• sončna energija	287	7,6 %	361	6,3 %	473	7,7 %
• drugi obnovljivi viri	159	4,2 %	145	2,6 %	139	2,3 %
Nedoločljivo	32	-	41	-	40	-
SKUPAJ PREVZEM ELEKTRIČNE ENERGIJE	**12.192**		**14.194**		**15.101**	

VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

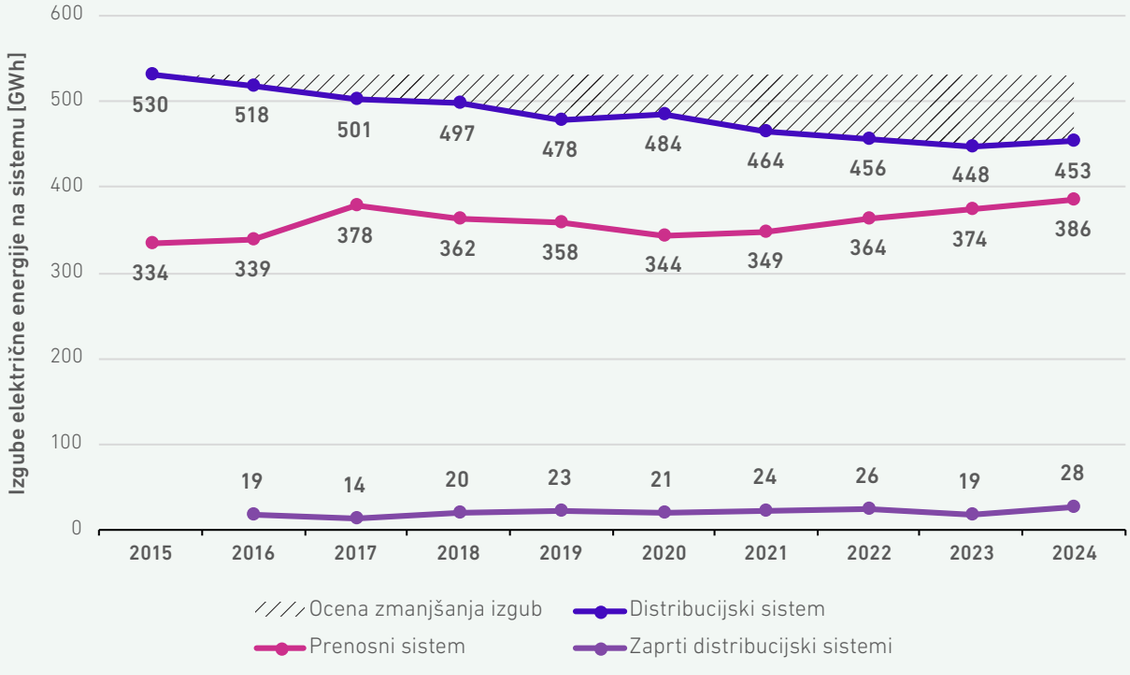
Izgube električne energije na elektroenergetskem sistemu

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 kabliranja srednjenapetostnega in nizkonapetostnega omrežja. Kot posledica uvedbe zgoraj navedenih ukrepov znaša ocena prihranka količin električne energije za izgube na distribucijskem sistemu v obdobju 2015–2024 več kot 300 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 nista pravilno zajeti v elektroenergetski bilanci Slovenije.

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 2015–2024 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 2015–2024



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

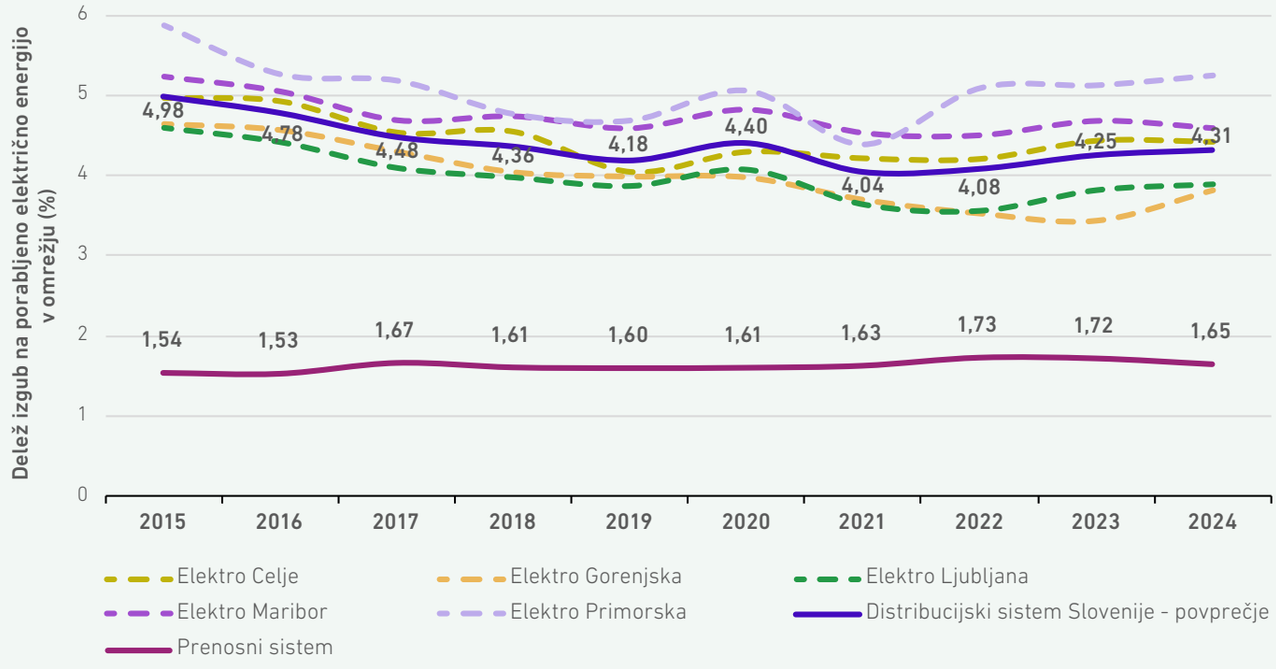
Deleže izgub izračunavamo glede na porabljene količine iz prenosnega oziroma distribucijskega sistema. Porast deleža izgub na distribucijskem sistemu v letih od 2022 do 2024 je povezan deloma z dejanskim zmanjšanjem porabe pri poslovnih odjemalcih, deloma pa z virtualnim zmanjšanjem porabe pri gospodinjskih ter malih poslovnih odjemalcih zaradi letnega netiranja proizvodnje in porabe pri odjemalcih s samooskrbo. Na prenosnem sistemu so se zaradi dodatnega tranzita električne

energije čez državo v zadnjih letih količine izgub vztrajno povečevale, delež izgub v letu 2024 pa se je nekoliko zmanjšal, kar je mogoče povezati z višjo proizvodnjo električne energije iz domačih virov.

Na sliki 10 so prikazani deleži izgub za ELES, posamezna distribucijska podjetja in povprečje za celoten distribucijski sistem Slovenije v obdobju 2015–2024.

Delež izgub električne energije na distribucijskem sistemu raste zaradi zmanjšanja obračunane porabe

SLIKA 10: DELEŽI IZGUB ZA PRENOSNI SISTEM, DISTRIBUCIJSKI SISTEM IN DISTRIBUCIJSKA PODJETJA V OBDOBJU 2015–2024



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Proizvodnja električne energije

V letu 2024 je na slovenskem trgu z električno energijo delovalo devet družb, ki imajo proizvodne objekte z inštalirano močjo nad 10 MW. Ena izmed teh je Energetika Ljubljana, preostale družbe pa so združene ali pod okriljem skupine HSE, ki na slovenskem veleprodajnem trgu sestavlja prvi energetski steber, ali pod okriljem skupine GEN energija, ki je drugi energetski steber.

Ponovno nadpovprečna proizvodnja v HE – največja po letu 2014

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.	**1.939,6**	**39,01 %**	**7.019,2**	**52,3 %**
Hidroelektrarne	936,6		3.992,9	
Termoelektrarne	1.000,0		3.022,0	
Drugo (SPTE, SE, VE)	3,0		4,3	
GEN energija d.o.o.	**1.037,8**	**20,87 %**	**3.838,4**	**28,6 %**
Hidroelektrarne	273,9		1.019,9	
Termoelektrarne	406,0		37,2	
Nuklearna elektrarna*	350,0		2.772,1	
Drugo (SPTE, SE, VE)	7,9		9,2	
JAVNO PODJETJE ENERGETIKA LJUBLJANA d.o.o. **	**251,0**	**5,05 %**	**186,7**	**1,4 %**
SPTE	251,0		186,7	
• od tega proizvodnja na lesno biomaso	/		30,8	
Drugi manjši proizvajalci (na distribucijskem omrežju in ZDS)***	**1.743,9**	**35,07 %**	**2.327,3**	**17,7 %**
Hidroelektrarne	122,9		437,3	
Geotermalne elektrarne	0,0		0,0	
Elektrarne na lesno biomaso	18,6		66,2	
Vetrne elektrarne	3,4		6,6	
Sončne elektrarne	1.410,2		1.268,0	
Elektrarne na bioplin	36,8		121,5	
Elektrarne na komunalne odpadke	3,3		3,5	
Elektrarne na druge OVE	1,6		0,7	
Elektrarne na neobnovljive vire energije	147,1		423,5	
Skupaj v Sloveniji	**4.972,3**	**100 %**	**13.371,6**	**100 %**
• **od tega na prenosnem omrežju**	**3.228,5**		**11.044,4**	

* Upoštevan 50-% delež inštalirane moči in proizvodnje NEK
** V inštalirani moči in proizvodnji upoštevano poskusno obratovanje bloka PPE
*** Drugi manjši proizvajalci v okviru ZDS (Talum, Acroni, Ravne, Štore, Salonit 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, praktično niso spremenile. Povečanje inštalirane moči in proizvodnje električne energije pri Energetika Ljubljana je posledica poskusnega obratovanja novega plinsko-parnega bloka, ki pa še nima uporabnega dovoljenja. Podobno velja tudi za zaprte distribucijske sisteme (ZDS), v katerih se je neznatno povečala le skupna instalirana moč sončnih elektrarn. 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 300 MW, od tega je velika večina sončnih elektrarn. Po podatkih proizvodnih podjetij in elektrooperaterjev je bilo v letu 2024 zaustavljenih za 1 MW elektrarn v soproizvodnji na fosilna goriva, 1,3 MW sončnih elektrarn in 0,3 MW elektrarn na bioplin.

Največ električne energije pri manjših proizvajalcih, priključenih na distribucijski sistem in ZDS, je bilo proizvedene v sončnih elektrarnah, sledijo male hidroelektrarne in industrijski objekti za SPTE. V letu 2024 so manjši proizvajalci proizvedli 17,7 % električne energije, kar je 1,4 odstotne točke več kot predhodno leto.

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 2024 proizvedle skupaj 15.101 GWh električne energije, slovenska proizvodnja električne energije pa je bila manjša in je znašala 13.372 GWh. Proizvodnja se je v primerjavi z letom 2023 povečala za 1.078 GWh oz. za 8,8 %.

52,1 % obnovljivi viri

27,2 % fosilna goriva

20,7 % jedrsko gorivo –

dejanski deleži primarnih virov za proizvodnjo električne energije v Sloveniji, ki upošteva 50 % proizvedene in prevzete električne energije v sistem iz NEK

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 2024 primarni viri za proizvodnjo električne energije v Republiki Sloveniji s 27,2 % fosilna goriva, z 20,7 % jedrsko gorivo in 52,1 % obnovljivi viri. Z upoštevanjem proizvedene električne energije v notranjih omrežjih odjemalcev je skupni delež obnovljivih virov za 0,4 odstotne točke višji, kot je bil v letu 2023.

TABELA 4: PRIMARNI VIRI ZA PROIZVODNJO ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI ZA OBDOBJE 2022–2024

	2022		2023		2024	
PRIMARNI VIR	**Proizvodnja [GWh]**	**Delež proizvodnje (%)**	**Proizvodnja [GWh]**	**Delež proizvodnje (%)**	**Proizvodnja [GWh]**	**Delež proizvodnje (%)**
Fosilno gorivo	3.279,6	32,1 %	3.271,2	26,6 %	3.639	27,2 %
Jedrsko gorivo	2.651,1	26,0 %	2.661,7	21,7 %	2.772	20,7 %
Obnovljivi viri	4.272,6	41,9 %	6.361,0	51,7 %	6.961	52,1 %
• vodna energija	3.356,7		5.255,0		5.450	
• sončna energija	628,2		863,8		1.282	
• vetrna energija	5,7		6,4		6,60	
• drugi obnovljivi viri	282,0		235,8		223	
SKUPAJ	**10.203,3**	**100,0 %**	**12.293,9**	**100,0 %**	**13.372**	**100,0 %**

VIRI: AGENCIJA, PROIZVODNA PODJETJA, ELEKTROOPERATERJI

Poraba električne energije

Skupna poraba električne energije v Sloveniji (z upoštevanjem porabe ČHE Avče) je v letu 2024 znašala 12.694 GWh oziroma 11.827 GWh brez upoštevanja izgub v prenosnem in distribucijskem sistemu. Skupna poraba je bila torej skoraj enaka kot leta 2023, ko je znašala 12.688 GWh, pri čemer pa ni upoštevana električna energija, proizvedena in porabljena za merilnim mestom v notranji inštalaciji odjemalcev.

Na prenosni sistem so priključeni trije odjemalci, ki so v letu 2024 porabili 78 GWh električne energije. Po distribucijskem sistemu je bilo v Italijo iz RTP Vrtojba in RTP Sežana izvožene 1,7 GWh električne energije. Odjemalci v ZDS so porabili 898 GWh električne energije, kar je 46 GWh več kot leta 2023, kar nakazuje na nekoliko večjo gospodarsko aktivnost znotraj teh območij. ČHE Avče je za črpanje vode za akumulacijo porabila 382 GWh, kar je 24 GWh manj kot leto prej. Izgube v prenosnem in distribucijskem sistemu so znašale 867 GWh električne energije, vanje so vključene tudi izgube zaradi uvoza, izvoza in tranzita električne energije, ki se prenaša čez državo.

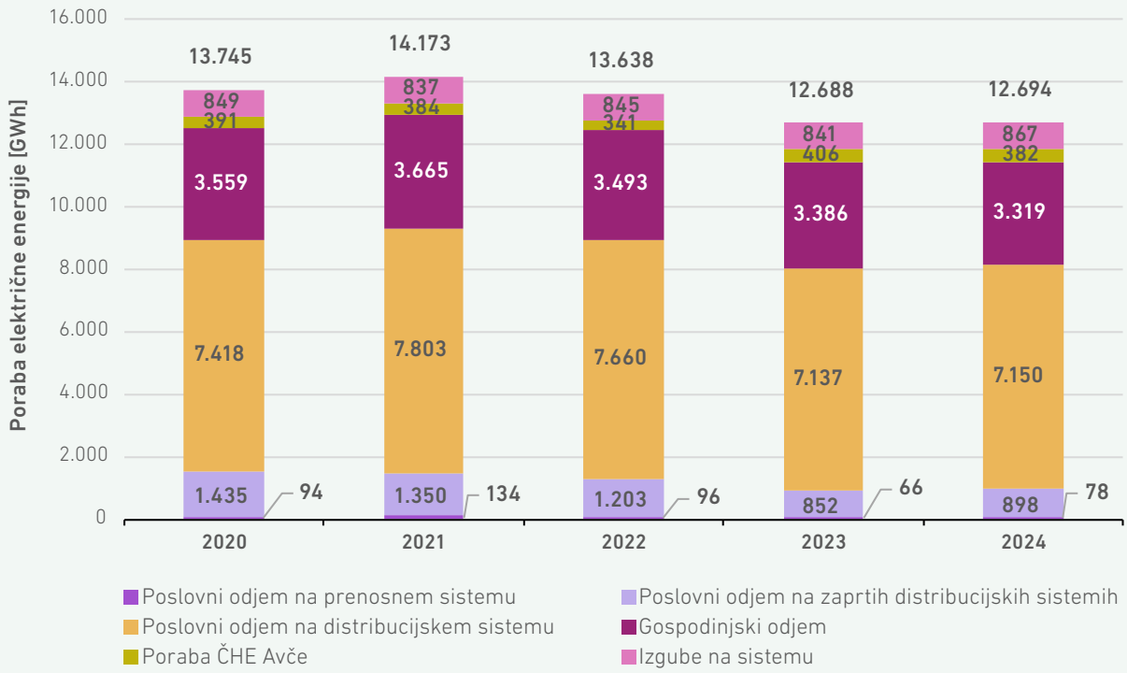
Poraba poslovnih in gospodinjskih odjemalcev na distribucijskem sistemu je znašala 10.469 GWh in je bila le za 54 GWh manjša kot leta 2023, ko je znašala 10.523 GWh. Gospodinjski odjemalci so v letu 2024 porabili 3.319 GWh električne energije, kar je 2 % manj kot leto prej. Poraba poslovnih odjemalcev na distribucijskem sistemu je v letu 2024 znašala 7.150 GWh, kar je za 0,2 % več kot v letu 2023, poraba vseh poslovnih odjemalcev pa je znašala 8.126 GWh in je bila višja za 0,9 % glede na leto 2023. Poraba vseh končnih odjemalcev (brez upoštevanja izgub in brez ČHE Avče) je bila v letu 2024 le za 3 GWh večja kot v letu 2023 in je znašala 11.445 GWh.

Skupna poraba EE vseh končnih odjemalcev ostaja na ravni leta 2023

- **2 % manjša poraba gospodinjskih odjemalcev**
- **0,9 % višja poraba poslovnih odjemalcev**

V podatkih ni upoštevana proizvedena in porabljena EE za merilnim mestom (samooskrba)

SLIKA 11: PORABA ELEKTRIČNE ENERGIJE V OBDOBJU 2020–2024



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

TABELA 5: PORABA ELEKTRIČNE ENERGIJE V OBDOBJU 2022–2024

PORABA ELEKTRIČNE ENERGIJE [GWh]	2022	2023	2024
Poslovni odjem na prenosnem sistemu	96	66	78
Poslovni odjem na distribucijskem sistemu	7.660	7.137	7.150
Poslovni odjem v zaprtih distribucijskih sistemih	1.203	852	898
Skupaj poslovni odjem	**8.959**	**8.056**[3]	**8.126**
Gospodinjski odjem	**3.493**	**3.386**	**3.319**
Skupaj odjem pri končnih odjemalcih	**12.452**	**11.442**	**11.445**
Poraba ČHE Avče v črpalnem režimu	341	406	382
Izgube v prenosnem in distribucijskem sistemu	845	841	867
Poraba električne energije skupaj	**13.638**	**12.688**	**12.694**

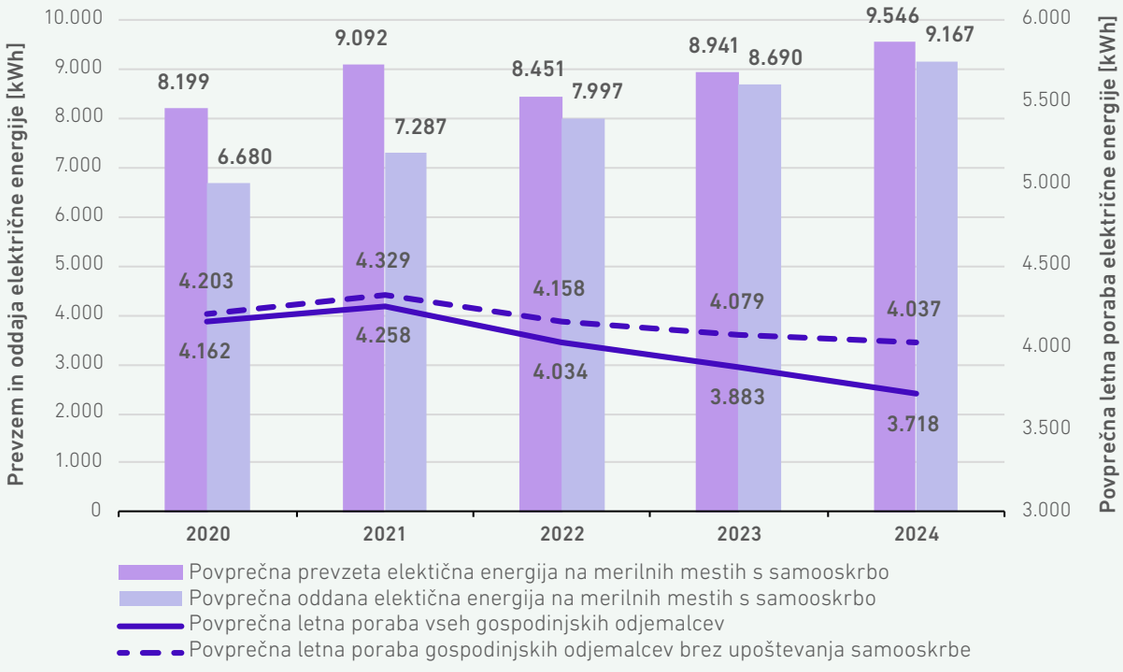
VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Slika 12 prikazuje povprečno letno porabo gospodinjskih odjemalcev in povprečno prevzeto in oddano električno energijo na merilnih mestih s samooskrbo po sistemu letnega netiranja porabe električne energije. Povprečna poraba gospodinjskih odjemalcev se iz leta v leto na videz zmanjšuje (polna črta na grafu), in sicer zaradi upoštevanja porabe gospodinjskih odjemalcev s proizvodnimi napravami za samooskrbo, ki zaradi letnega netiranja porabe močno izkrivljajo izračun povprečne porabe. Če te odjemalce iz izračuna povprečne porabe izločimo (črtkana črta na grafu), je povprečna poraba gospodinjskih odjemalcev precej višja in ne kaže tako izrazitega trenda zniževanja.

4.037 kWh je v letu 2024 znašala povprečna poraba gospodinjskega odjemalca brez naprave za samooskrbo

3 Zaradi zaokroževanja deležev na cela števila lahko pride do odstopanj seštevkov

SLIKA 12: PREVZEM IN ODDAJA ELEKTRIČNE ENERGIJE PRI ODJEMALCIH S SAMOOSKRBO TER POVPREČNA PORABA ELEKTRIČNE ENERGIJE GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV V OBDOBJU 2020–2024



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.

97,1-% pokritost porabe električne energije z domačo proizvodnjo

TABELA 6: PORABA, PROIZVODNJA IN POKRITOST PORABE Z DOMAČO PROIZVODNJO V OBDOBJU 2020–2024

	2020	2021	2022	2023	2024
Proizvodnja na prenosnem sistemu [GWh]	**11.639**	**10.638**	**8.529**	**10.294**[4]	**11.044**
hidroelektrarne	4.747	4.504	3.037	4.792	5.026
termoelektrarne	3.872	3.429	2.841	2.841	3.246
jedrska elektrarna (50-% delež)	3.020	2.706	2.651	2.662	2.772
Proizvodnja na distribucijskem sistemu [GWh]	**1.088**	**1.079**	**1.012**	**1.238**	**1.284**
Skupaj domača proizvodnja [GWh]	**12.727**	**11.717**	**9.541**	**11.533**	**12.328**
Skupaj poraba električne energije [GWh]	**13.744**	**14.142**	**13.638**	**12.688**	**12.694**
poraba pri končnih odjemalcih	12.506	12.952	12.452	11.442	11.445
izgube na sistemu	849	837	845	842	867
poraba ČE Avče	391	384	341	406	382
Pokritost porabe z domačo proizvodnjo	**92,6 %**	**82,9 %**	**70,0 %**	**90,9 %**	**97,1 %**

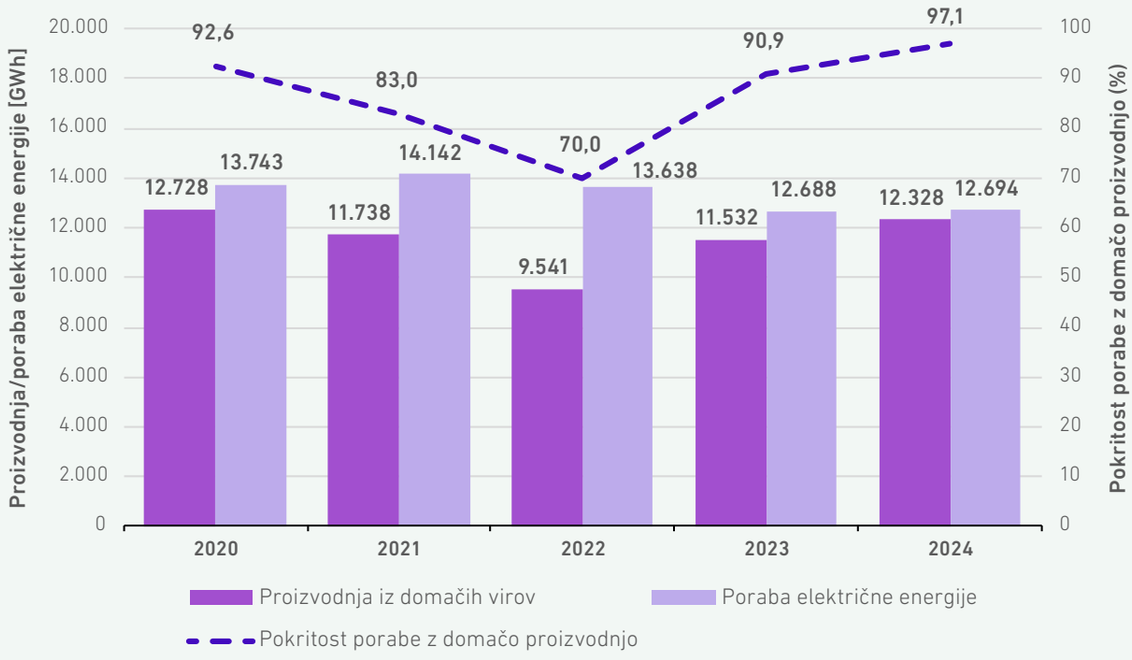
VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

V opazovanem obdobju 2020–2024 ugotavljamo medletna nihanja pokritosti porabe z domačo proizvodnjo. Nanjo neposredno vpliva tudi sprememba odjema električne energije. 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.

Pokritost porabe z domačo proizvodnjo je bila najvišja v zadnjih petih letih in je znašala 97,1 %, k čemur je zaradi dobre hidrologije največ prispevala proizvodnja v hidroelektrarnah, višja pa je bila tudi proizvodnja v termoelektrarnah in jedrski elektrarni.

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

SLIKA 13: PORABA, PROIZVODNJA IN POKRITOST PORABE Z DOMAČO PROIZVODNJO V OBDOBJU 2020–2024



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

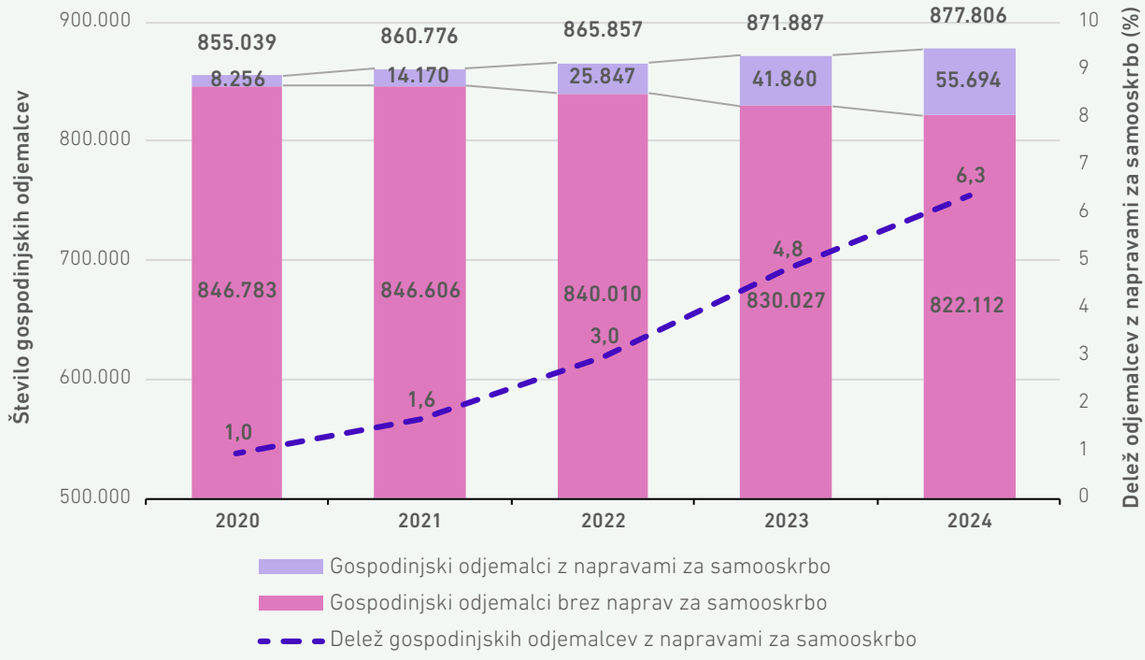
Odjemalci na elektroenergetskem sistemu

Ob koncu leta 2024 je bilo na slovenski elektroenergetski sistem priključenih 989.892 končnih odjemalcev električne energije. Njihovo število se je glede na leto 2023 povečalo za 6.698 oziroma 0,7 %, od tega število gospodinjskih odjemalcev za 5.919 ter število poslovnih odjemalcev za 779.

0,7 % več končnih odjemalcev

Na sliki 14 je prikazano gibanje števila gospodinjskih odjemalcev v obdobju 2020–2024. Skupno število gospodinjskih odjemalcev se je v tem obdobju povečevalo v povprečju za 0,6 % na leto, pri tem pa se je vztrajno večal delež gospodinjskih odjemalcev s priključenimi napravami za samooskrbo in v letu 2024 dosegel že 6,3 % vseh gospodinjskih odjemalcev.

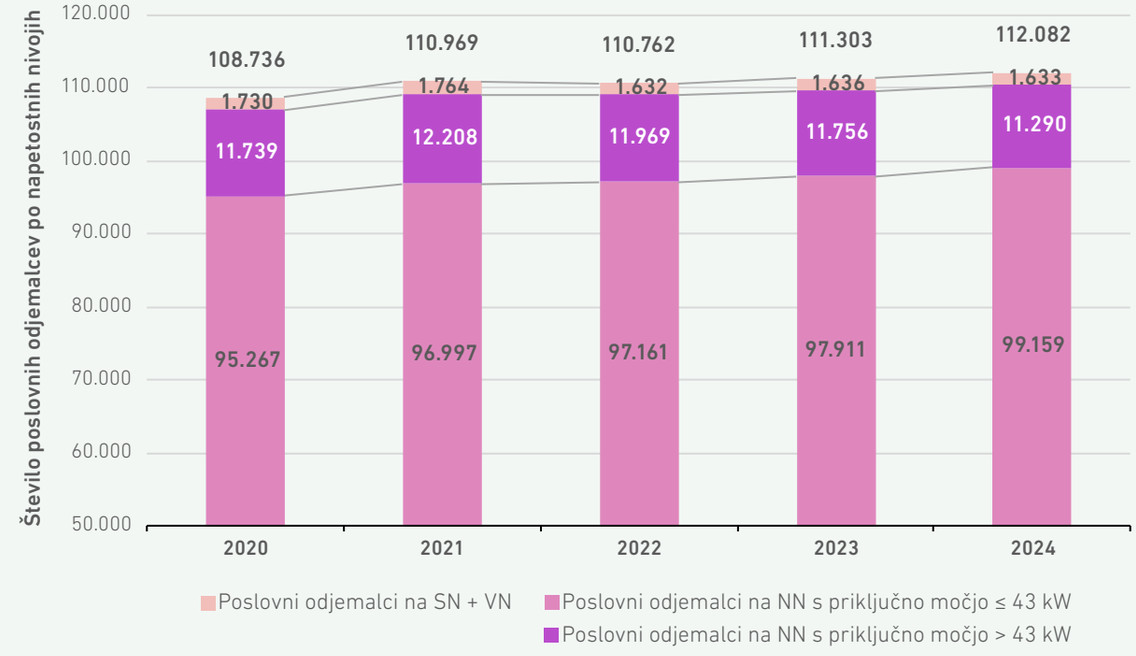
SLIKA 14: ŠTEVILO GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV V OBDOBJU 2020–2024



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Slika 15 prikazuje gibanje števila vseh poslovnih odjemalcev na distribucijskem sistemu in ZDS, ločeno po napetostnih nivojih. V letu 2024 je ponovno zabeležena rast števila poslovnih odjemalcev, in sicer za 0,7 %. Pri tem je število odjemalcev s priključno močjo manjšo ali enako 43 kW zraslo za 1,3 %, število odjemalcev s priključno močjo nad 43 kW pa padlo kar za 4 %.

SLIKA 15: ŠTEVILO POSLOVNIH ODJEMALCEV NA DISTRIBUCIJSKEM SISTEMU PO NAPETOSTNIH NIVOJIH V OBDOBJU 2020–2024



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Na distribucijski sistem je bilo v letu 2024 priključenih 1.686 poslovnih in 100 gospodinjskih odjemalcev s proizvodno napravo v notranji inštalaciji po shemi priključevanja PS.2 ter 4.485 poslovnih in 55.594 gospodinjskih odjemalcev s priključenimi napravami za samooskrbo, od tega velika večina po sistemu letnega netiranja porabe električne energije. Od vseh odjemalcev na distribucijskem sistemu jih je bilo 6,2 % hkrati v vlogi odjemalca in proizvajalca električne energije, kar je 1,5 odstotne točke več kot leto prej.

Število poslovnih odjemalcev na prenosnem sistemu se glede na leto prej ni spremenilo. Nanj so bili priključeni trije poslovni odjemalci na petih prevzemno-predajnih mestih ter pet operaterjev ZDS na šestih lokacijah, ki so električno energijo dobavljali 217 poslovnim odjemalcem, od tega je 24 poslovnih odjemalcev na ZDS imelo priključeno tudi proizvodno napravo v notranji inštalaciji.

6,2-% delež odjemalcev, ki so hkrati tudi proizvajalci

TABELA 7: ŠTEVILO KONČNIH ODJEMALCEV ELEKTRIČNE ENERGIJE GLEDE NA VRSTO ODJEMA V OBDOBJU 2022–2024

Število končnih odjemalcev glede na vrsto odjema	**2022**	**2023**	**2024**
Poslovni odjemalci na prenosnem sistemu	3	3	3
Odjem ČHE Avče v črpalnem režimu	1	1	1
Skupaj končni odjemalci na prenosnem sistemu	**4**	**4**	**4**
Poslovni odjemalci na distribucijskem sistemu	110.552	111.099	111.865
Gospodinjski odjemalci	865.857	871.887	877.806
Skupaj končni odjemalci na distribucijskem sistemu	**976.409**	**982.986**	**989.671**
Poslovni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih	210	204	217
Gospodinjski odjemalci	0	0	0
Skupaj končni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih	**210**	**204**	**217**
SKUPAJ VSI KONČNI ODJEMALCI	**976.623**	**983.194**	**989.892**

VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

TABELA 8: ŠTEVILO KONČNIH ODJEMALCEV ELEKTRIČNE ENERGIJE GLEDE NA NAČIN PRIKLJUČITVE V OBDOBJU 2022–2024

NAČIN PRIKLJUČITVE KONČNEGA ODJEMALCA	Končni odjemalci na distribucijskem sistemu			Končni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih			SKUPAJ		
	2022	2023	2024	2022	2023	2024	2022	2023	2024
Brez priključenih proizvodnih naprav									
Poslovni	108.091	106.877	105.724	203	186	193	108.294	107.063	105.917
Gospodinjski	840.010	830.027	822.112	0	0	0	840.010	830.027	822.112
SKUPAJ	948.101	936.904	927.836	203	186	193	948.304	937.090	928.029
Proizvodna naprava v notranji inštalaciji									
Poslovni	823	1.342	1.668	6	12	12	829	1.354	1.680
Gospodinjski	104	100	100	0	0	0	104	100	100
SKUPAJ	927	1.442	1.768	6	12	12	933	1.454	1.780
Odjemalci z napravami za samooskrbo									
Poslovni	1.638	2.880	4.473	1	6	12	1.639	2.886	4.485
Gospodinjski	25.743	41.760	55.594	0	0	0	25.743	41.760	55.594
SKUPAJ	27.381	44.640	60.067	1	6	12	27.382	44.646	60.079
Končni odjemalci na distribucijskem in zaprtih distribucijskih sistemih									
Poslovni	110.552	111.099	111.865	210	204	217	110.762	111.303	112.082
Gospodinjski	865.857	871.887	877.806	0	0	0	865.857	871.887	877.806
SKUPAJ	**976.409**	**982.966**	**989.671**	**210**	**204**	**217**	**976.619**	**983.190**	**989.888**
Končni odjemalci na prenosnem sistemu							**4**	**4**	**4**
SKUPAJ KONČNI ODJEMALCI							**976.623**	**983.194**	**989.892**

VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Obnovljivi viri energije

Delež obnovljivih virov v končni porabi energije

Slovenija je v letu 2024 sprejela posodobitve Celovitega nacionalnega energetskega in podnebnega načrta Republike Slovenije (NEPN), v katerem se je zavezala, da bo zmanjšala skupne emisije toplogrednih plinov za vsaj 55 % do leta 2050 glede na leto 2005, zmanjšala emisije toplogrednih plinov v stavbah za vsaj 70 % do leta 2030 glede na leto 2005 ter dosegla vsaj 33-odstotni delež obnovljivih virov energije (OVE) v končni rabi energije do leta 2030. Za dosego 33-odstotnega cilja OVE do leta 2030 so v NEPN določeni naslednji sektorski cilji, in sicer vsaj 55-odstotni delež OVE v sektorju električne energije, vsaj 45-odstotni delež v sektorju ogrevanja in hlajenja ter vsaj 26-odstotni delež v prometnem sektorju.

V letu 2023 je Slovenija prvič z lastnimi viri OVE presegla za leto 2020 zastavljen 25-odstotni ciljni delež in dosegla 25,1-odstotni delež OVE, pri čemer so bili doseženi sektorski deleži naslednji: v ogrevanju in hlajenju 34,3 %, v električni energiji 41,9 %, v prometu pa 10,2 %. S tem je Slovenija prvič dosegla delež OVE, ki je presegel dejanski ciljni delež za leto 2020 brez statističnega prenosa.

Delež OVE v električni energiji se je v letu 2023 povečal na 41,9 %, kar je 4,9 odstotne točke več kot v letu 2022. K temu so prispevale predvsem dobre hidrološke razmere in porast proizvodnje v sončnih elektrarnah. Delež OVE v sektorju ogrevanja in hlajenja je v letu 2023 za 0,3 odstotne točke presegel delež iz leta 2022 in je znašal 34,3 %. Delež OVE v prometu je v letu 2023 znašal 10,0 %, kar je pomembno povečanje glede na leto 2022, predvsem zaradi manjše porabe energije, povečane porabe biogoriv in tudi električne energije. Ocenjen skupni delež OVE v bruto končni rabi energije za leto 2024 znaša 24,2 %, kar je 0,9 odstotne točke manj od dejanskega doseženega deleža v letu 2023 ter 0,8 odstotne točke pod ciljem leta 2020. Iz ocene izhaja, da se je delež OVE v sektorju električne energije tudi v letu 2024 povečal za 1,6 odstotne točke, z 41,9 % na 43,5 %, kar lahko tudi v tem obdobju pripišemo povečani proizvodnji električne energije v sončnih elektrarnah ter dobrim hidrološkim razmeram. Ocenjena deleža OVE v sektorju prometa (9,1 %) in v sektorju ogrevanja in hlajenja (32,2 %) pa sta v letu 2024 nižja, kot sta bila dosežena v letu 2023. Pri tem je treba poudariti, da je zaradi še nedokončnih metodoloških podatkov za leto 2024 v posameznih sektorjih negotovost za skupni delež OVE ocenjena na 0,6 odstotne točke.

Ocenjen skupni delež OVE v bruto končni rabi energije za leto 2024 znaša 24,2 %

TABELA 9: DOSEŽENI CILJI NA PODROČJU OVE ZA LETI 2005 IN 2010 TER V OBDOBJU 2015–2023 Z OCENO ZA 2024

	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2030
Delež OVE (%)												ocena	Ciljni delež
Delež OVE	**19,8**	**21,1**	**22,9**	**22,0**	**21,7**	**21,4**	**22,0**	**25,0**	**25,0**	**25,0**	**25,1**	**24,2**	**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	32,2	45,0
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	43,5	55,0
OVE promet	0,8	3,1	2,2	1,6	2,6	5,5	8,0	10,9	10,6	7,8	10,02	9,1	26,0

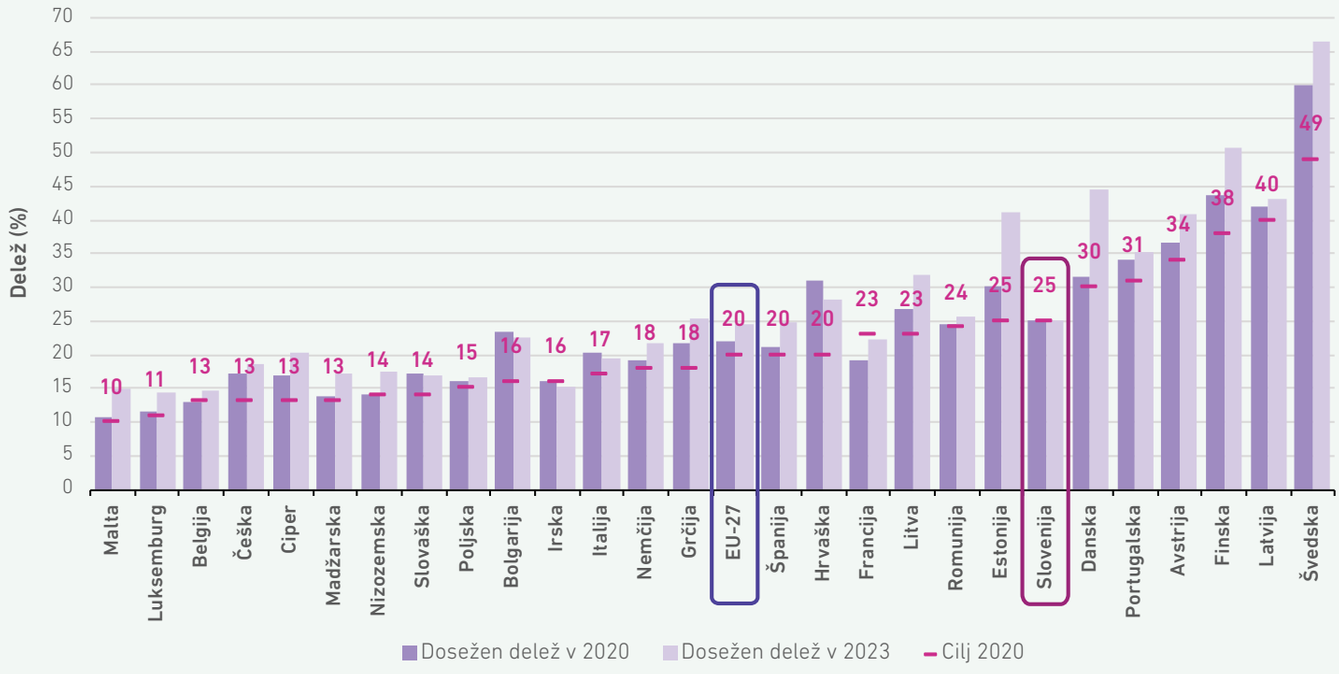
VIRA: INSTITUT »JOŽEF STEFAN«, SURS

V letu 2023 je bil v Evropski uniji dosežen 24,6-odstotni delež OVE v bruto končni rabi energije, kar pomeni povečanje za 1,5 odstotne točke glede na leto 2022. Kljub temu EU še vedno zaostaja za novim ciljem za leto 2030, ki predvideva 42,5-odstotni delež, pri čemer si prizadeva doseči celo 45-odstotni delež kot dodatni, priporočeni cilj.

Nekatere države članice so v letu 2023 presegale povprečje EU. Švedska je zabeležila najvišji delež OVE, ki je znašal 66,4 %, sledili sta ji Finska s 50,8 % in Danska s 44,9 %. Nasprotno pa države, kot sta Luksemburg (11,6 %) in Malta (15,1 %), še vedno dosegajo nizke deleže OVE.

Za dosego cilja 42,5 % do leta 2030 bo morala EU od leta 2024 naprej vsako leto v povprečju povečati delež OVE za približno 2,6 odstotne točke. To bo zahtevalo pospešeno uvajanje OVE v vseh sektorjih – vključno z električno energijo, ogrevanjem in hlajenjem ter prometom.

SLIKA 16: DOSEŽENI DELEŽI OVE V DRŽAVAH EU



VIR: EUROSTAT

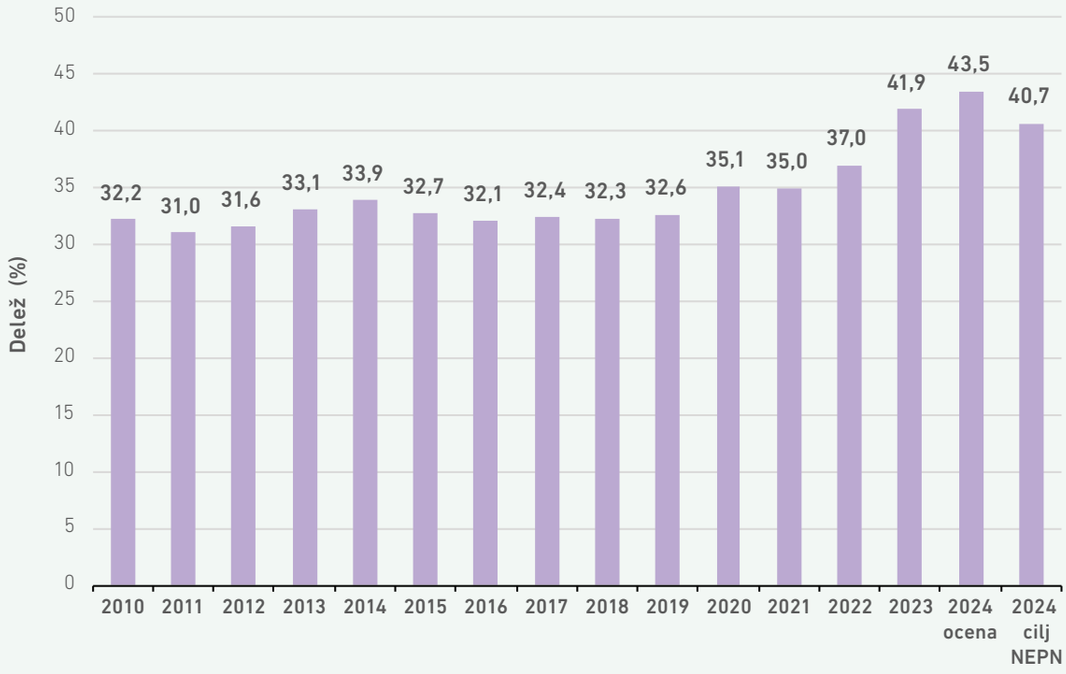
Delež obnovljivih virov v sektorju električna energija

V NEPN so za sektor električne energije določeni cilji za obdobje med letoma 2021 in 2030, pri čemer je za leto 2030 predviden 55-odstotni delež energije iz obnovljivih virov. V izhodiščnem letu 2020 je bil za sektor električne energije določen 35,1-odstotni delež OVE v končni porabi energije. V letu 2022 je bil dosežen 37-odstotni delež, kar pomeni presežek glede na načrtovano vrednost iz posodobljenega NEPN, kjer je znašala 36,5 %.

Za leto 2023 je doseženi delež OVE v sektorju električne energije znašal 41,9 %, kar presega načrtovani cilj iz posodobljenega NEPN za to leto za 2,6 odstotne točke. Ta dosežek je rezultat povečanja zmogljivosti za proizvodnjo električne energije iz OVE, predvsem zaradi rasti števila sončnih elektrarn in izboljšanih hidroloških razmer.

Ocenjena vrednost deleža OVE v sektorju električne energije za leto 2024 je 43,5 %, kar je za 3,8 % več, kot je znašal delež OVE v letu 2023.

SLIKA 17: DELEŽI OVE V SEKTORJU ELEKTRIČNA ENERGIJA V OBDOBJU 2010–2023 IN OCENA ZA 2024



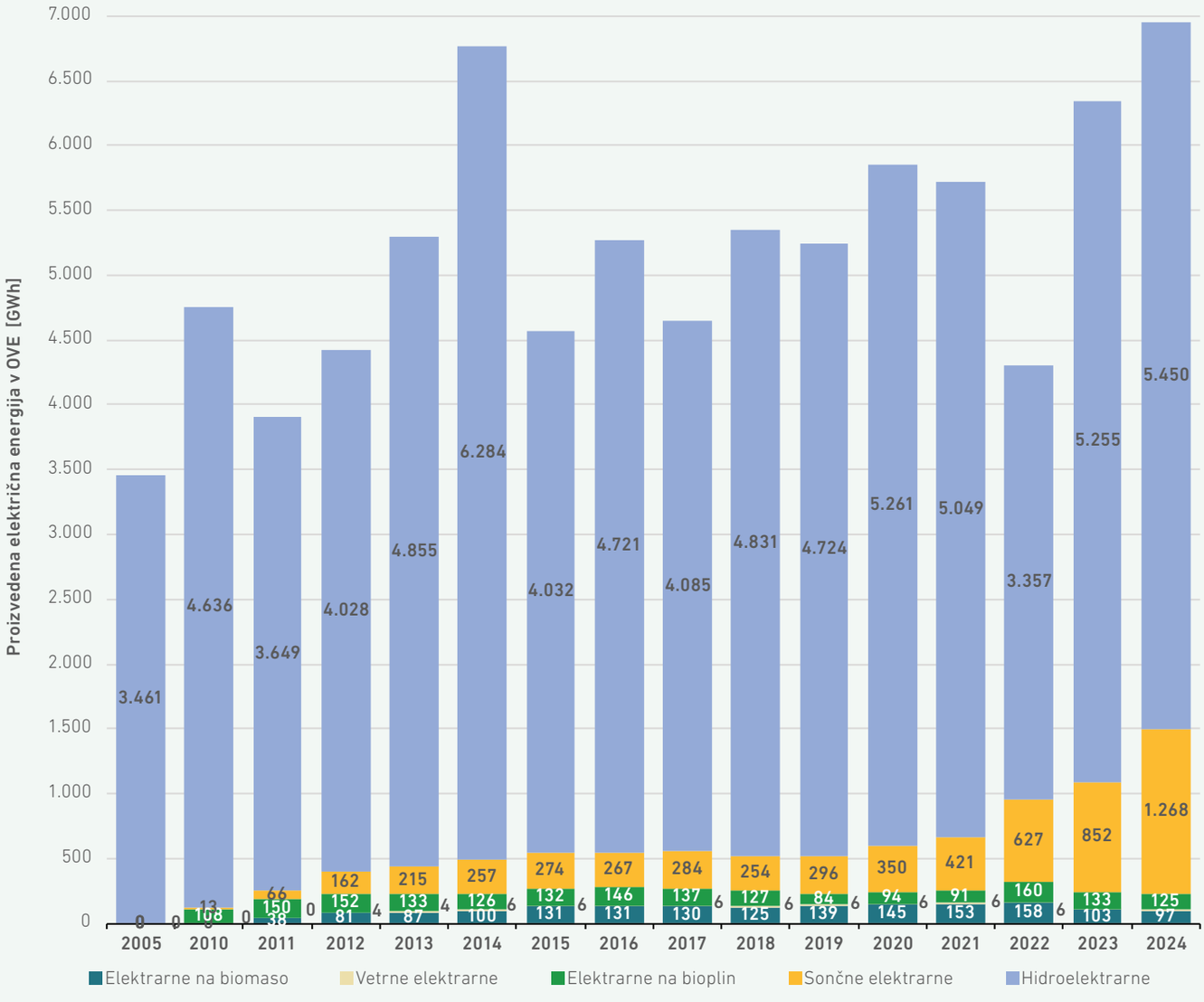
VIRA: INSTITUT »JOŽEF STEFAN«, SURS

Proizvodnja iz obnovljivih virov

V Sloveniji je bilo v letu 2024 proizvedenih 6.870 GWh električne energije iz OVE, kar je 8-odstotno povečanje v primerjavi z letom 2023, ko je bilo proizvedenih 6.349 GWh. V primerjavi z letom 2022, ko je bilo proizvedenih 4.308 GWh, pa je rast še bolj izrazita, saj je proizvodnja iz OVE v letu 2024 višja za kar 59 %. Glavni razlog je izboljšanje hidroloških razmer, ki so omogočile višjo proizvodnjo v hidroelektrarnah, ter nadaljnja širitev zmogljivosti sončnih elektrarn. V letu 2024 se je proizvodnja iz sončnih elektrarn povečala za 25 % v primerjavi z letom 2023, kar odraža naraščajoč interes za naložbe v OVE ter še vedno pozitivne učinke uveljavljenih podpornih shem za te naložbe.

8 % več proizvodnje iz OVE
največji delež iz hidroelektrarn –
v sončnih elektrarnah proizvedenih
25 % več EE kot v letu 2023

SLIKA 18: PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ OVE V IZHODIŠČNEM LETU 2005 IN V OBDOBJU 2010–2024



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 energetskem 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 podporna shema za proizvodnjo električne energije iz OVE in SPTE, ki vključuje zagotovljen odkup proizvedene elektrike oziroma obratovalno podporo. 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. Do konca leta 2024 je bilo vključevanje v sistem samooskrbe možno še po dosedanji ureditvi, ki velja za gospodinjske in male poslovne odjemalce. Od leta 2025 dalje velja nova ureditev, katere bistvena novost je spremenjen način obračunavanja omrežnine in drugih dajatev.

Podporna shema OVE in SPTE

V obdobju od leta 2009 do 2024 je bilo v okviru podporne sheme za OVE in SPTE izplačanih skupaj 1.689,9 milijona evrov. S temi sredstvi je bilo podprtih skupaj 11.940,6 GWh proizvedene električne energije. Največ sredstev je bilo dodeljenih za proizvodnjo iz sončne energije, in sicer 785,8 milijona evrov, s čimer je bilo proizvedenih 3.196,8 GWh električne energije. Za električno energijo, proizvedeno v SPTE na fosilna goriva, je bilo izplačanih 384,6 milijona evrov podpor za 4.119,9 GWh energije. Sredstva za biomaso so znašala 224,4 milijona evrov, ob čemer je bilo proizvedenih 1.505,1 GWh. Bioplin je prejel 204,7 milijona evrov za 1.654,0 GWh proizvedene energije. Za vodno energijo je bilo izplačanih 87,7 milijona evrov za 1.417,6 GWh, medtem ko je vetrna energija prejela najmanj sredstev –2,7 milijona evrov za 47,1 GWh električne energije.

Izbrani projekti proizvodnih naprav OVE in SPTE v okviru javnih pozivov

Agencija je v letu 2024 zaključila decembra 2023 objavljen javni poziv investitorjem k prijavi projektov proizvodnih naprav OVE za proizvodnjo električne energije za vstop v podporno shemo. Ukrep je bil izveden v okviru podporne sheme OVE in SPTE, za administrativno dodelitev sredstev posameznim projektom pa je bilo tudi tokrat na voljo 10 milijonov evrov sredstev, kot je bilo opredeljeno v Dolgoročnem časovnem načrtu za doseganje ciljev spodbujanja proizvodnje in rabe obnovljivih virov energije. Na poziv je bilo prijavljenih rekordnih 575 projektov s skupno nazivno električno močjo 322,99 MW. Od teh jih je bilo izbranih 507, s skupno nazivno močjo 259,30 MW. Največje zanimanja je bilo ponovno za sončne elektrarne, ki so pokrivale skoraj celoten obseg tako prijavljenih kot tudi izbranih projektov, medtem ko je bilo število prijav projektov za hidroelektrarne in proizvodne naprave na lesno biomaso zanemarljivo. V okviru tega javnega poziva pa ni bilo med prijavitelji nobenega zanimanja za vetrne elektrarne in za proizvodne naprave na bioplin.

TABELA 10: PREGLED PRIJAVLJENIH IN IZBRANIH PROJEKTOV PROIZVODNIH NAPRAV NA JAVNEM POZIVU DECEMBER 2023, ZAKLJUČENEM V 2024, ZDRUŽENIH GLEDE NA TEHNOLOGIJO PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Javni poziv - december 2023	Prijavljeni projekti		Izbrani projekti	
Tehnologija	**Št. projektov**	**Nazivna moč [MW]**	**Št. projektov**	**Nazivna moč [MW]**
Hidroelektrarne	3	0,43	2	0,34
Sončna elektrarna	561	322,03	503	258,87
Vetrne elektrarne	0	0,00	0	0,00
Elektrarne na bioplin	0	0,00	0	0,00
Elektrarne na lesno biomaso	8	0,38	2	0,09
SPTE na fosilna goriva	3	0,15	0	0,00
Skupaj vsi prijavljeni projekti	**575**	**322,99**	**507**	**259,30**

VIR: AGENCIJA

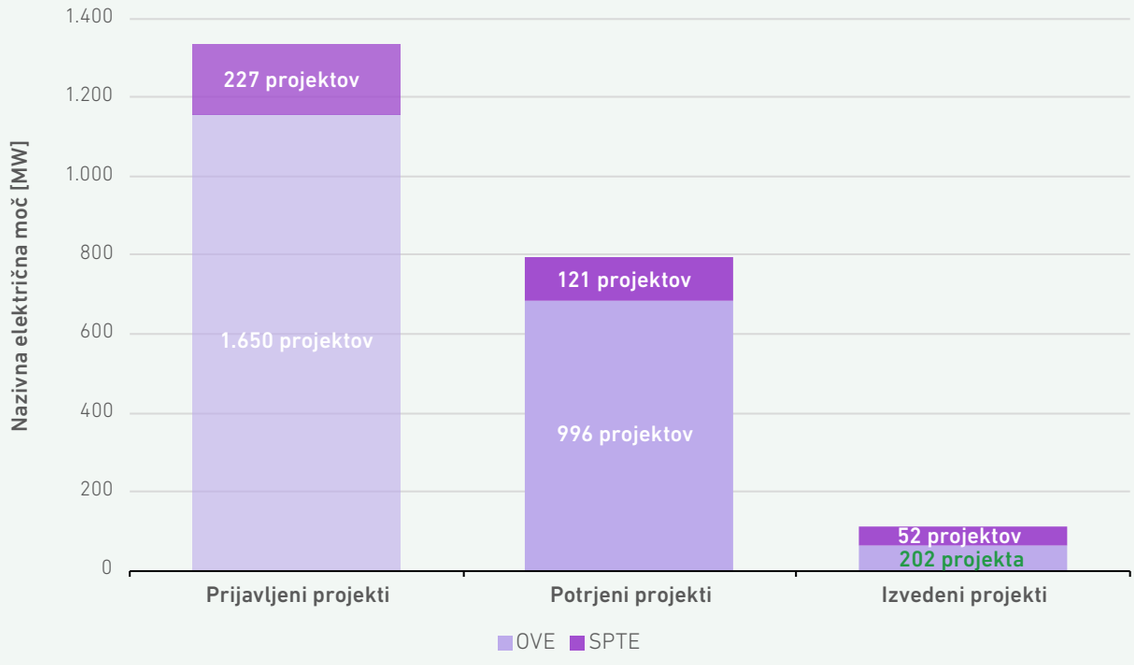
Agencija je v okviru podporne sheme OVE in SPTE izvedla 13 javnih pozivov za prijavo projektov proizvodnih naprav iz obnovljivih virov energije (OVE) in soproizvodnje toplote in električne energije (SPTE) za vstop v podporno shemo. V vseh javnih pozivih je bilo prijavljenih 1.877 projektov s skupno nazivno električno močjo 1.334 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 794 MW – od tega 996 projektov OVE z močjo 682 MW in 121 projektov SPTE z močjo 113 MW. Kljub velikemu številu prijav pa je bilo do konca leta 2024 izvedenih zgolj 254 projektov s skupno nazivno močjo 112,6 MW, kar pomeni 22,72 % vseh izbranih projektov in le 14,18 % izbrane nazivne moči.

Med izvedenimi projekti po številu in moči izstopajo sončne elektrarne s 144 izvedenimi projekti in skupno močjo 46,1 MW, kar je 17,8 % vseh izbranih projektov te tehnologije. Visoko stopnjo realizacije dosegajo obnovljene hidroelektrarne, kjer je bilo izvedenih 36 projektov s skupno močjo 9 MW oziroma 66,7 % izbranih projektov. Prav tako izstopajo SPTE na fosilno gorivo iz obnovljenih naprav, kjer je bilo izvedenih 15 projektov s skupno močjo 35,4 MW, kar pomeni 62,5 % realizacijo. Med proizvodnimi napravami na biomaso je bilo uspešno izvedenih šest projektov s 3,75 MW oziroma 28,6 %), pa tudi obe izbrani elektrarni na bioplin iz biomase iz obnovljenih virov (dva projekta, 1,56 MW), s 100-odstotno realizacijo.

Povsem neuspešni pa so bili prijavitelji projektov vetrnih elektrarn, saj noben projekta ni bil realiziran. 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

Konec leta 2024 je bilo v podporno shemo vključenih 3.366 proizvodnih naprav, kar je 194 naprav manj kot leta 2023, kar pomeni 5,45-odstotni padec. Skupno število naprav v podporni shemi se tako zmanjšuje že osmo leto zapored. Največ naprav v podporni shemi še vedno zavzemajo sončne elektrarne, katerih število se je znižalo s 3.170 v letu 2023 na 3.108 v letu 2024. Opazen upad je tudi pri napravah za soproizvodnjo na fosilna goriva (SPTE) – z 241 naprav v letu 2023 na 137 v letu 2024. Zmanjšanje je vidno tudi pri napravah na biomaso, bioplin in vodno energijo.

Glavni razlog za znižanje števila elektrarn v podporni shemi je iztek obdobja upravičenosti do podpore, ki traja 15 let za OVE in 10 let za SPTE proizvodne naprave.

TABELA 11: ŠTEVILO PROIZVODNIH NAPRAV V PODPORNI SHEMI IN DINAMIKA NJIHOVE VKLJUČITVE V OBDOBJU 2010–2024

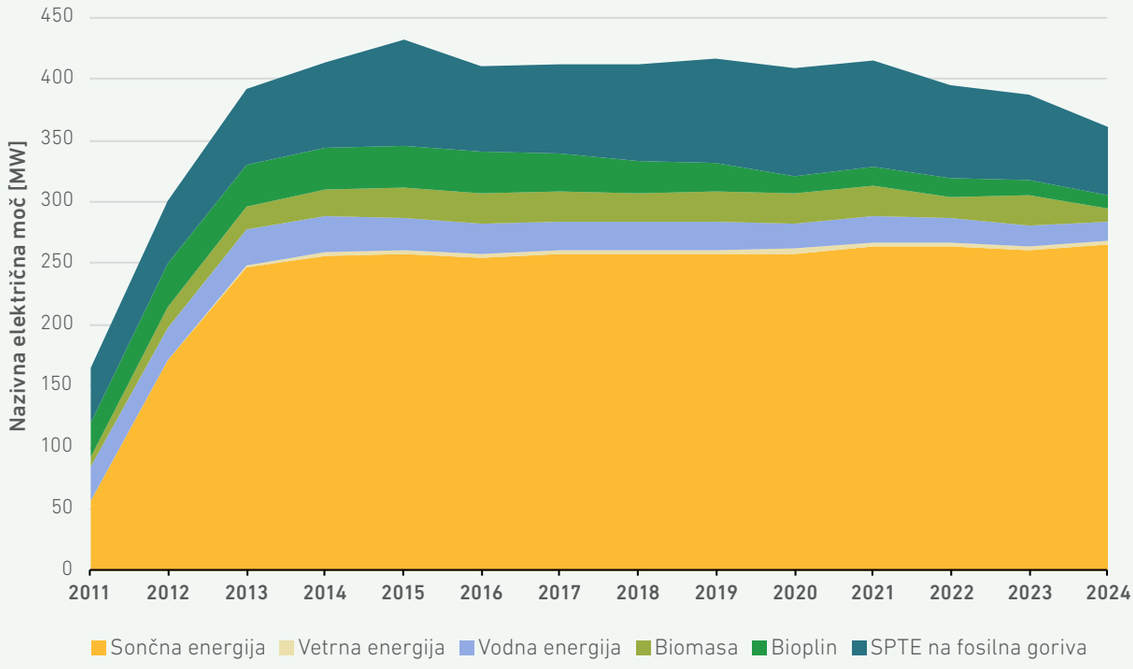
Vir	Število naprav, vključenih v podporno shemo														
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Sončna energija	381	975	2.406	3.218	3.319	3.339	3.323	3.312	3.301	3.304	3.297	3.286	3.245	3.170	3.108
Vetrna energija	3	4	3	5	4	9	7	7	6	4	4	3	2	2	2
Vodna energija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

VIRA: AGENCIJA, BORZEN

Z zmanjševanjem števila naprav se zmanjšuje tudi skupna nazivna električna moč proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo. Konec leta 2024 je ta znašala 361,6 MW, kar je 24,9 MW manj kot leto prej, ko je znašala 386,5 MW. Največje znižanje moči je opazno pri napravah za soproizvodnjo toplote in električne energije na fosilna goriva, kjer se je skupna nazivna moč znižala s 68,2 MW na 55,4 MW, kar pomeni zmanjšanje za 12,8 MW. Konec leta 2024 je bilo v podporno shemo vključenih tudi manj proizvodnih naprav na biomaso, kjer se je nazivna električna moč vključenih proizvodnih naprav zmanjšala s 23,3 MW na 9,4 MW, pri bioplinu pa s 13,6 MW na 12,3 MW v letu 2024 ter pri vodni energiji s 17,4 MW na 16,6 MW. Zmanjševanje števila naprav in skupne instalirane moči v podporni shemi kaže na postopno staranje in izstop obstoječih proizvodnih naprav iz sistema podpore.

Kljub manjšemu številu vključenih proizvodnih naprav, ki izkoriščajo energijo sonca, konec leta 2024 glede na leto 2023, se je samo v tej skupini nazivna električna moč proizvodnih naprav v podporni shemi povečala glede na preteklo leto: konec leta 2024 je znašala 264,7 MW, kar je 3,8 MW več kot ob koncu leta 2023. K temu je prispevala vključitev 11 sončnih elektrarn s skupno nazivno električno močjo 4,62 MW.

SLIKA 20: SKUPNA NAZIVNA ELEKTRIČNA MOČ PROIZVODNIH NAPRAV, VKLJUČENIH V PODPORNO SHEMO V OBDOBJU 2011–2024



VIRA: AGENCIJA, BORZEN

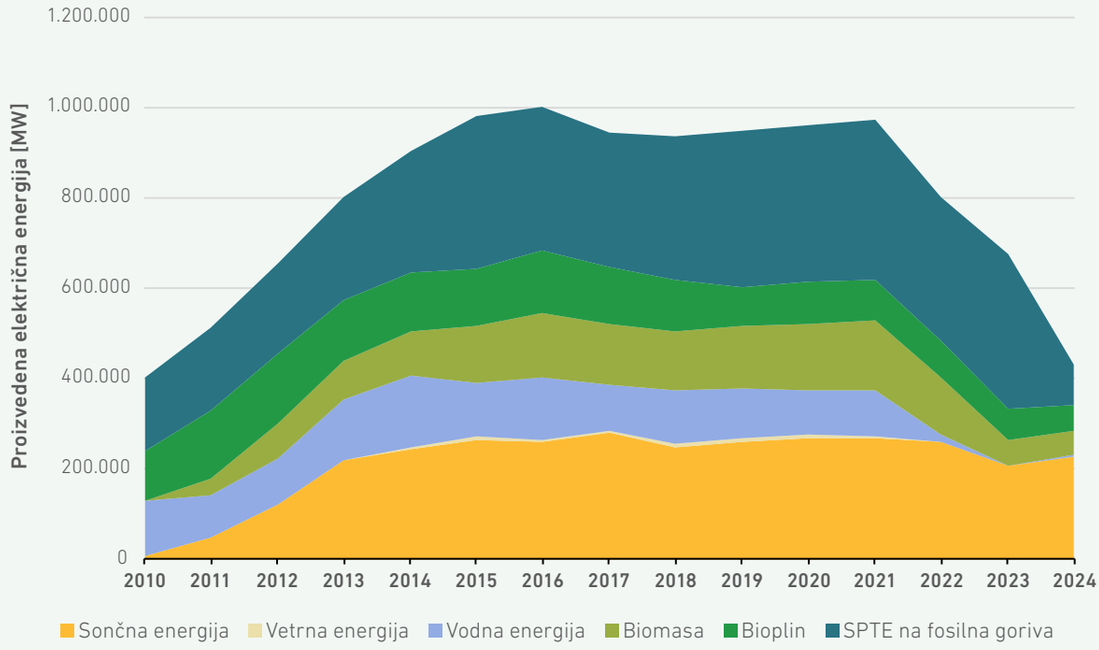
V letu 2024 se je nadaljeval trend upadanja količine električne energije, za katero je bila v okviru podporne sheme izplačana podpora. Skupna količina podprte proizvodnje je znašala le 432,9 GWh, kar je 242,9 GWh manj kot v letu 2023 in najnižje po letu 2010. Eden glavnih razlogov za tak upad je prenehanje upravičenosti do podpore zaradi izteka zakonodajnega obdobja, v katerem je upravičenje lahko dodeljeno. Poleg navedenega je razlog tudi še zmeraj visoka referenčna cena električne energije, ki je bila v letu 2024 sicer nižja od veljavne v letu 2023 (180,00 EUR/MWh) in je znašala 138,74 EUR/MWh. Ta je pri proizvajalcih, ki so v podporno shemo vstopili v okviru javnih pozivov, še zmeraj višja od njihovih proizvodnih stroškov, zaradi česar v takih primerih proizvajalci podpore niso prejeli, čeprav so bili vključeni v shemo.

Največji upad pa je bil zabeležen pri SPTE proizvodnih napravah, kjer se je podprta proizvodnja zmanjšala s 342,5 GWh v letu 2023 na zgolj 88,8 GWh v letu 2024. Poleg zmanjšanja števila naprav v shemi zaradi prenehanja upravičenosti do podpore je bil pri tej tehnologiji glavni razlog bistveno nižja referenčna cena zemeljskega plina, ki je padla s 169,72 EUR/MWh v letu 2023 na 53,94 EUR/MWh v letu 2024. Ker je od referenčne cene zemeljskega plina odvisen spremenljivi del stroškov proizvodnje električne energije v teh proizvodnih napravah, so bili posledično skupni stroški proizvodnje pri številnih SPTE napravah nižji od veljavne referenčne cene električne energije, kar je pomenilo, da proizvajalci pogojev za izplačilo podpor niso izpolnjevali.

Podpore izplačane le za 88,8 GWh proizvedene EE iz SPTE, kar je 74 % manj glede na leto 2023

Od skupno 432,9 GWh podprte proizvodnje je bilo 344,2 GWh proizvedenih iz OVE, preostanek pa v SPTE. Znotraj OVE še naprej prevladuje sončna energija z 229,6 GWh, sledita bioplin (60,4 GWh) in biomasa (50,9 GWh), medtem ko je bilo za električno energijo, proizvedeno v hidroelektrarnah, v letu 2024 izplačanih podpor le za 3,3 GWh.

SLIKA 21: PROIZVEDENA ELEKTRIČNA ENERGIJA V OBDOBJU OD 2010–2024, ZA KATERO SO BILE PROIZVAJALCEM ELEKTRIČNE ENERGIJE IZPLAČANE PODPORE



VIRA: AGENCIJA, BORZEN

V letu 2024 so bile podpore izplačane za skupno 432,9 GWh proizvedene električne energije, kar predstavlja 3,2 % vse v tem letu proizvedene električne energije v Sloveniji (13.371 GWh). Gre za nadaljevanje izrazitega trenda upadanja tako količine električne energije, za katero so izplačane podpore, in s tem tudi njenega deleža v celotni proizvodnji električne energije. Za primerjavo – v letu 2023 je bilo podprte proizvodnje še 675,8 GWh, kar je pomenilo 5,5 % celotne količine proizvodnje. Podoben trend je prisoten tudi pri deležu inštalirane moči proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo, glede na skupno inštalirano moč vseh proizvodnih enot. Tako je bilo v letu 2024 v podporno shemo vključenih 361,6 MW, kar predstavlja le še 7,3 % celotne inštalirane moči v Sloveniji (4.972,3 MW). Gre za najnižji delež v zadnjem desetletju in pomemben korak v smeri tržne integracije obnovljivih virov. Razlogi za ta trend pa so že predhodno navedeni.

Podpora izplačana le za 3,2 % vse proizvedene EE v letu 2024

TABELA 12: DELEŽ INŠTALIRANE MOČI IN PROIZVEDENE ELEKTRIČNE ENERGIJE, VKLJUČENE V PODPORNO 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 %

VIRA: AGENCIJA, BORZEN

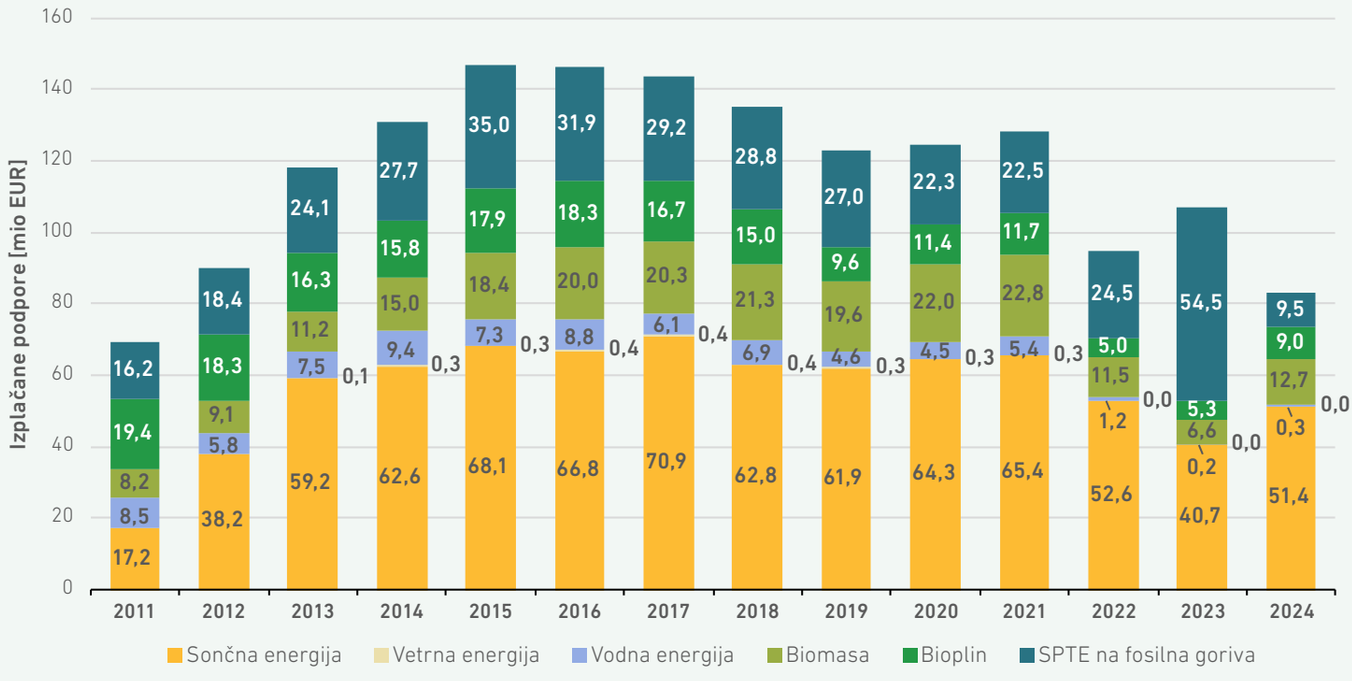
Izplačane podpore – stroški podporne sheme

V letu 2024 je bilo proizvajalcem električne energije iz obnovljivih virov in SPTE izplačanih 82,90 milijona evrov podpor, kar je 22,6 % manj kot v letu 2023, ko je bilo izplačanih 107,3 milijona evrov. Ta občuten upad je posledica nižje referenčne cene električne energije in zemeljskega plina ter tudi manjše proizvodnje zaradi zmanjšanja števila naprav v podporni shemi. Med obnovljivimi viri so največ sredstev tudi v letu 2024 prejeli proizvajalci za električno energijo, proizvedeno iz sončne energije, in sicer 51,4 milijona evrov, kar predstavlja 61,9 % vseh izplačil podpor v letu 2024. To pomeni občuten porast v primerjavi z letom 2023, ko so sončne elektrarne prejele 40,7 milijona evrov. Sledi izplačilo podpor za električno energijo, proizvedeno iz biomase z 12,7 milijona evrov. Za električno energijo, proizvedeno iz bioplina je bilo izplačanih 9,0 milijona evrov, kar prav tako predstavlja občutno povečanje v primerjavi z letom 2023. Zanemarljivo nizka pa so bila izplačila podpor za električno energijo, proizvedeno v hidroelektrarnah (0,3 milijona evrov), prav tako pa tudi v letu 2024 podpore niso bile izplačane za vetrno energijo. Razlog za to je tudi v letu 2024 visoka referenčna cena električne energije, ki je bila višja od proizvodnih stroškov v teh proizvodnih napravah.

82,6 % manj izplačanih podpor za proizvodnjo EE iz plina glede na leto 2023

Pomembno so se v letu 2024 znižala tudi izplačila podpor za električno energijo, proizvedeno v SPTE, za katero je bilo v letu 2023 izplačanih 54,5 milijona evrov podpor, v letu 2024 pa le še 9,5 milijona evrov, kar je 82,6 % sredstev manj. Glavni razlog je močan padec referenčne cene zemeljskega plina in s tem zmanjšanje razlike med stroški proizvodnje in tržno ceno, kar neposredno vpliva na višino podpore.

SLIKA 22: VREDNOST IZPLAČANIH PODPOR V OBDOBJU 2011–2024



VIR: BORZEN

Samooskrba z električno energijo iz OVE

Samooskrba z električno energijo iz obnovljivih virov energije je proizvajanje električne energije iz obnovljivih virov energije za celotno ali delno pokrivanje lastnega odjema električne energije z napravo za samooskrbo. Z napravo za samooskrbo se lahko električna energija proizvaja z izrabo sončne, vetrne, vodne in geotermalne energije, ali v SPTE napravi, ki kot primarni vir uporablja obnovljive vire energije. Samooskrba je lahko individualna ali skupnostna.

60.245 naprav za samooskrbo

- **skupna priključna moč 779 MW**
- **ocenjena proizvodnja v letu 2024 znaša 674,2 GWh**

Individualna samooskrba je namenjena pokrivanju lastnega odjema električne energije končnega odjemalca. Skupnostna samooskrba pa lahko zajema samooskrbo večstanovanjskih stavb ali skupnosti OVE. V samooskrbo večstanovanjske stavbe se lahko povežejo odjemalci, ki odjemajo električno energijo za lastne potrebe preko dveh ali več merilnih mest iste večstanovanjske stavbe. V skupnost OVE se lahko prav tako povežejo odjemalci, ki odjemajo električno energijo prek dveh ali več merilnih mest.

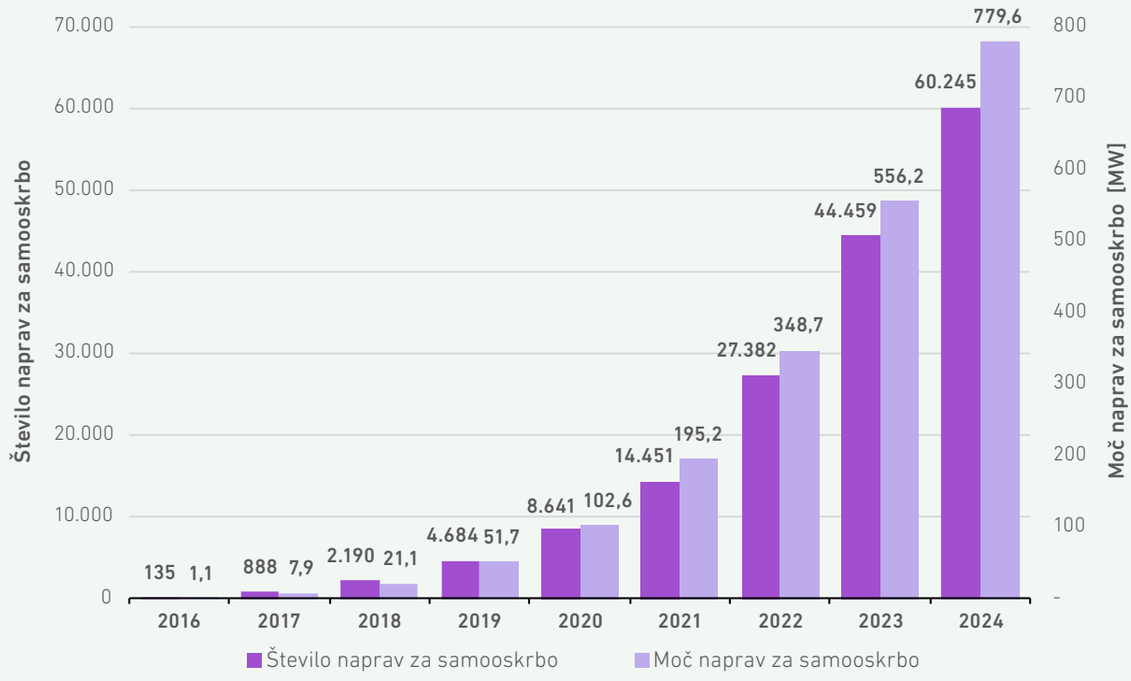
Od začetka uvedbe ukrepa samooskrbe se je uporabljal le letni obračun, ki pri obračunu električne energije ter omrežnine, prispevkov in drugih dajatev, ki se obračunavajo na količino električne energije, upošteva razliko med prevzeto in oddano električno energijo ob koncu koledarskega leta. V skladu z zahtevami EU zakonodaje se je moral letni obračun zaključiti in je prešel na obračun, ki temelji na 15-minutnih meritvah oddane in prevzete električne energije. V skladu s prenovljeno zakonodajo o samooskrbi odjemalec in dobavitelj s pogodbo o samooskrbi določita trajanje obračunskega obdobja in način obračuna dobavljene električne energije.

V letu 2016, ko so se priključevale prve naprave za samooskrbo, je bilo priključenih le 135 naprav s skupno priključno močjo 1,1 MW, medtem ko je bilo v letu 2024 na novo priključenih že 15.529 naprav s skupno priključno močjo skoraj 206 MW. V letu 2024 je tako obratovalo že 60.245 naprav za samooskrbo s skupno priključno močjo 779 MW in povprečno priključno močjo 12,9 kW. Z naraščanjem števila odjemalcev s samooskrbo raste tudi povprečna moč teh naprav, saj je npr. v letu 2016 povprečna moč na novo priključene naprave za samooskrbo znašala 8,1 kW. Naraščanje moči teh naprav je mogoče povezati z vedno večjo uporabo električne energije za ogrevanje stavb s toplotnimi črpalkami, v zadnjem času pa postaja zanimiva tudi uporaba samooskrbe v povezavi s polnjenjem električnih vozil na domu.

V skladu z veljavno zakonodajo in potrjeno novelo zakona ZSROVE-B, ki spreminja pogoje za vključitev v sistem samooskrbe z letnim obračunom, je pričakovati še kar nekaj priključitev naprav za samooskrbo po tem sistemu tudi v letu 2025.

V prihodnosti se pričakuje, da se bodo naprave za samooskrbo priključevale zgolj po novi uredbi o samooskrbi v okviru zakona ZSROVE, ki pa sistema letnega obračuna več ne predvideva. Hkrati nova zakonodaja omogoča vključevanje v sistem samooskrbe tudi vseh ostalih uporabniških skupin in tako ni omejena zgolj na gospodinjski in mali poslovni odjem.

SLIKA 23: ŠTEVILO IN PRIKLJUČNA MOČ NAPRAV ZA SAMOOSKRBO V OBDOBJU 2016–2024



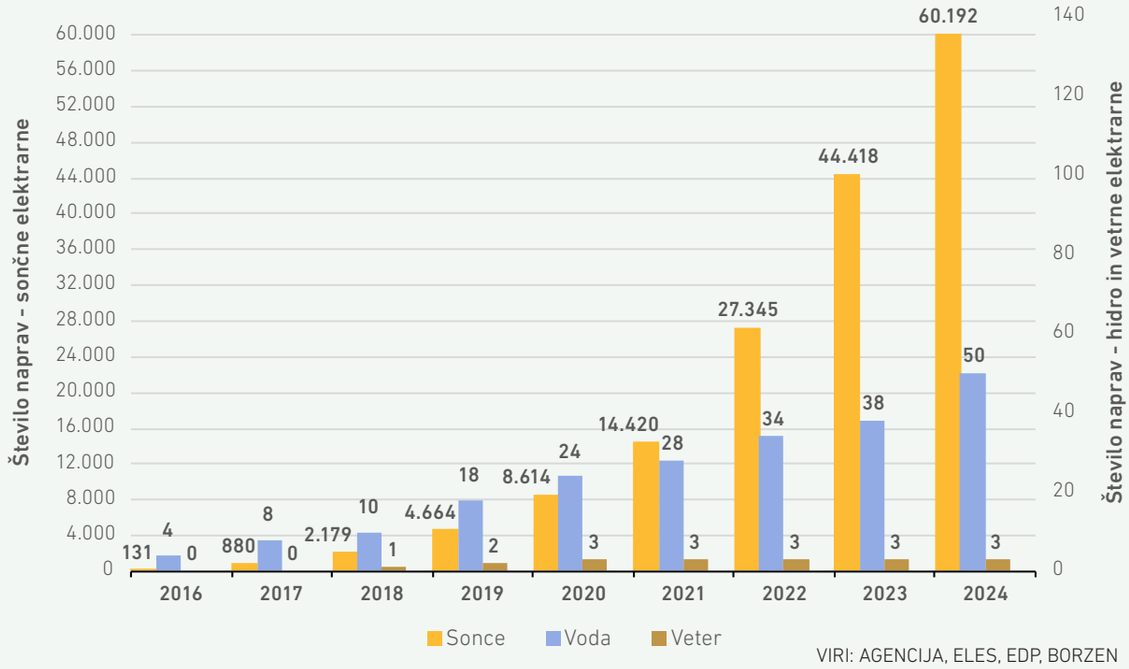
VIRI: AGENCIJA, ELES, EDP, BORZEN

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 (60.192 naprav), medtem ko je naprav, ki uporabljajo vodni vir, komaj 50, 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 zvišalo tudi število priključitev proizvodnih naprav za skupnostno samooskrbo. Prva naprava skupnostne samooskrbe je bila priključena v letu 2019 z močjo 14 kW. V letu 2020 so bile priključene 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 je bilo priključenih že 122 naprav s skupno priključno močjo 5.000 kW, medtem ko je bilo v letu 2024 priključenih 110 naprav s skupno priključno močjo 5.500 kW. Ob koncu leta 2024 je na ta način obratovalo že 291 naprav skupnostne samooskrbe s skupno priključno močjo 13.700 kW.

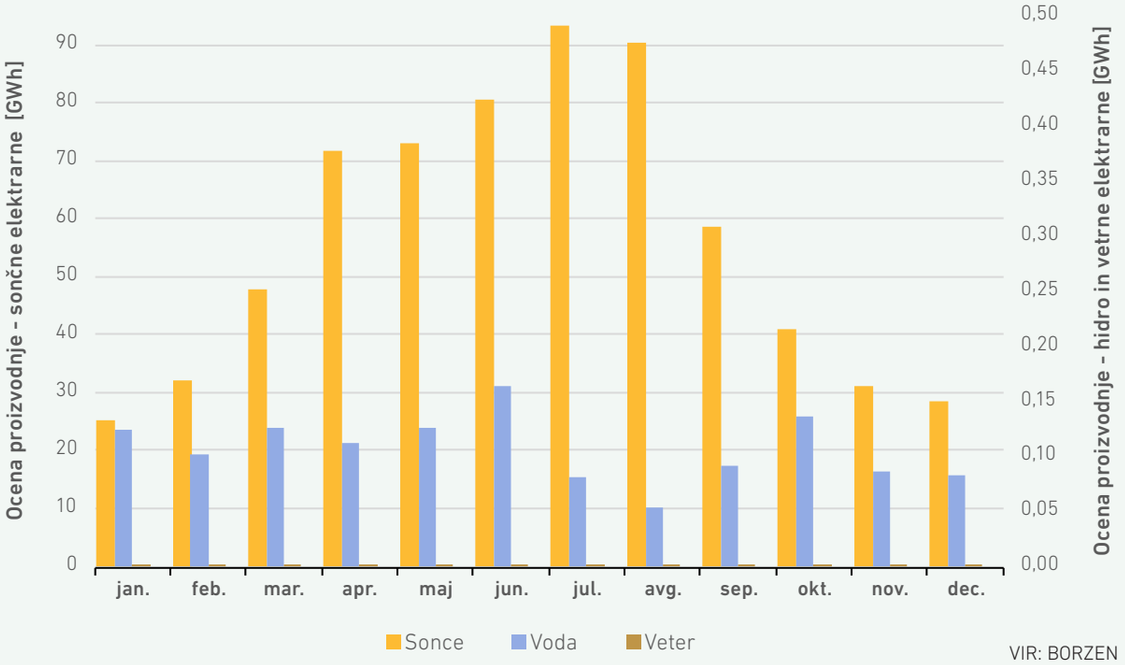
SLIKA 24: ŠTEVILO NAPRAV ZA SAMOOSKRBO V OBDOBJU 2016–2024 PO PROIZVODNIH VIRIH



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 2024 pa že 674,2 GWh.

SLIKA 25: OCENA PROIZVODNJE NAPRAV ZA SAMOOSKRBO V LETU 2024 PO MESECIH IN TEHNOLOGIJAH



VIR: BORZEN

ŠTUDIJA PRIMERA
Sistemska analiza odjema in oddaje električne energije odjemalcev s samooskrbo

Z vključitvijo odjemalcev s samooskrbo v t. i. merjen odjem5 so vzpostavljeni pogoji za bolj robustno analizo proizvodnje električne energije iz naprav za samooskrbo, zato v nadaljevanju predstavljamo podrobnejše rezultate odjema in oddaje električne energije na sistemski ravni.

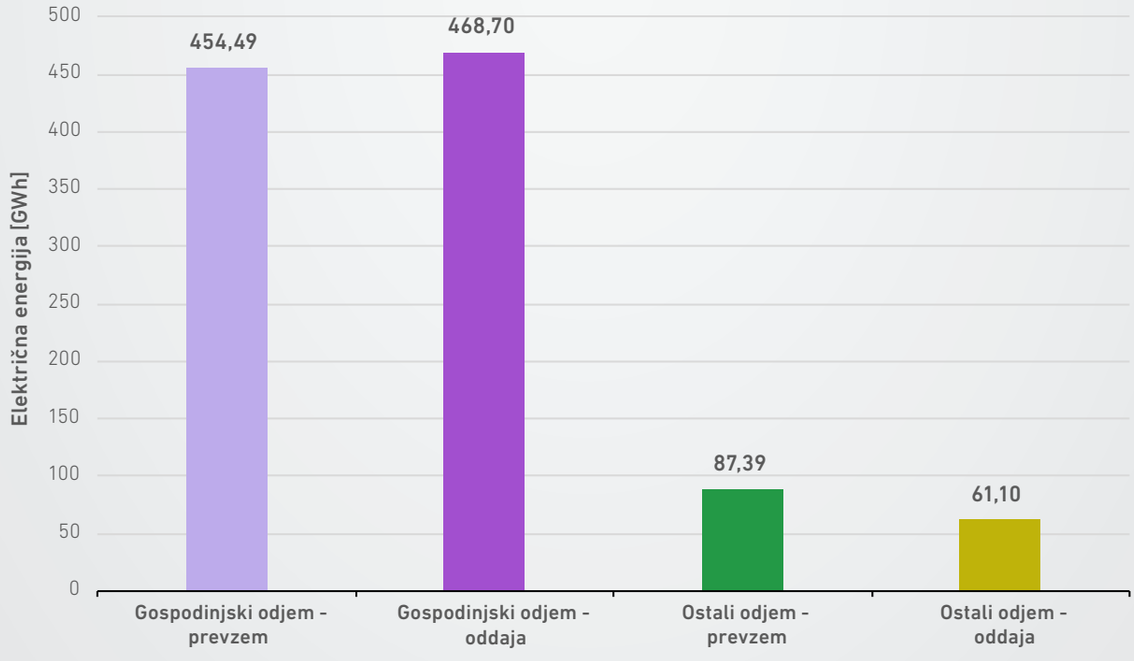
V poročilu so analizirani validirani agregirani letni 15-minutni profili odjema in oddaje energije za samooskrbne odjemalce, ločeno za gospodinjski ter ostali odjem v letu 2024, za dobavitelje ECE, Energija plus, E 3, Petrol, Energetika Ljubljana, GEN-I, SunContract, NGEN, BISOL Energija in FLEXGRID6,7.

Rezultate analize v nadaljevanju prikažemo po vrsti odjema (gospodinjstva in ostali odjem, ki ga predstavlja mali poslovni odjem) na sistemski ravni in na ravni posameznih območij distribucijskega sistema.

V letu 2024 so na sistemski ravni odjemalci s samooskrbo prevzeli 12,08 GWh več električne energije, kot so je oddali v omrežje (slika 26):

	Prevzeta energija [GWh]	Oddana energija [GWh]
Vsi odjemalci s samooskrbo	541,88	529,80

SLIKA 26: KOLIČINA DOBAVLJENE IN PREVZETE ELEKTRIČNE ENERGIJE SAMOOSKRBNIH ODJEMALCEV V LETU 2024



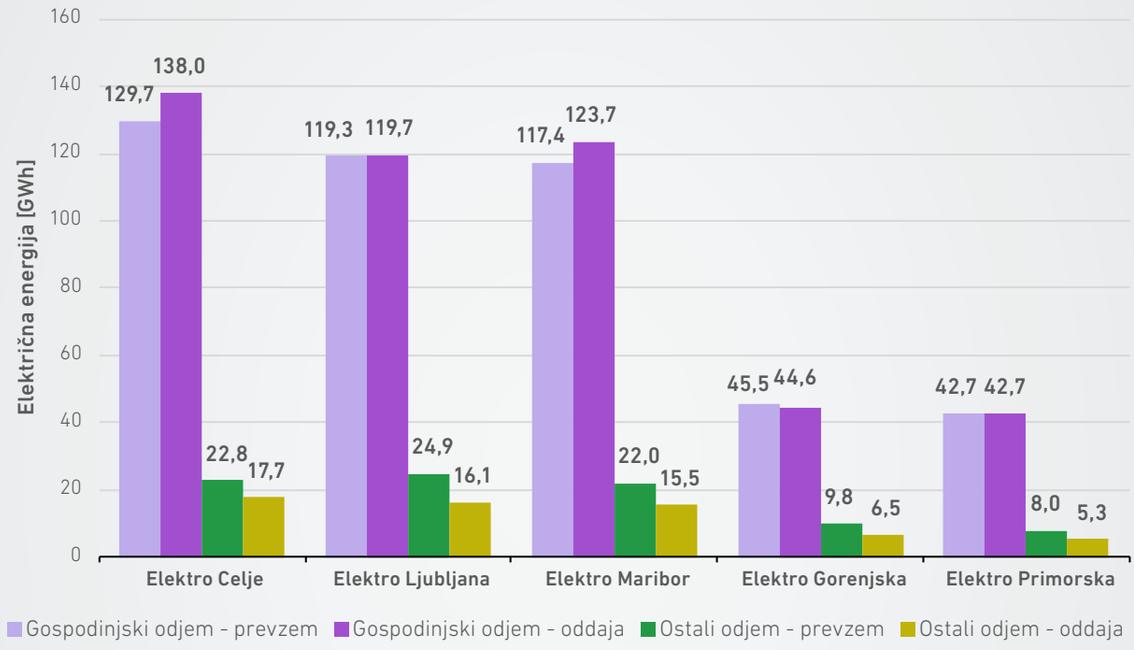
VIR: ELES

5 Vsi odjemalci s samooskrbo še nimajo nameščenih pametnih števcev.
6 Vir podatkov je platforma POMP nacionalnega podatkovnega vozlišča. Podatki so validirani.
7 Omejitve: podatki vključujejo samooskrbo z obračunskimi vezalnimi shemami PS.3A in PS.3B (OS.3A.1, OS.3B.1, OS.3B.3) ter razpoložljivimi 15-minutnimi meritvami. Sistemske agregirane količine električne energije odjemalcev s samooskrbo odstopajo od obračunskih količin na letni ravni 7 % za prevzeto oz. 5 % za električno energijo, oddano v omrežje.

Pri gospodinjskem odjemu so uporabniki v omrežje oddali približno 3 % več električne energije, kot so je iz njega prevzeli, medtem ko je pri ostalem odjemu količina prevzete električne energije za kar 43 % višja od količine oddane električne energije.

Analiza na ravni distribucijskih območij pa izkaže določene posebnosti. S slike 27 je tako razvidna povprečna predimenzioniranost samooskrbnih proizvodnih naprav pri gospodinjskih odjemalcih glede na kriterij letnega pokrivanja porabe na območjih Elektra Celje in Elektra Maribor.

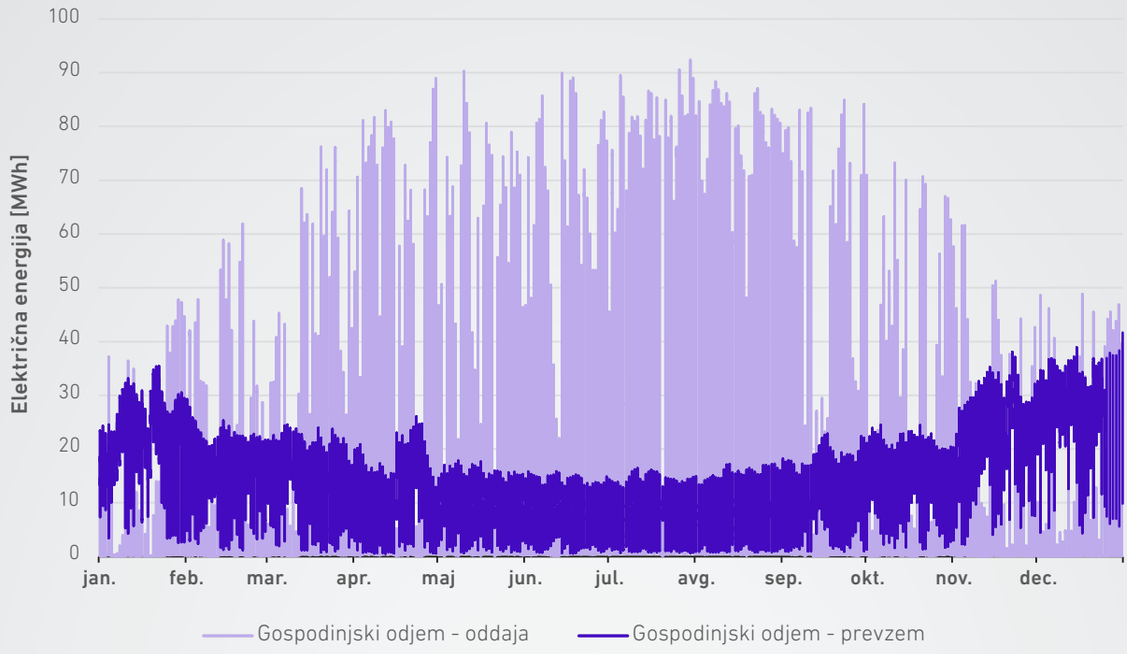
SLIKA 27: KOLIČINA PREVZETE IN ODDANE ELEKTRIČNE ENERGIJE SAMOOSKRBNIH ODJEMALCEV PO OBMOČJIH DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA V LETU 2024



VIR: ELES

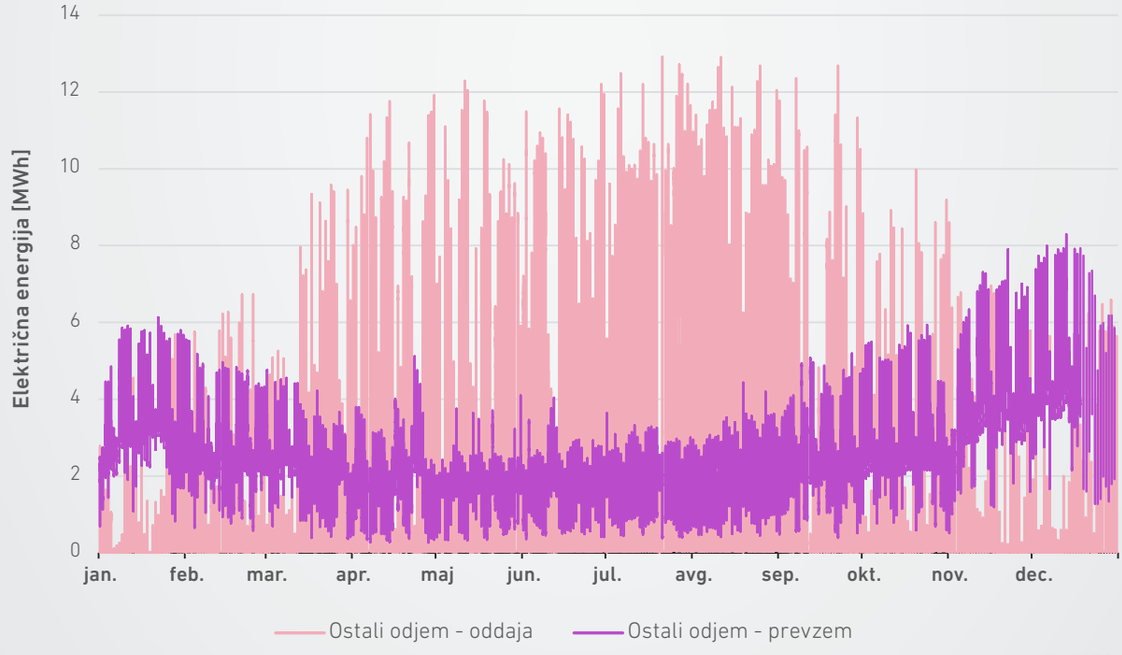
Na naslednjih slikah sta prikazana agregirana 15-minutna profila prevzete in oddane električne energije za celoten portfelj samooskrbnih gospodinjskih (slika 28) oz. ostalih odjemalcev (slika 29). Vzorca prevzete in oddane energije sta pri gospodinjskem in malem poslovnem odjemu podobna, saj obe vrsti odjema povzročata izrazite višje električne energije v toplejših mesecih.

SLIKA 28: AGREGIRAN PROFIL PROIZVODNJE IN PORABE VSEH SAMOOSKRBNIH GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV V LETU 2024



VIR: ELES

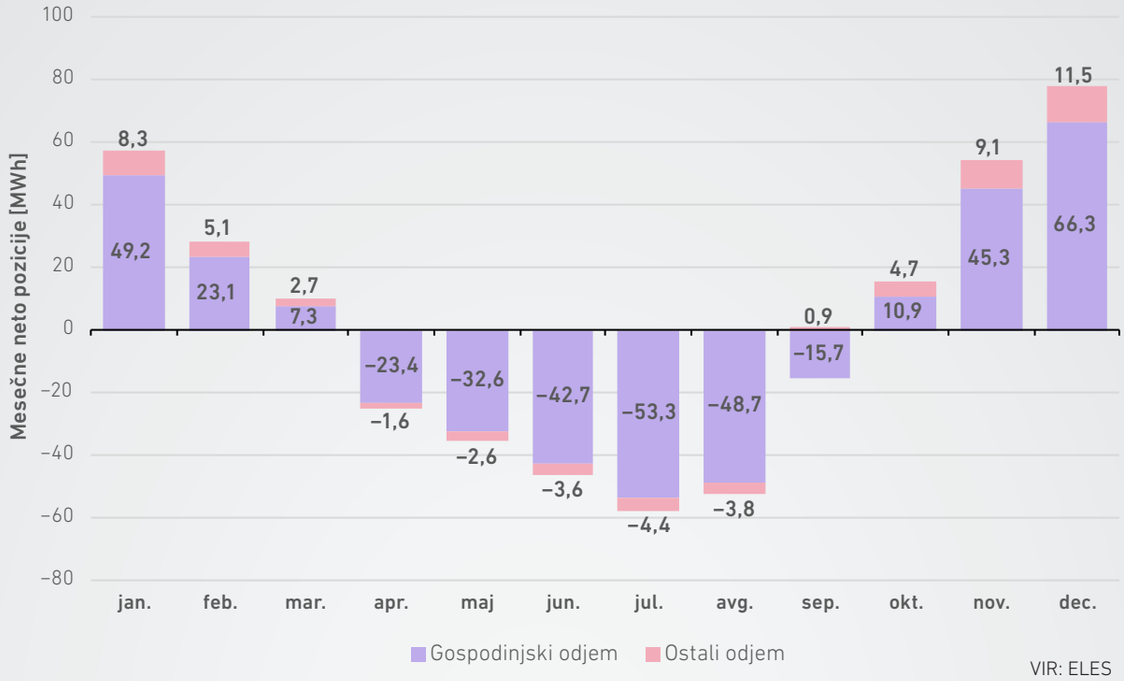
SLIKA 29: AGREGIRAN PROFIL PROIZVODNJE IN PORABE VSEH OSTALIH SAMOOSKRBNIH ODJEMALCEV V LETU 2024



VIR: ELES

Naslednja slika prikazuje neto energijske pozicije vseh dobaviteljev ločeno po skupinah odjemalcev (slika 30), kjer so prikazane razlike v mesečnih količinah prevzete ter oddane električne energije vseh samooskrbnih odjemalcev (gospodinjskih in ostalih). Iz prikazov je jasno razvidna, čeprav pričakovana, sezonskost: v zimskem obdobju, ko je poraba večja in proizvodnja iz sončnih elektrarn zmanjšana, morajo dobavitelji odjemalcem zagotoviti več električne energije, kot je od njih prejmejo. Nasprotno pa se v obdobju april–september zaradi večjega števila sončnih ur ta trend obrne.

SLIKA 30: RAZLIKE V MESEČNIH KOLIČINAH DOBAVLJENE TER PREVZETE ELEKTRIČNE ENERGIJE SAMOOSKRBNIH ODJEMALCEV V LETU 2024



VIR: ELES

Analiza po posameznih dobaviteljih razkriva velike razlike v obsegu portfeljev tovrstnih odjemalcev, pri čemer izstopa dominantni dobavitelj v obravnavani skupini. Z vidika finančnih tveganj, povezanih s cenovnimi razlikami električne energije, te razlike ne zadostujejo za celovito oceno izpostavljenosti tveganjem. Ključno vlogo pri oceni izpostavljenosti tveganjem ima struktura celotnega portfelja posameznega dobavitelja.

Velika večina odjemalcev s samooskrbo, ki so po definiciji iz ZOEE uvrščeni med aktivne odjemalce, je oskrbovana na podlagi letnega netiranja energije. V praksi gre v opazovanem obdobju predvsem za odjemalce, ki delujejo po načelu »investiraj in pozabi«, zaradi česar so v praksi to pravzaprav najbolj pasivni odjemalci. Edini mehanizem, ki jih spodbuja k učinkovitejši rabi omrežja, je nov način obračunavanja omrežnine. Povsem drugačno vedenje pa pričakujemo od samooskrbnih odjemalcev, ki niso (ali ne bodo več) vključeni v letno netiranje energije in večinoma vlagajo v hibridne sisteme samooskrbe s hranilnikom. Zato bo v prihodnjih letih zanimivo spremljati njihove profile uporabe omrežja in jih primerjati s profili drugih samooskrbnih odjemalcev.

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 2024 izvajal dejavnosti gospodarske javne službe (GJS) operaterja prenosnega in distribucijskega sistema. Zraven dejavnosti gospodarskih javnih služb ELES izvaja še dejavnosti, ki niso elektroenergetske. V okviru dejavnosti, ki niso elektroenergetske dejavnosti, je ELES v letu 2024 začel izvajati še dejavnost po Zakonu o infrastrukturi za alternativna goriva in spodbujanju prehoda na alternativna goriva v prometu za podporo razvoju e-mobilnosti (vir: nerevidirano Letno poročilo ELES). Družba ELES v 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.

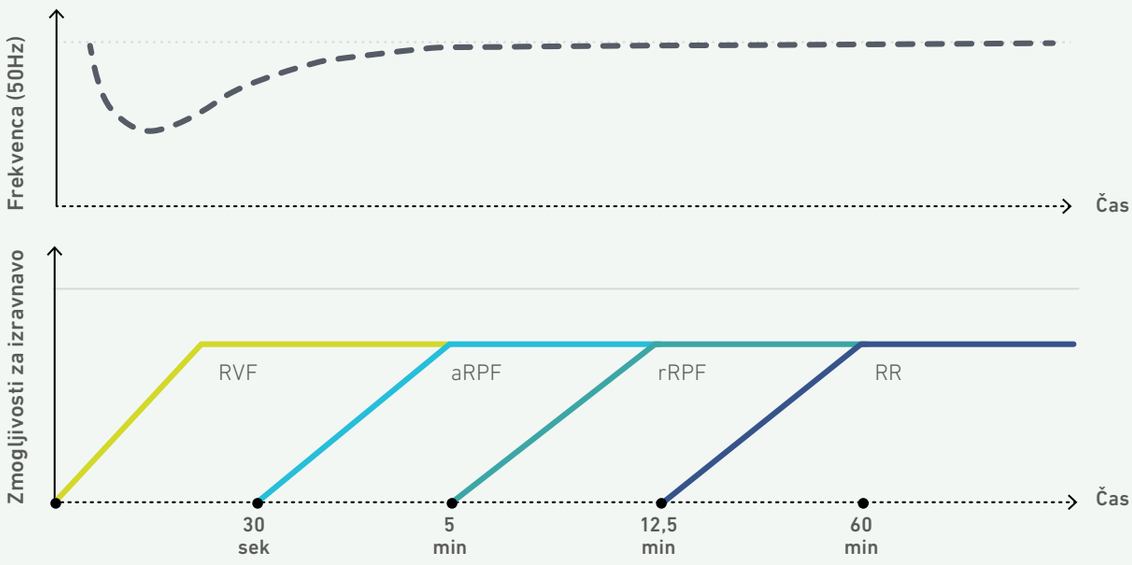
ELES je na podlagi soglasja Vlade Republike Slovenije s pogodbo prenesel izvajanje nalog GJS operaterja distribucijskega sistema na distribucijska podjetja. Distribucijska podjetja zraven dejavnosti, ki jim jo je na podlagi pogodbenega razmerja prenesel v izvajanje izvajalec GJS operaterja distribucijskega 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 letnem poročilu razkrila ločene računovodske izkaze za navedene dejavnosti in tudi sodila za razporejanje sredstev in obveznosti, stroškov ter odhodkov in prihodkov, ki jih upoštevajo pri sestavi ločenih računovodskih evidenc in ločenih računovodskih izkazov.

Tehnične storitve operaterjev

Zagotavljanje sistemskih storitev

V primeru večjega nihanja porabe ali proizvodnje, kot je izpad elektrarne, dela omrežja ali drugih nepredvidljivih sprememb pri obratovanju v nacionalnem ali širšem evropskem prenosnem omrežju, posamezni operaterji prenosnih sistemov na svojem regulacijskem območju ukrepajo s svojim primarnim nadzorom, ki je na voljo skoraj takoj. Količina sistemskih storitev, s katero sodelujejo posamezni operaterji prenosnih sistemov, se določa s prostovoljnim dogovorom in izračuna na podlagi ustreznih proizvodnih količin ter z uporabo skupno dogovorjenih postopkov. Primer postopka aktivacij posameznih storitev podaja slika 31:

SLIKA 31: PRIMER POSTOPKOV AKTIVACIJ REZERV V PRIMERU POMANJKANJA ZADOSTNIH PROIZVODNIH ZMOGLJIVOSTI



VIRA: AGENCIJA, ENTSO-E

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

- rezerva za vzdrževanje frekvence (RVF),
- rezerva za povrnitev frekvence z avtomatsko aktivacijo (aRPF),
- rezerva za povrnitev frekvence z ročno aktivacijo (rRPF),
- regulacija napetosti in jalove moči ter
- zagon agregatov brez zunanjega vira napajanja.

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

Sistemske storitve delimo na frekvenčne, med katere sodijo RVF, aRPF in rRPF, ter nefrekvenčne, med katere sodita regulacija napetosti in zagon agregatov brez zunanjega napajanja. Frekvenčne sistemske storitve sodijo poleg nakupa na izravnalnem trgu tudi med storitve izravnave v elektroenergetskem sistemu. Potreben obseg frekvenčnih sistemskih storitev je mogoče ovrednotiti s količino rezerve, izražene v MW, medtem ko je pri nefrekvenčnih sistemskih storitvah potrebna predvsem ustrezna geografska razpršenost njunih ponudnikov na celotnem območju prenosnega sistema. Za leto 2024 je ELES predvidel naslednji obseg rezervnih zmogljivosti za frekvenčne sistemske storitve:

- RVF: ±14 MW,
- aRPF: +60 MW, –60 MW,
- rRPF: +190 MW, –48 MW.

Predvideni obseg frekvenčnih sistemskih storitev za leto 2024 je bil na področju avtomatskega vzdrževanja frekvence in aktivacije enak kot v zadnjih dveh letih, medtem ko so se potrebe po obsegu rezerve za vzdrževanje frekvence in rezerve za povrnitev frekvence z ročno aktivacijo zmanjšale, slednja predvsem zaradi spremenjene definicije rezerve, ki jo mora zagotavljati posamezni operater prenosnega sistema v okviru bloka SHB.

Na področju frekvenčnih sistemskih storitev so se v letu 2024 tako kot leto prej v celoti izvajale določbe Uredbe Komisije (EU) 2017/2195 z dne 23. novembra 2017 o določitvi smernic za izravnavo električne energije (v nadaljevanju Uredba (EU) 2017/2195), ki med drugim zahtevajo zakup storitev na tržnih načelih za čim krajše obdobje zakupa, pri čemer morajo biti zakupi aRPF in rRPF izvedeni ločeno za pozitivno in negativno smer izravnave, pri čemer je treba prav tako ločiti zakup izravnalne moči od nakupa izravnalne energije. Ponudnike storitev aRPF in rRPF je ELES v letu 2024 izbiral lokalno prek slovenske platforme za izravnavo, medtem ko je ponudnike RVF izbiral prek mednarodne platforme FCR Cooperation, v kateri sodeluje že od leta 2021.

Izbor ponudnikov zagotavljanja RVF v okviru FCR Cooperation je potekal v obliki dražb za štiriurne produkte zagotavljanja rezerve. Dražbe se izvajajo na skupni platformi, ki jo upravlja eden od štirih nemških operaterjev prenosnega sistema.

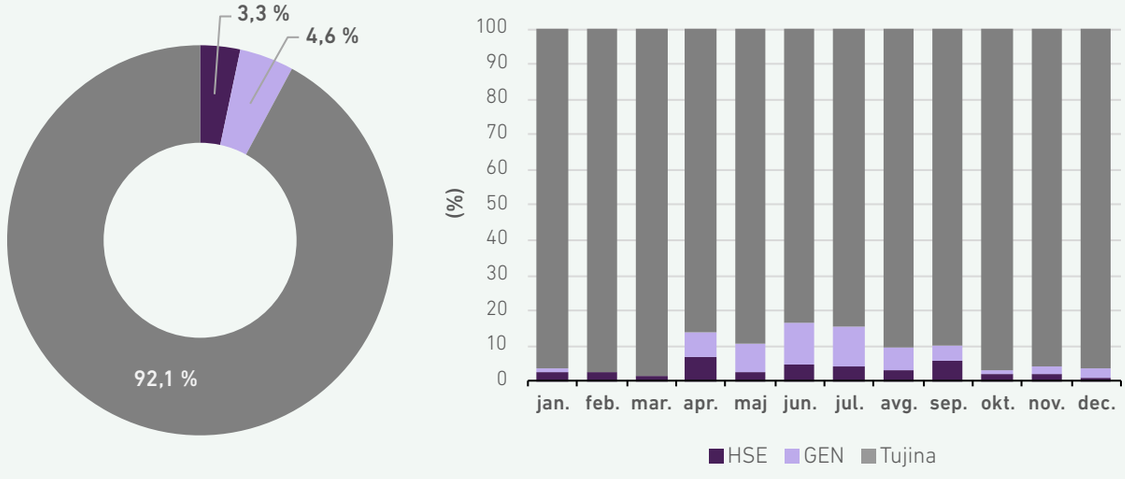
TABELA 13: CENE RVF IN DELEŽ V SLOVENIJI ZAKUPLJENE RVF V LETU 2024

	Povprečna marginalna cena zakupa [EUR/MW/h]	Strošek zakupa brez upoštevanja koristi iz FCR kooperacije [EUR]	Strošek zakupa [EUR]	Delež RVF aktivirane v Sloveniji (%)
Skupaj	**16,26**	1.995.446,86	**988.272,45**	**7,9 %**

VIRA: ELES, HTTPS://WWW.REGELLEISTUNG.NET

Tabela 13 prikazuje skupne stroške ELES-a za rezervacijo rezerve za vzdrževanje frekvence (RVF) ter delež RVF, ki so jih zagotovili slovenski ponudniki. Povprečna marginalna cena zakupa RVF je v letu 2024 znašala 16,26 EUR/MW/h. Skupni strošek zakupa brez upoštevanja koristi iz mehanizma FCR Cooperation bi znašal 1.995.446,86 EUR, medtem ko je končni strošek po upoštevanju mehanizma znašal 988.272,45 EUR. To pomeni, da je bil zaradi sodelovanja v kooperaciji skupni strošek nižji za 1.007.174,41 EUR. V primerjavi z letom 2023 se je skupni strošek izvajanja storitve RVF povečal za 227.834,74 EUR. Delež aktivirane RVF iz slovenskih virov se je rahlo povečal, in sicer s 5,45 % v letu 2023 na približno 7,9 % v letu 2024, vendar še vedno ostaja na nizki ravni. Prikaz deleža aktivacije domačih virov je prikazan tudi na sliki 32. ELES je večino potreb po RVF pokril z nakupi prek evropske platforme FCR Cooperation, ki vključuje vse več držav članic Evropske unije. Sistem delitve stroškov in koristi v okviru FCR se še vedno optimizira in zagotavlja večjo stroškovno učinkovitost v primerjavi z nacionalnim zakupom. K omejenemu deležu domačih ponudnikov prispeva več dejavnikov, med drugim visoke cene električne energije, ki ponudnikom omogočajo boljše možnosti na primarnem trgu z energijo, ter vpliv pogostih sprememb obremenitve, ki dolgoročno povzročajo obrabo opreme za proizvodnjo električne energije.

SLIKA 32: DELEŽI VIROV AKTIVIRANE REZERVE ZA VZDRŽEVANJE FREKVENCE NA LETNI OZIROMA MESEČNI RAVNI



VIR: ELES

Ponudnike storitve aRPF za leto 2024 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 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 je ELES za leto 2023 nehal izvajati letne dražbe za aRPF in rRPF. Skupno količino rezerve ±60 MW je ELES zakupil v dveh delih, in sicer, ±30 MW zakupa izravnalne moči na mesečnih dražbah in ±30 MW na dnevnih dražbah. Sistemsko storitev aRPF so v letu 2024 zagotavljali štirje kvalificirani ponudniki, pri čemer so v praksi aktivno sodelovali le trije ponudniki, od katerih sta dva storitve zagotavljala s klasičnimi proizvodnimi viri, tretji pa tudi z baterijskimi hranilniki. Ponudbe za izravnalno energijo so lahko ponudniki oddajali do dve uri pred dobavo (H-2).

TABELA 14: REZULTATI DRAŽB ZA aRPF

Pozitivna smer izravnave (aRPF+)		
	Dodeljena količina [MW]	**Povprečna uteženа cena [EUR/MW/h]**
Mesečne dražbe	30	8,98
Dnevne dražbe	30	8,97
Negativna smer izravnave (aRPF–)		
	Dodeljena količina [MW]	**Povprečna uteženа cena [EUR/MW/h]**
Mesečne dražbe	30	8,49
Dnevne dražbe	30	8,48

VIR: ELES

Zahteve za dimenzioniranje rezerv za povrnitev frekvence z ročno aktivacijo (RPF) podajajo SO GL, SONPO-E, ZOEE in SAFA. V skladu z zahtevami za dimenzioniranje na področju zagotavljanja rRPF in sporazuma o skupnem zagotavljanju in deljenju rezerv v okviru bloka SHB (Slovenija, Hrvaška, BIH) (RDMF), v okviru katerega so si partnerji razdelili zagotavljanje potrebnih količin rRPF, je v letu 2024 ELES nekoliko zmanjšal načrtovan zakup moči, in sicer na 190 MW pozitivne rRPF in 48 MW negativne rRPF. Ključen razlog za znižanje je bila spremenjena definicija rezerve, ki jo mora zagotavljati posamezni operater prenosnega sistema v okviru bloka SHB.

Ponudbe za storitve rRPF je ELES za leto 2024 zbiral ločeno za moč (rRPF) in izravnalno energijo, tako za pozitivno (rRPF+) in negativno smer (rRPF–). Pogoje 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, pri čemer sta bila vključena dva ponudnika. Preostali del potrebnega obsega v pozitivni smeri ter celoten obseg v negativni smeri pa je bil zakupljen na dnevnih dražbah za vsako posamezno uro.

Storitev rRPF+ je v letu 2024 zagotavljalo pet ponudnikov. Pretežni del zakupa, 74 %, je zagotavljal en ponudnik, medtem ko so preostali ponudniki prispevali po 10, 8, 6 in 2 % celotnega obsega. Pri storitvi rRPF– je sodelovalo šest ponudnikov, med katerimi je bil razrez deležev nekoliko bolj razpršen: največji ponudnik je zagotovil 31 % potrebne količine, sledili so deleži 27, 23, 9 in dvakrat po 5 %. Pri nekaterih ponudnikih z nižjimi deleži je opazno, da so storitev nudili le občasno oziroma zgolj v posameznih mesecih, kar je značilno za nove udeležence na trgu. Njihova prisotnost je verjetno povezana z uvedbo novih tehnologij za izvajanje storitve ali z razvojem možnosti za prilagajanje odjema pri pogodbenih uporabnikih. Udeleženci na dražbah rRPF+ in rRPF– so rezervno moč večinoma zagotavljali s klasičnimi proizvodnimi enotami, del zmogljivosti pa je bil zagotovljen tudi iz razpršenih virov, baterijskih hranilnikov ter z ukrepi prilagajanja odjema. Rezultate dražb podaja tabela 15.

TABELA 15: REZULTATI DRAŽB ZA rRPF

Pozitivna smer izravnave (rRPF+)		
	Že dodeljena količina [MW]	**Dosežena cena [EUR/MW/h]**
Letni zakup produkta	150	5,70
	Dodeljena količina [MW]	**Povprečna uteženа cena [EUR/MW/h]**
Dnevne dražbe	70	4,262
Negativna smer izravnave (rRPF–)		
	Dodeljena količina [MW]	**Povprečna uteženа cena [EUR/MW/h]**
Dnevne dražbe	48	2,215

VIR: ELES

Za leto 2024 ELES ponudnikov nefrekvenčnih sistemskih storitev ni posebej izbiral. Ob koncu leta 2023 je za leto 2024 namreč sklenil anekse k že obstoječim pogodbam za zagotavljanje sistemskih storitev v okviru procesa regulacije napetosti in jalove moči ter zagona agregatov brez zunanjega napajanja.

Tabela 16 prikazuje posamezne stroške sistemskih storitev za leto 2024. Pri tem je treba poudariti, da so prikazani le tisti stroški, ki se financirajo iz omrežnine za prenosni sistem, medtem ko se stroški aktivacije energije pri frekvenčnih sistemskih storitvah financirajo iz bilančnega obračuna. Te stroške pokrivajo odgovorni bilančnih skupin.

Skupni stroški sistemskih storitev so bili v letu 2024 nižji za 1.435.070.63 EUR kot v letu 2023. Razlog za znižanje skupnih stroškov je bil manjši obseg zakupa ročne rezerve za povrnitev frekvence v pozitivni in negativni smeri, kar se odraža v občutno nižjih stroških za ti dve storitvi.

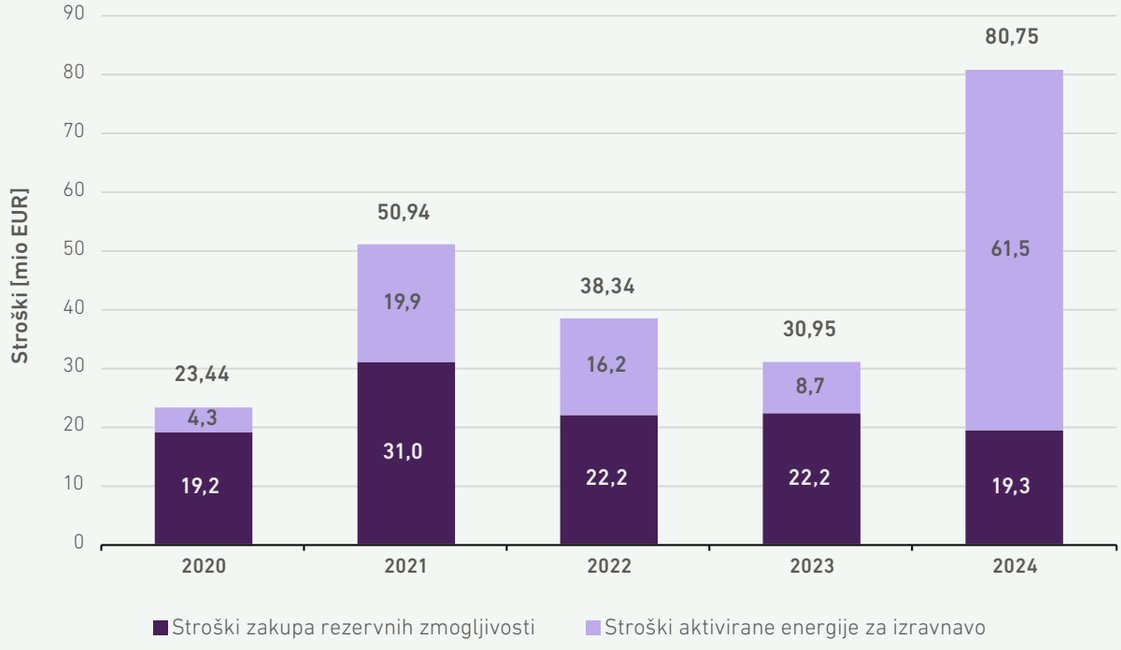
TABELA 16: STROŠKI IZVAJANJA SISTEMSKIH STORITEV V LETU 2024

Sistemska storitev	**Letni strošek zakupa brez DDV [EUR]**
RVF	994.599,91
Pozitivni aRPF	4.488.815,00
Negativni aRPF	4.255.148,00
Pozitivni rRPF	8.615.582,00
Negativni rRPF	934.818,00
Regulacija napetosti in jalove moči	3.934.868,00
Zagon agregatov brez zunanjega napajanja	2.544.000,00
Skupaj	**25.767.830,91**

VIR: ELES

ELES je v letu 2024 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 dnevnih dražbah ni uspel zagotoviti predpisanih količin za storitvi aRPF oziroma rRPF, je sprožil nadomestni postopek, ki ga predvideva ZOEE. V letu 2024 je bil ta postopek aktiviran dvakrat za storitev aRPF in štirikrat za storitev rRPF. V vseh teh primerih je bila cena zakupa določena s strani agencije z odločbo in je znašala 9,00 EUR/MW/h za aRPF+, 8,50 EUR/MW/h za aRPF–, 5,71 EUR/MW/h za rRPF+ in 4,50 EUR/MW/h za rRPF–.

SLIKA 33: SKUPNI STROŠKI ZA IZRAVNAVO ODSTOPANJ ELEKTROENERGETSKEGA SISTEMA V 2024



VIRA: ELES, BORZEN

Izravnava odstopanj in bilančni obračun

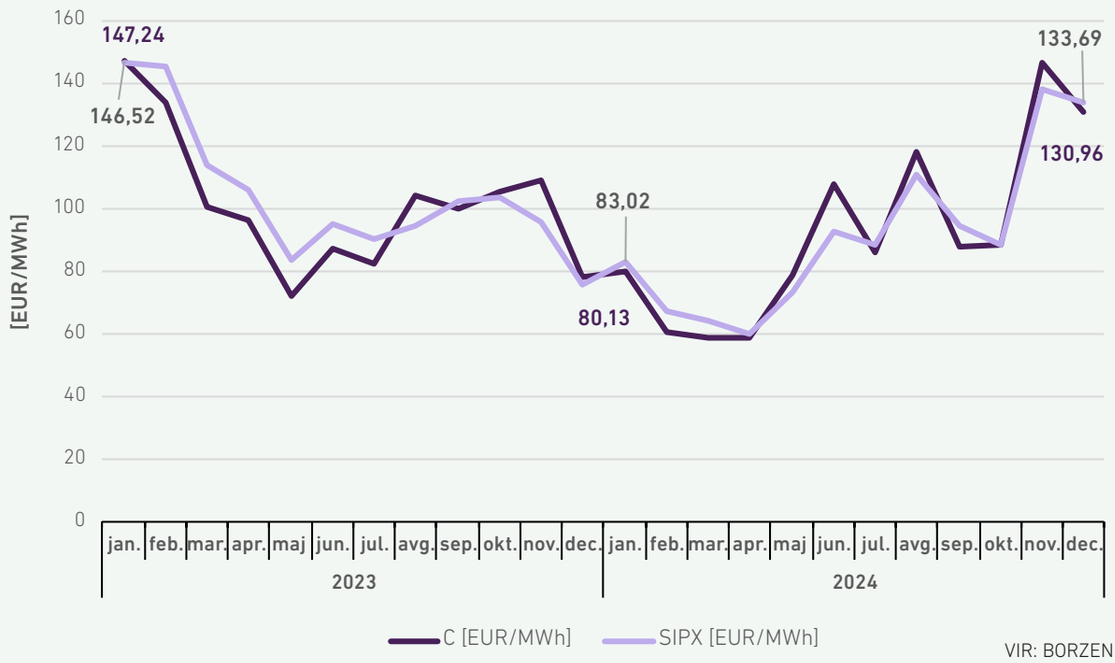
Za izravnavo odstopanj elektroenergetskega sistema od napovedanih vrednosti je v Sloveniji odgovoren operater prenosnega sistema ELES. Za manjša odstopanja v sistemu uporablja rezervo za povrnitev frekvence z avtomatsko aktivacijo (aRPF), v primeru večjih odstopanj pa aktivira ročno rezervo za povrnitev frekvence (rRPF) ali poseže po nakupu oz. prodaji energije na izravnalnem trgu. Stroške, povezane z izravnavo odstopanj, krijejo bilančne skupine v postopku bilančnega obračuna, katerega obračunski interval ostaja 15 minut.

Leto 2024 je bilo drugo leto izvajanja modela izračuna cen za odstopanja na podlagi enotne cene v vsakem obračunskem intervalu ne glede na smer odstopanja. Ta pristop je določen s spremenjenimi Pravili za delovanje trga z električno energijo, ki je med drugim upošteval, da so bili med merjene odjemalce vključeni tudi gospodinjski odjemalci s 15-minutnimi odčitki, februarja 2024 pa še samooskrbni odjemalci. Spremenjena pravila so namreč začela veljati 1. februarja 2024.

Povprečna cena za odstopanja v letu 2024 je znašala 92,11 EUR/MWh, kar je 9 % manj kot leto prej, ko je ta znašala 101,18 EUR/MWh. Letni povprečni indeks SIPX v letu 2024 je znašal 91,29 EUR/MWh, kar pomeni 12,2 % nižjo vrednost v primerjavi z letom 2023.

V prvih štirih mesecih leta 2024 so bile povprečne mesečne cene za odstopanja nižje za kar 46 % glede na enako obdobje prejšnjega leta. Med majem in oktobrom so bile razlike manj izrazite, v novembru in decembru pa so bile cene za odstopanja višje za 48 % v primerjavi z enakim obdobjem leta 2023. Povprečne mesečne vrednosti cen za odstopanja C in indeksa SIPX za leti 2023 in 2024 so prikazane v spodnjem grafu (slika 34).

SLIKA 34: POVPREČNE DNEVNE VREDNOSTI CEN ODSTOPANJ C TER INDEKSA SIPX



VIR: BORZEN

Model obračuna enojne cene za odstopanja, ki se uporablja od leta 2023, ostaja nespremenjen tudi v letu 2024. Najvišja cena za odstopanja v letu 2024 je bila dosežena 29. julija in je znašala 2.625,81 EUR/MWh, kar je več kot dvakrat več od najvišje cene v letu 2023, ki je znašala 1.306,84 EUR/MWh in je bila dosežena 12. septembra. Najnižja cena v letu 2024 je znašala –1.635,51 EUR/MWh in je bila zabeležena 21. avgusta, kar je občutno nižje od najnižje vrednosti leta 2023, ki je znašala –600,06 EUR/MWh in je bila dosežena 9. marca.

Najvišja urna cena odstopanja 2.625,81 EUR/MWh (29. julija), najnižja urna cena odstopanja –1.635,51 EUR/MWh (21. avgust)

Povprečne mesečne cene odstopanj so bile v letu 2024 najnižje marca in aprila, in sicer 59,00 EUR/MWh, najvišje pa novembra, ko so v povprečju dosegle 146,77 EUR/MWh. Za primerjavo: v letu 2023 so bile najnižje povprečne mesečne cene dosežene maja, in sicer 72,45 EUR/MWh, najvišje pa januarja, ko so znašale 147,24 EUR/MWh.

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

TABELA 17: POVPREČNE, NAJVIŠJE IN NAJNIŽJE VREDNOSTI CEN ODSTOPANJ C IN SIPX V OBRAČUNSKIH INTERVALIH

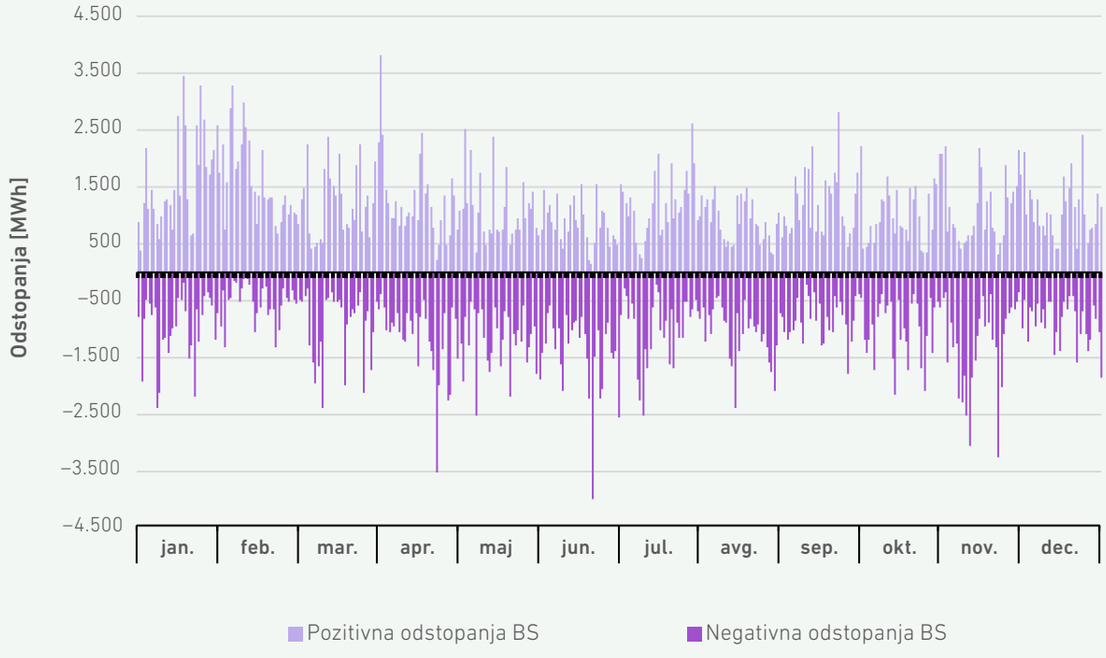
	2023 [EUR/MWh]		**2024 [EUR/MWh]**	
	C	SIPX	C	SIPX
Povprečne cene obračunskega intervala	**101,20**	**103,91**	**92,11**	**91,29**
Najvišja vrednost	1.306,84	426,18	2.625,81	1.022,27
Najnižja vrednost	–600,06	–500,00	–1.635,51	–105,88

VIR: BORZEN

Najvišja skupna mesečna pozitivna odstopanja bilančnih skupin (energijski presežek) so bila v letu 2024 zabeležena januarja in so znašala 49.848 MWh. Najvišja skupna mesečna negativna odstopanja (energijski manko) pa so bila dosežena novembra in so znašala 41.781 MWh. Povprečna mesečna odstopanja bilančnih skupin v letu 2024, pri čemer so skupaj upoštevana tako pozitivna kot negativna odstopanja, so znašala približno 67.551 MWh. To je za več kot 20 % več kot leto prej, ko je povprečje znašalo 56.146 MWh.

Na spodnji sliki so prikazane skupne dnevne vsote pozitivnih in negativnih odstopanj vseh bilančnih skupin v Sloveniji v letu 2024.

SLIKA 35: DNEVNA ODSTOPANJA OD NAPOVEDI PORABE V SLOVENSKEM OMREŽJU V LETU 2024



VIR: BORZEN

Podatki za leto 2024 kažejo, da decembra ni bilo zaznanih izrazito visokih pozitivnih odstopanj, kot so bila značilna za pretekla leta. V preteklosti so bila ta odstopanja pogosto posledica obračunskih posebnosti pri upoštevanju viškov iz samooskrbnih naprav. Od uveljavitve spremenjenih Pravil za delovanje trga z električno energijo, ki veljajo od leta 2023, se ti viški obračunavajo znotraj letnega poračuna bilančnega obračuna, kar je pomembno prispevalo k stabilizaciji decembrskih vrednosti.

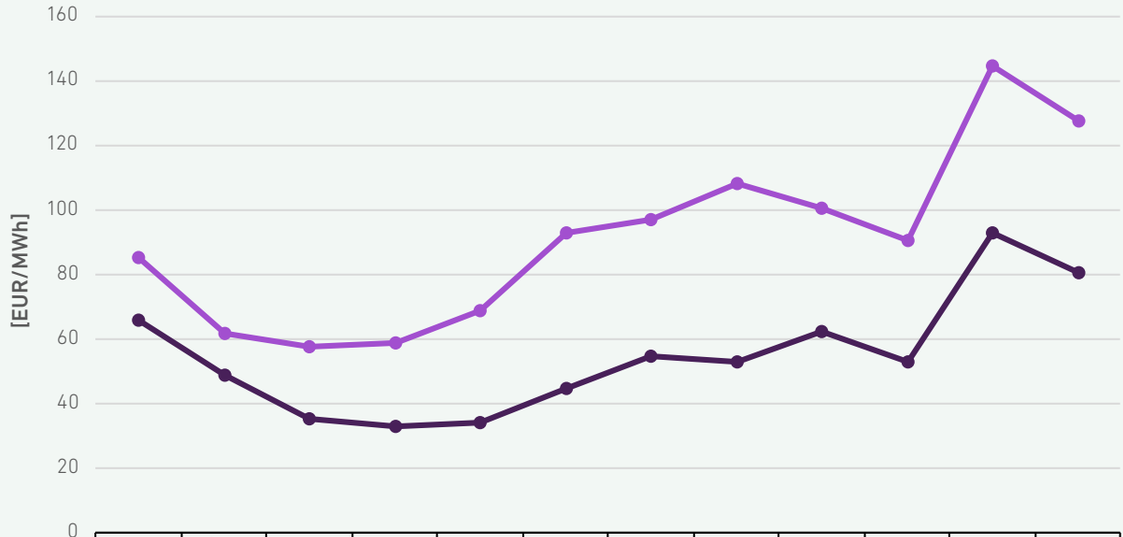
V skladu z dinamiko vključevanja uporabnikov v merjene diagrame, kot jo določajo sistemska obratovalna navodila za distribucijski sistem (SONDSEE), so bili z letom 2023 med merjene odjemalce vključeni vsi negospodinjski odjemalci s priključno močjo manjšo od 43 kW. Z letom 2024 pa so temu sledili še gospodinjski odjemalci in nato samooskrbni uporabniki. Vse te spremembe so vplivale na sestavo in strukturo preostalega diagrama odjema, pri čemer je imel operater trga vlogo predvsem pri pravočasnem obveščanju deležnikov in njihovem usklajevanju na trgu.

Izravnalno energijo za uravnavanje odstopanj v elektroenergetskem sistemu Slovenije zagotavlja operater prenosnega sistema ELES. V letu 2024 je bila za izravnavo negativnih odstopanj porabljena količina 357 GWh, za izravnavo pozitivnih odstopanj pa 407 GWh.

Povprečne urne cene izravnave, izračunane na podlagi vseh stroškov in količin izravnave, so razvidne s slike 36. Oznaka S+ predstavlja ceno urejanja kratke pozicije (nakup energije), S– pa ceno urejanja dolge pozicije (prodaja energije). V izračunih so upoštevane vse vrste sistemskih rezerv: RVF (rezerva za vzdrževanje frekvence), aRPF (avtomatska rezerva za povrnitev frekvence), rRPF (ročna rezerva za povrnitev frekvence), RR (rezer-

ve za nadomestitev, vključno z izravnalnim trgom), FSkar (odstopanja na mejah) ter druge izravnalne količine, vključno z energijami iz IGCC mehanizma v skladu z 91. členom veljavnih Pravil za delovanje trga z električno energijo.

SLIKA 36: POVPREČNE MESEČNE VREDNOSTI STROŠKOV REGULACIJE (S+ IN S–) V LETU 2024



	jan.	feb.	mar.	apr.	maj	jun.	jul.	avg.	sep.	okt.	nov.	dec.
S+	85,58	62,02	57,74	59,24	68,78	92,91	97,43	108,09	100,99	90,87	144,53	127,59
S–	65,79	49,02	35,76	32,99	34,10	44,78	55,11	53,38	62,47	53,10	93,03	80,56

VIR: BORZEN

Povprečne cene izravnave v letu 2024 so bile sicer nižje kot v letu 2023, tako za pozitivno (S+) kot za negativno (S–) izravnavo. Povprečna cena pozitivne izravnave je znašala 91,23 EUR/MWh, medtem ko je v letu 2023 znašala 100,20 EUR/MWh. Cena negativne izravnave se je znižala s 70,59 EUR/MWh na 56,85 EUR/MWh. Razlike med povprečnima cenama S+ in S– so se v primerjavi z letom 2023 nekoliko zmanjšale tudi v absolutnem smislu.

TABELA 18: GIBANJE SKUPNIH ODSTOPANJ BILANČNIH SKUPIN IN NA MEJAH SLOVENSKEGA REGULACIJSKEGA OBMOČJA V OBDOBJU 2020–2024

	2020	2021	2022	2023	2024
Skupna pozitivna odstopanja BS [MWh]	245.421	245.997	304.004	395.440	431.164
Skupna pozitivna odstopanja RO [MWh]	300.190	324.665	374.111	496.849	561.162
Skupna negativna odstopanja BS [MWh]	177.414	236.796	210.779	278.317	379.444
Skupna negativna odstopanja RO [MWh]	262.243	341.339	335.860	413.335	511.117

VIRA: BORZEN, ELES

V letu 2024 se je nadaljeval trend, da količine pozitivnih odstopanj presegajo negativne. Na sistemski ravni so skupna pozitivna odstopanja znašala 561.162 MWh, medtem ko so negativna odstopanja dosegla 511.117 MWh. Razmerje je bilo podobno tudi v letu 2023, kar kaže na nadaljnjo prevlado presežkov v elektroenergetskem sistemu. Opažen trend višjih pozitivnih odstopanj je poleg navedenega mogoče deloma pripisati tudi slabši natančnosti napovedi udeležencev trga, kar je posledica vse bolj volatilne in težje napovedljive proizvodnje iz obnovljivih virov energije, ki je del portfelja dobaviteljev, in posledično več aktivnosti za operaterja prenosnega sistema, da zakupi več količin za izravnavo, kar se je odrazilo v povišanju stroškov aktivirane energije (podrobnosti prikazuje slika 33).

Hkrati so se v letu 2024 v več zaporednih mesecih pojavile težave s pravočasnostjo in kakovostjo podatkov, potrebnih za izvedbo bilančnega obračuna. Težave so bile predvsem posledica vključevanja novih kategorij odjemalcev v sistem merjenih diagramov ter sprememb v postopkih obdelave in posredovanja podatkov s strani elektrodistribucijskih podjetij.

Višji stroški odstopanj tudi zaradi slabše natančnosti napovedi porabe udeležencev trga

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.

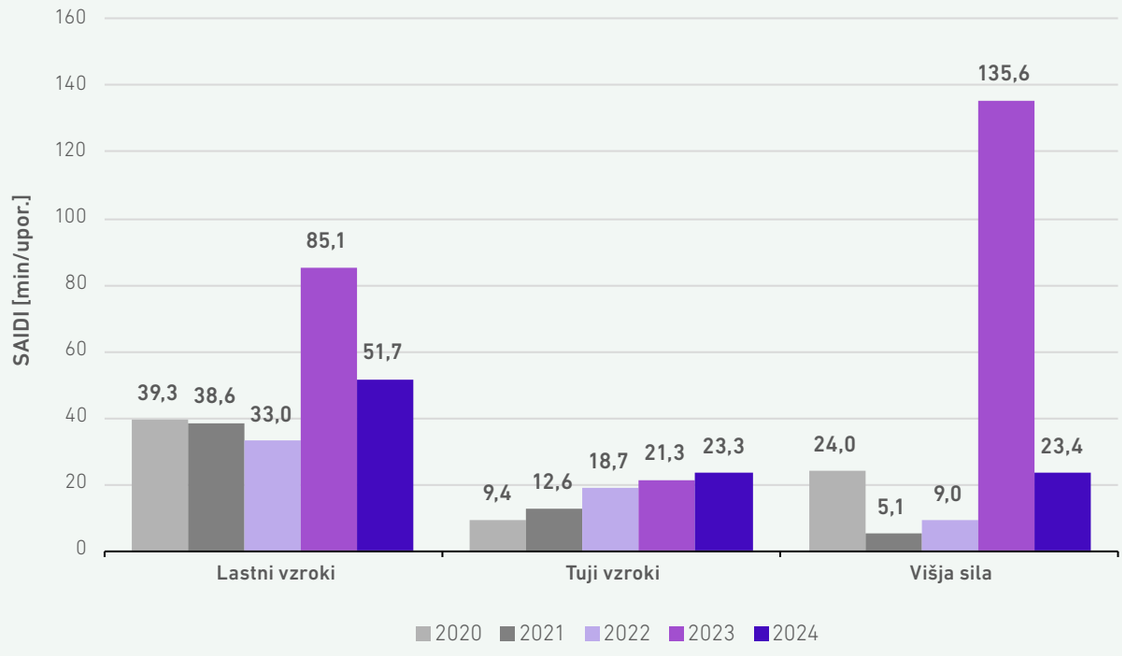
Agencija je iz podatkov o parametrih SAIDI in SAIFI, ki so izračunani na ravni posameznega distribucijskega podjetja, izračunala agregirane vrednosti teh parametrov glede na število vseh odjemalcev v Sloveniji. Spremljanje parametrov SAIDI in SAIFI v opazovanem obdobju kaže na postopno izboljševanje ravni kakovosti oskrbe. Dobava električne energije je bila v letu 2024 v povprečju vsakemu odjemalcu prekinjena 2,51-krat v trajanju 195,3 minute na prekinitev.

195 minut
je trajala povprečna prekinitev dobave električne energije

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

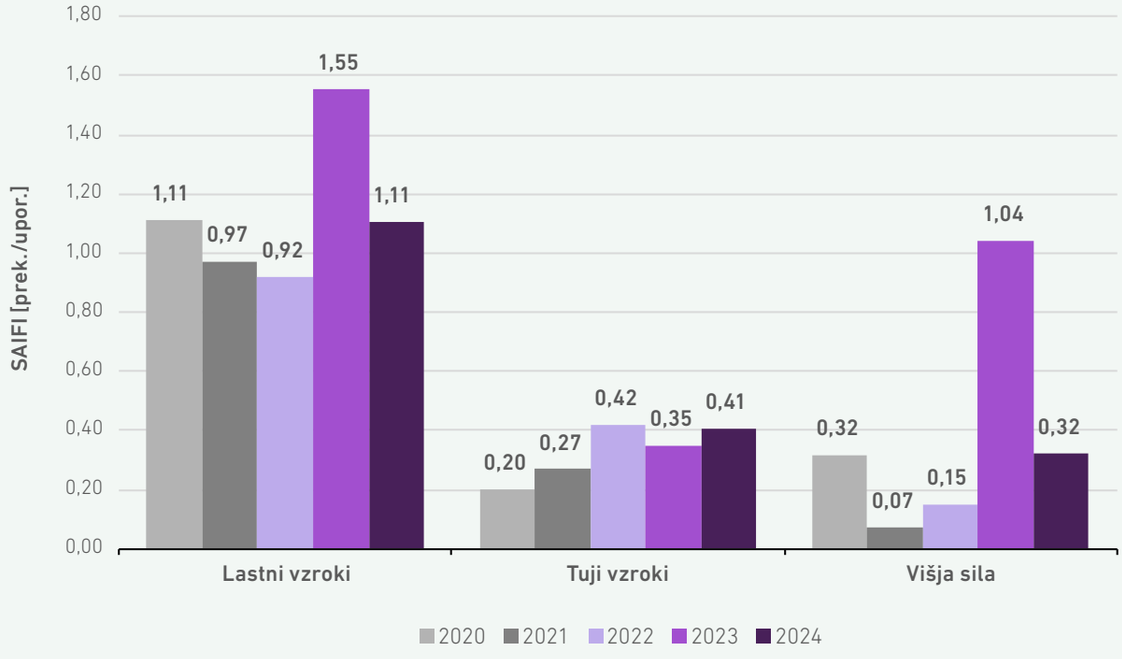
Na slikah 37 in 38 so prikazane vrednosti parametrov SAIDI in SAIFI v obdobju 2020–2024 za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ki so ločene po vzrokih prekinitev na lastne vzroke in tuje vzroke ter višjo silo, slika 39 pa prikazuje parameter MAIFI za isto opazovano obdobje. Vsi parametri so izračunani na državni ravni.

SLIKA 37: PARAMETER SAIDI ZA NENAČRTOVANE DOLGOTRAJNE PREKINITVE, LOČENE PO VZROKIH V OBDOBJU 2020–2024



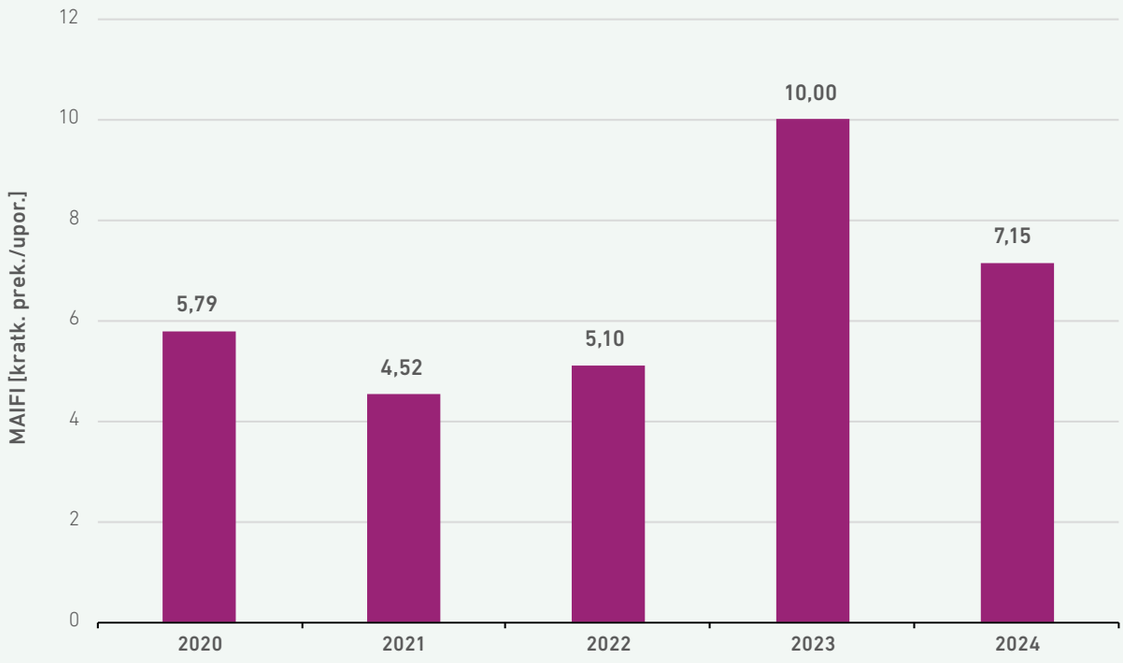
VIR: AGENCIJA

SLIKA 38: PARAMETER SAIFI ZA NENAČRTOVANE DOLGOTRAJNE PREKINITVE, LOČENE PO VZROKIH V OBDOBJU 2020–2024



VIR: AGENCIJA

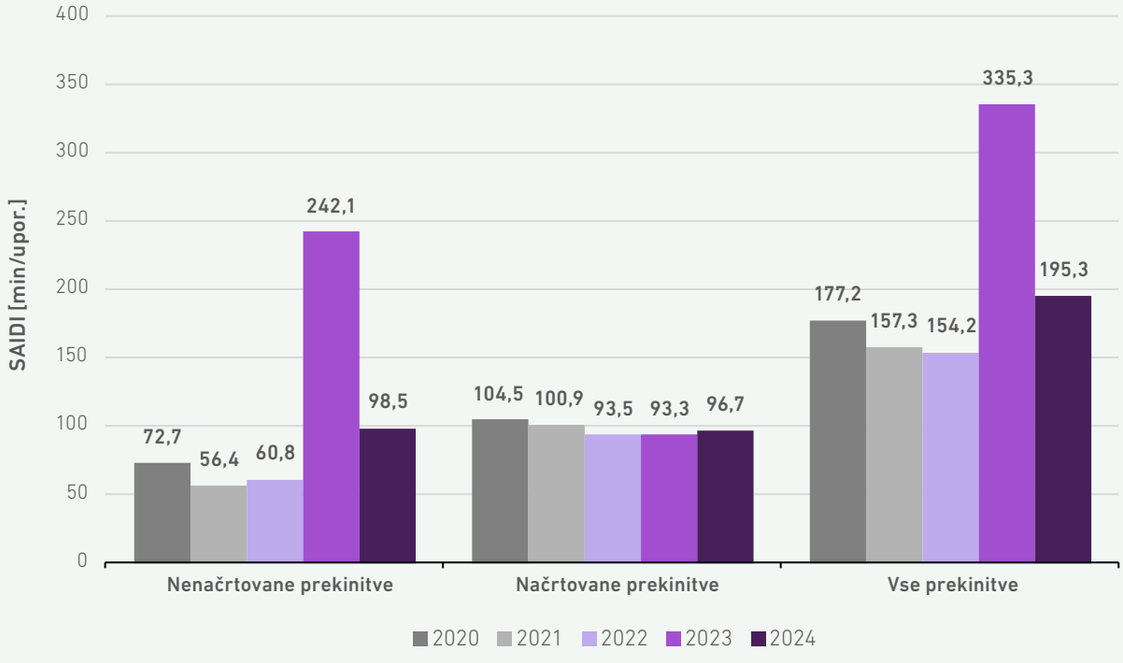
SLIKA 39: PARAMETER MAIFI V OBDOBJU 2020–2024



VIR: AGENCIJA

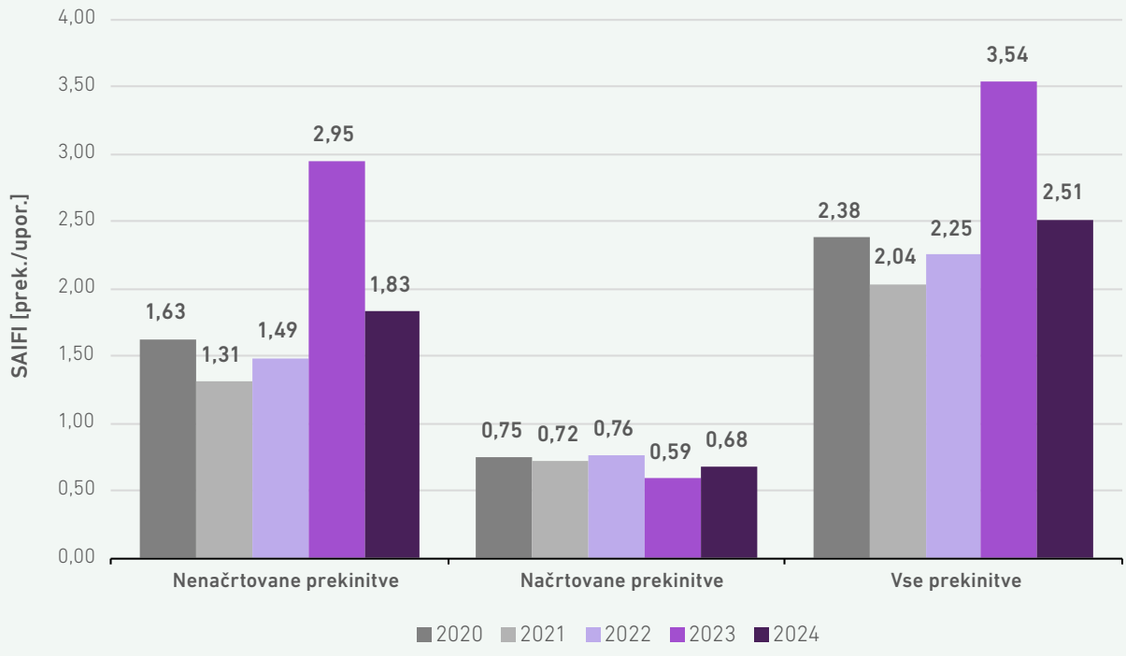
Na slikah 40 in 41 so prikazane skupne vrednosti parametrov SAIDI in SAIFI v obdobju 2020–2024 za nenačrtovane, načrtovane in vse prekinitve v Sloveniji.

SLIKA 40: PARAMETER SAIDI ZA VSE DOLGOTRAJNE PREKINITVE, LOČENE PO VZROKIH V OBDOBJU 2020–2024



VIR: AGENCIJA

SLIKA 41: PARAMETER SAIFI ZA VSE DOLGOTRAJNE PREKINITVE, LOČENE PO VZROKIH V OBDOBJU 2020–2024



VIR: AGENCIJA

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.

Raven komercialne kakovosti storitev na področju priključevanja se slabša – predvsem zaradi prekoračitve časa za aktivacijo priključka in zamud pri izdaji soglasij za priključitev naprav za samooskrbo

V letu 2024 je bilo izplačanih pet nadomestil uporabniku zaradi kršitev zajamčenega standarda časa potrebnega za odpravo neskladja odklonov napajalne napetosti. Glede na triletni trend vrednosti parametrov komercialne kakovosti ugotavljamo, da se raven komercialne kakovosti na splošno ohranja, razen na področju priključevanja na sistem.

Tabela 19 prikazuje razpone (minimalne in maksimalne vrednosti) parametrov komercialne kakovosti v obdobju 2022–2024.

TABELA 19: RAZPON VREDNOSTI PARAMETROV KOMERCIALNE KAKOVOSTI V OBDOBJU 2022–2024

Parameter komercialne kakovosti	2022		2023		2024	
	Min.	Maks.	Min.	Maks.	Min.	Maks.
Priključevanje na sistem						
Povprečni čas, potreben za izdajo soglasja za priključitev (dnevi)	18,2	36,7	21,2	68,1	22,1	62,8
Povprečni čas, potreben za izdajo ocene stroškov oziroma predračuna za enostavna dela (dnevi)	2,8	7,7	2,4	7,2	2,8	6,6
Povprečni čas, potreben za izdajo pogodbe o priključitvi na NN-sistem (dnevi)	4,3	22,6	4,3	12,5	3,4	10,9
Povprečni čas, potreben za aktiviranje priključka na sistem (dnevi)	1,7	7,3	2,5	19,3	2,4	32,1
Skrb za odjemalce						
Povprečni čas, potreben za odgovore na pisna vprašanja, pritožbe ali zahteve uporabnikov (dnevi)	1,7	3,8	0,5	5,2	1,9	6,4
Povprečni čas zadržanja klica v klicnem centru (sekunde)	5,0	87,9	5,0	107,8	7,0	150,2
Kazalnik ravni strežbe klicnega centra (%)	83,0	94,5	86,8	90,8	74,0	93,1
Tehnične storitve						
Povprečni čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (06:00 - 22:00)	1,1	2,2	0,8	2,0	0,8	2,6
Povprečni čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (22:00 - 06:00)	1,0	2,0	1,4	2,1	0,8	2,5
Povprečni čas, potreben za odgovor na pritožbo v zvezi s kakovostjo napetosti (dnevi)	14,1	25,1	11,9	27,6	9,9	28,7
Povprečni čas, potreben za rešitev odstopanj kakovosti napetosti (meseci)	0,8	29,3	0,2	32,5	0,4	23,0
Merjenje in zaračunavanje						
Povprečni čas, potreben za odpravo okvare števca (dnevi)	1,4	5,6	1,1	20,5	2,9	9,1
Povprečni čas do vzpostavitve ponovnega napajanja po izklopu zaradi neplačila (ure)	0,1	6,3	0,1	0,3	0,1	0,2

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 je v primerjavi z letom 2023 upadlo) 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 2023 v letu 2024 povečal skupni delež upravičenih pritožb. Podatki o pritožbah glede komercialne kakovosti za obdobje 2022– 2024 so zbrani v tabeli 20.

Povečanje skupnega deleža upravičenih pritožb glede na leto 2023

TABELA 20: ŠTEVILO IN DELEŽI UPRAVIČENIH PRITOŽB S PODROČJA KOMERCIALNE KAKOVOSTI V OBDOBJU 2022–2024

Vzrok za pritožbo	Število vseh pritožb			Število upravičenih pritožb			Delež upravičenih pritožb		
	2022	2023	2024	2022	2023	2024	2022	2023	2024
Aktivacije priključkov									
Prekoračitev časa za aktiviranje priključka na sistem	1	6	2	1	5	2	100 %	83,30 %	100 %
Napačni odklop zaradi napake vzdrževalnega osebja	0	1	4	0	1	3	-	100 %	75 %
Kakovost oskrbe									
Prekoračitev maksimalnega časa trajanja do odprave neskladja odklonov napajalne napetosti	22	25	26	11	21	12	50 %	84 %	46,15 %
Prekoračitev roka za odgovor na pritožbo v zvezi s kakovostjo napetosti	4	3	1	3	3	1	75 %	100 %	100 %
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	86	16	2	3	0	0	3,50 %	0 %	0 %
Obračunavanje in izdajanje računov ter izterjave									
Zamuda pri odgovorih na pisna vprašanja, pritožbe ali zahteve uporabnikov	25	19	28	8	7	11	32 %	36,80 %	39,29 %
Priključevanje na sistem									
Zamuda pri izdaji soglasja za priključitev	50	531	398	40	83	232	80 %	15,60 %	100 %
Storitve uporabnikom									
Nepravočasna obveščenost uporabnikov o načrtovani prekinitvi	5	5	20	0	0	2	0 %	0 %	10 %
SKUPAJ	**193**	**606**	**481**	**66**	**120**	**263**	**34,2 %**	**19,8 %**	**54,7 %**

VIR: AGENCIJA

ZDS so tudi v letu 2024 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.

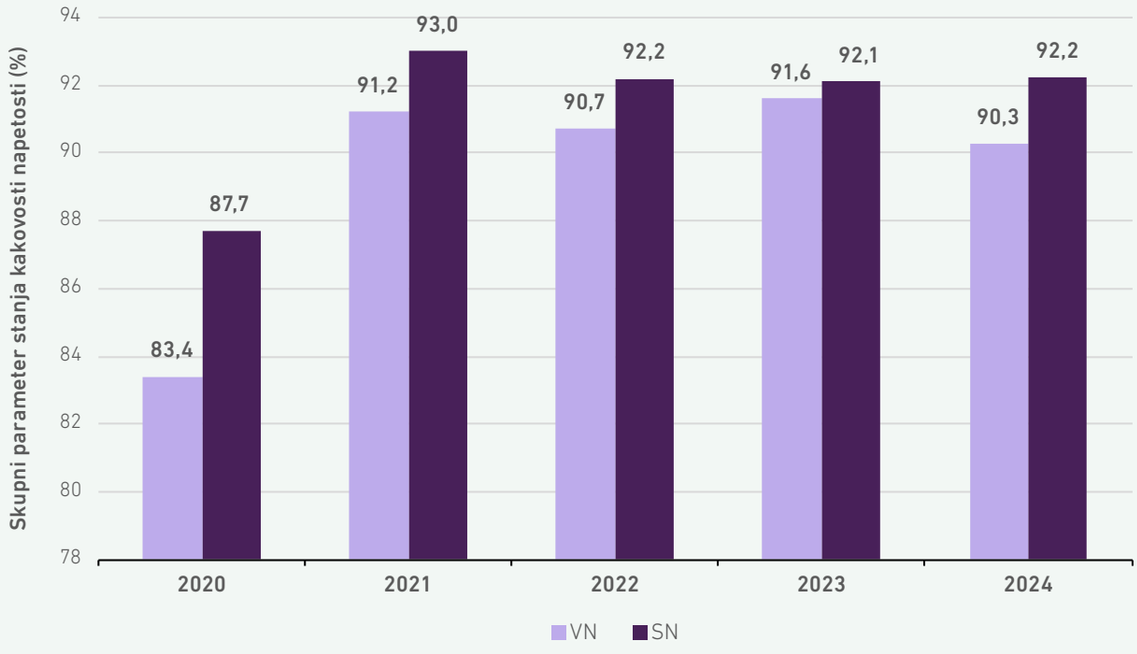
Kakovost napetosti

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 42 je prikazan skupni parameter stanja kakovosti napetosti v obdobju 2020–2024.

Povečanje deleža upravičenih pritožb o kakovosti napetosti

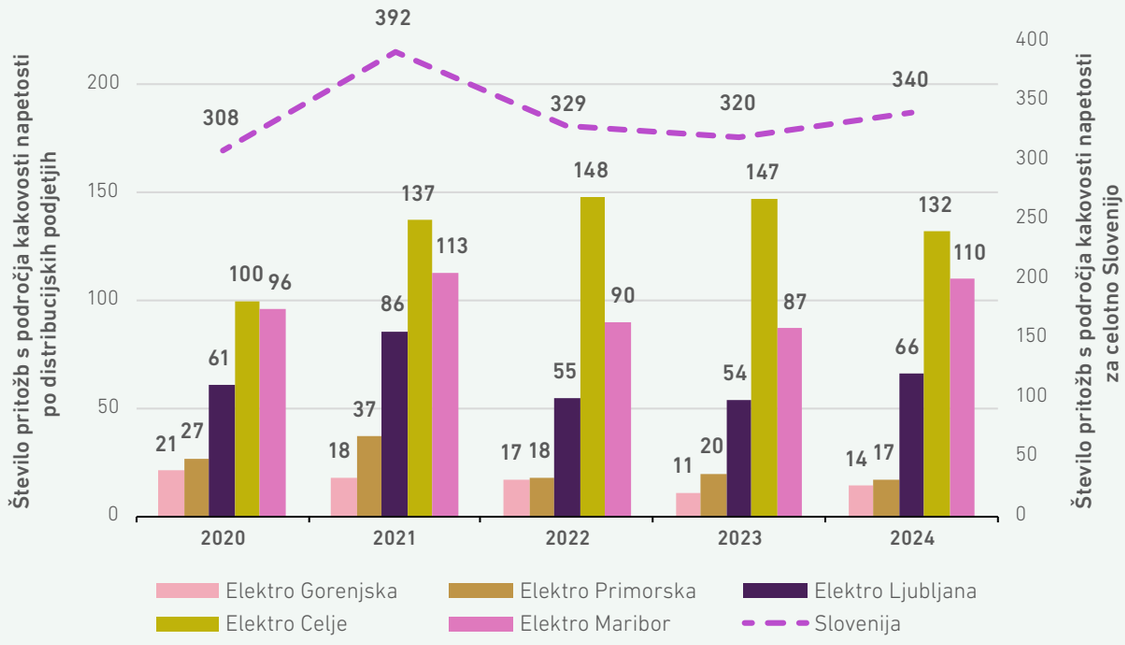
SLIKA 42: SKUPNI PARAMETER STANJA KAKOVOSTI NAPETOSTI ZA POSAMEZEN NAPETOSTNI NIVO V DISTRIBUCIJSKEM SISTEMU V OBDOBJU 2020–2024



VIR: AGENCIJA

Na sliki 43 je posebej prikazano gibanje števila pritožb s področja kakovosti napetosti po posameznih distribucijskih podjetjih in za celotno Slovenijo, ki se je v letu 2024 nekoliko povečalo in je v korelaciji s skupnim parametrom stanja kakovosti napetosti za SN omrežje na sliki 42.

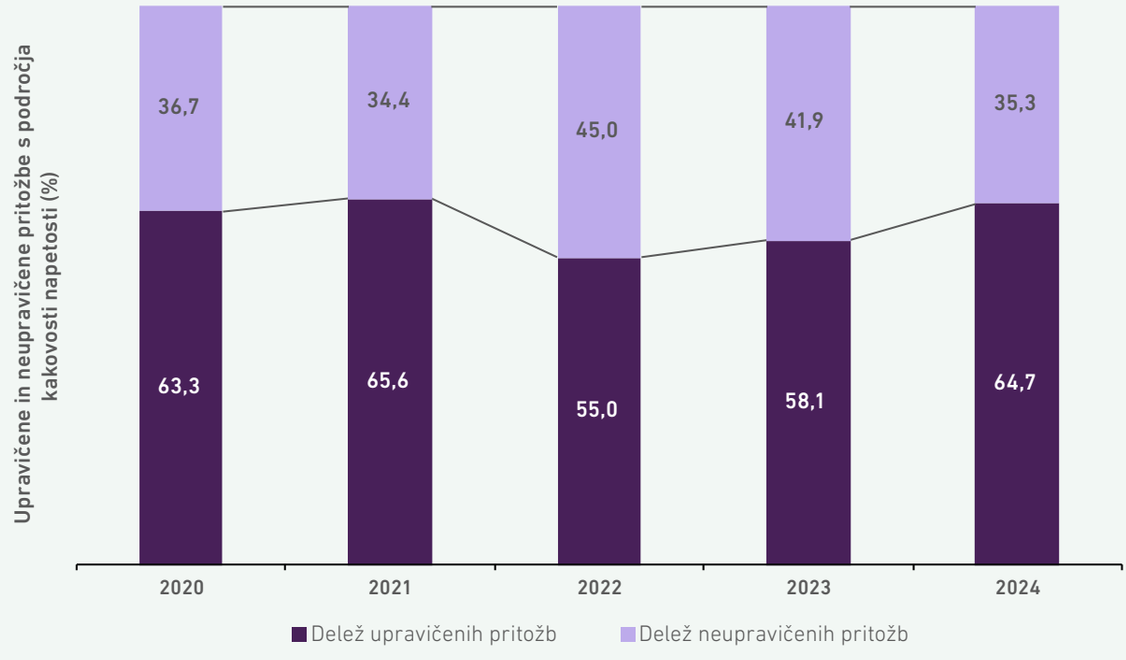
SLIKA 43: ŠTEVILO PRITOŽB S PODROČJA KAKOVOSTI NAPETOSTI PO DISTRIBUCIJSKIH PODJETJIH IN V SLOVENIJI V OBDOBJU 2020–2024



VIR: AGENCIJA

V letu 2024 se je s povečanjem skupnega števila pritožb s področja kakovosti napetosti povečalo število upravičenih pritožb, kar je razvidno s slike 44.

SLIKA 44: DELEŽ UPRAVIČENIH IN NEUPRAVIČENIH PRITOŽB S PODROČJA KAKOVOSTI NAPETOSTI V OBDOBJU 2020–2024



VIR: AGENCIJA

ELES je na visokonapetostnem sistemu izvajal stalni monitoring kakovosti napetosti v 196 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 126 merilnih točkah, v katerih je bil dolgotrajni fliker vsaj en teden večji kot 1, povprečno pa je bilo zabeleženo 10,3 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 2024 izvajali tudi operaterji ZDS, ki niso zabeležili pritožb s področja kakovosti napetosti.

Večletni razvoj elektroenergetskega omrežja

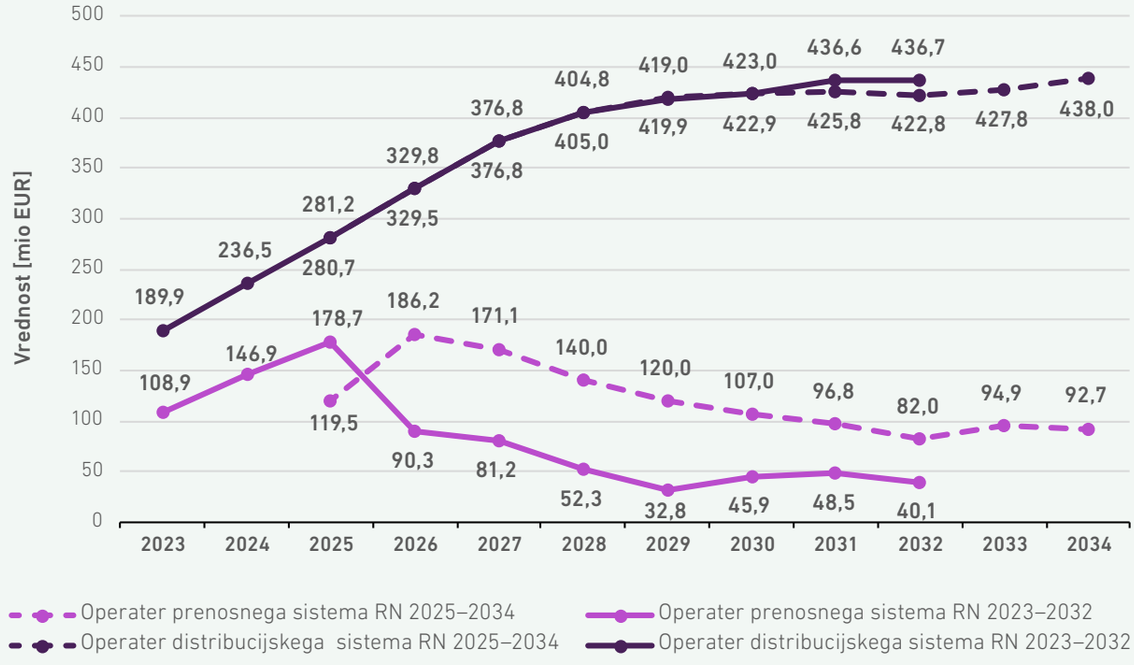
Operater kombiniranega prenosnega in distribucijskega elektroenergetskega omrežja mora vsako drugo leto pripraviti 10-letna razvojna načrta prenosnega in distribucijskega sistema električne energije in zanju pridobiti soglasje agencije. Načrta morata biti razvojno usklajena in upoštevati državne strateške 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 in 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 in 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 2023 do 2032 med drugim upošteval tudi scenarije prehoda v nizkoogljično družbo iz NEPN in s tem povezane potrebne naložbe v elektroenergetsko infrastrukturo, ki so za prenosni sistema ovrednotene v višini 825,6 milijona evrov, za distribucijski sistem pa v višini več kot 3,5 milijarde evrov za desetletno obdobje razvojnega načrta.

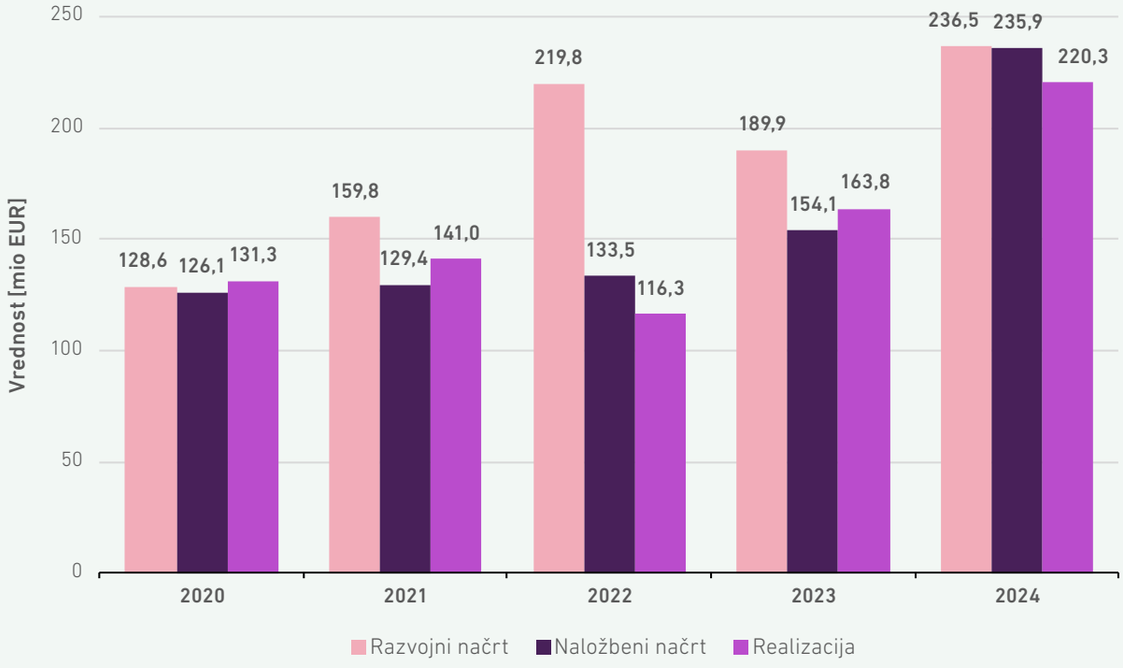
SLIKA 45: OCENA NALOŽBENIH VLAGANJ IZ RAZVOJNIH NAČRTOV ELEKTROOPERATERJEV ZA OBDOBJE 2023–2032 TER PRIMERJAVA Z NOVIM RAZVOJNIM NAČRTOM ZA OBDOBJE 2025–2034



VIR: ELES

Primerjava razvojnega načrta distribucijskega operaterja za obdobje 2023–2032 z novim razvojnim načrtom (slika 45) za obdobje 2025–2034 pokaže zelo dobro usklajenost načrtovanja, šele po letu 2030 pride do malenkostnega odstopanja med obema razvojnima načrtoma. Drugače je z razvojnima načrtoma za prenosni sistem, pri katerih je prišlo do zamikanja naložb, poleg tega pa še do znatnega povišanja naložbenih vrednosti.

SLIKA 46: PRIMERJAVA VREDNOSTI V RAZVOJNIH IN NALOŽBENIH NAČRTIH ZA DISTRIBUCIJSKI SISTEM ELEKTRIČNE ENERGIJE TER REALIZACIJA

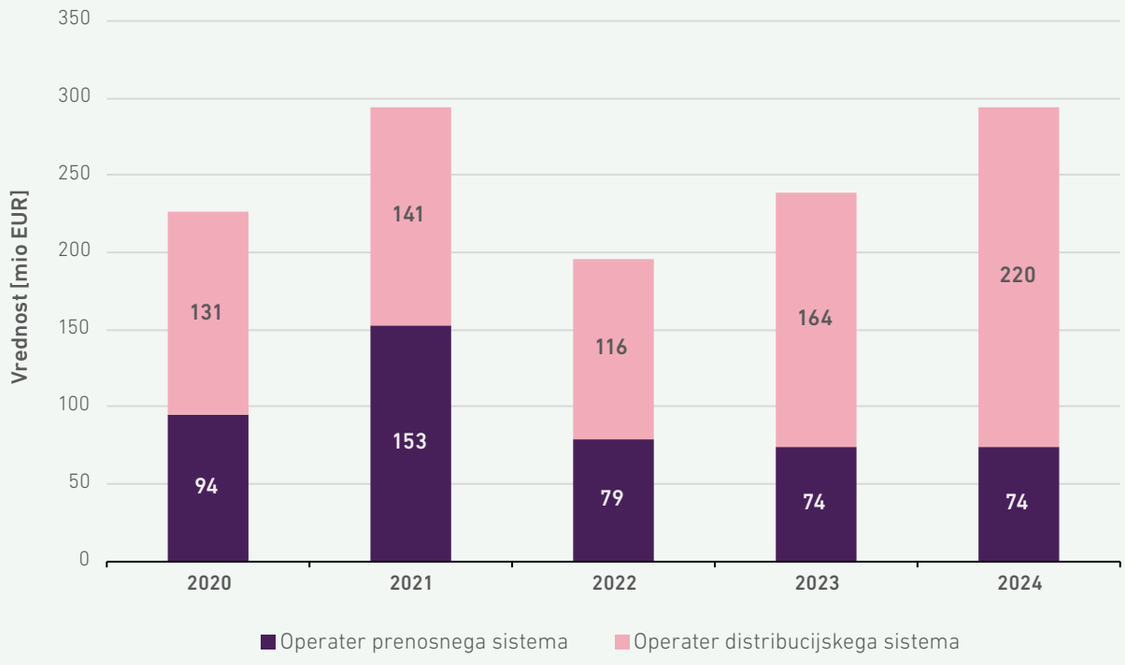


VIRI: ELES, EDP

Nadzor nad izvajanjem razvojnih načrtov elektrooperaterjev

Za prenosni sistem je operater v letu 2024 za naložbe namenil 73,7 milijona evrov, kar je le dobrih 50 % sredstev, predvidenih v regulativnem okviru oziroma v razvojnem načrtu. Od tega je bilo 19,6 milijona evrov namenjenih novim naložbam, 45 milijonov za rekonstrukcije in 9,1 milijona evrov za druge poslovno potrebne naložbe. Največji delež, in sicer kar 81,51 %, je bil namenjen naložbam v omrežje, sledijo naložbe v ostala poslovno potrebna sredstva z 12,3 % ter naložbe v pametna omrežja s 3,1 %. Preostanek pripada naložbam na področju obratovanja, sekundarne opreme in telekomunikacij. Med novogradnjami vrednostno izstopajo naložbe v daljnovodno in kablovodno povezavo DV 110 kV Koper–Izola-Lucija v višini 7,1 milijona evrov, nova stavba in sekundarna oprema v RTP Maribor v vrednosti 5,9 milijona evrov ter naložba v RTP Lucija v višini 1,4 milijona evrov. Med rekonstrukcijami pomembneje izstopata naložbi v obnovo daljnovodnih povezav DV 2x110 kV Divača–Pivka-Ilirska Bistrica v višini skoraj 14,7 milijona evrov, DV 110 kV Hudo-Kočevje v vrednosti 7,3 milijona evrov in DV 2x110 kV Gorica-Divača 7,2 milijona evrov ter zamenjava transformatorja 400/110 kV in vgradnja transformatorja 110/20 kV za lastno rabo v RTP Maribor v vrednosti 4,6 milijona evrov.

SLIKA 47: NALOŽBE OPERATERJA PRENOSNEGA SISTEMA IN OPERATERJA DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA ZA OBDOBJE 2020–2024



VIRI: ELES, EDP

Za dejavnost distribucijskega sistema so operater in lastniki distribucijskega sistema v letu 2024 za naložbe namenili 220,3 milijona evrov, kar je 6,6 % manj, kot je bilo načrtovano v regulativnem okviru, oziroma 6,8 % manj, kot je bilo predvideno v razvojnem načrtu. Od tega je bilo 113,4 milijona namenjenih novim naložbam, 87,6 milijona za rekonstrukcije in 19,3 milijona evrov za druge poslovno potrebne naložbe. Glede na napetostni nivo je bilo največ, in sicer 41,1 % naložb izvedenih v srednjenapetostnem omrežju, 27,3 % v nizkonapetostnem ter 13,4 % v visokonapetostnem omrežju. Preostanek predstavljajo naložbe v sekundarno opremo z 9,4-odstotnim deležem in druge poslovno potrebne naložbe. V letu 2024 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 2024 opazna najvišja usklajenost realizacije razvojnega in naložbenega načrta v zadnjih letih (slika 46).

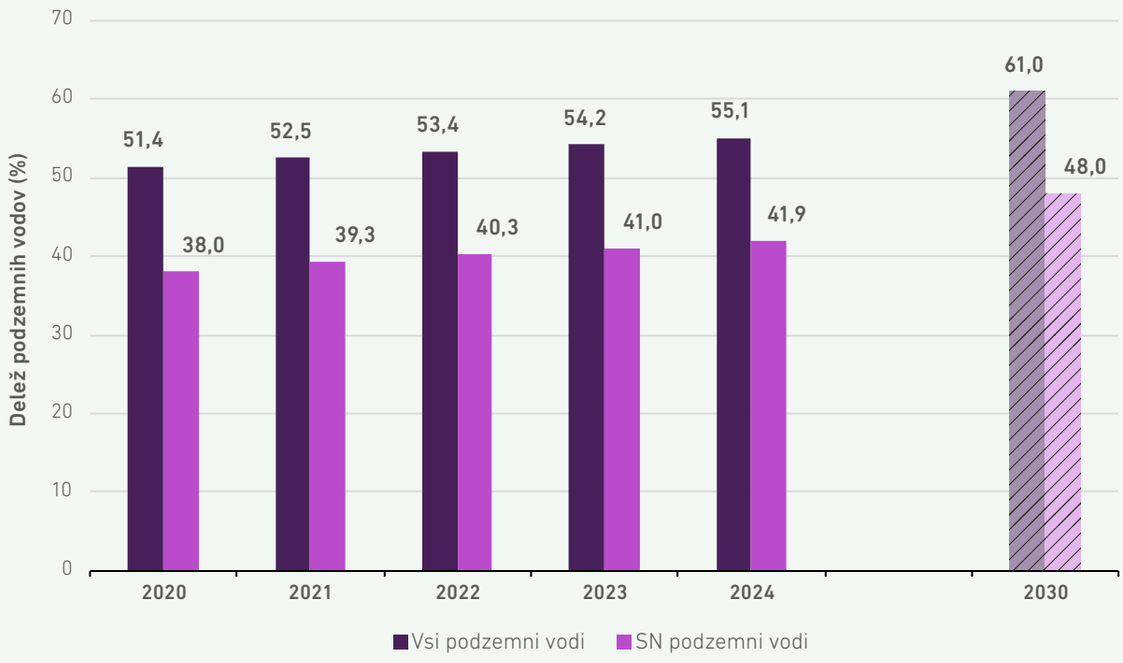
Vrednostno najvišja realizacija naložb v distribucijski sistem

Delež podzemnih vodov v distribucijskem sistemu se v zadnjih letih povečuje povprečno za približno 1,0 % na leto in je ob koncu leta 2024 znašal 55,1 % glede na vse distribucijske vode, oziroma 41,9 %, če opazujemo samo SN distribucijske vode. Pri tem se je rast deleža podzemnih vodov v zadnjih letih nekoliko upočasnila in je v letu 2024 znašala le še 0,9 odstotne točke, tako za delež vseh podzemnih vodov kot tudi za delež SN podzemnih vodov. Ob predpostavki takšne rasti v naslednjem obdobju se elektrodistribucijska podjetja vedno bolj odmikajo od ciljne vrednosti deleža podzemnih SN vodov v višini najmanj 50 %, ki jo za povečanje odpornosti elektrodistribucijskega omrežja predvideva NEPN.

Rast deleža podzemnih vodov se upočasnjuje – v letu 2024 le še 0,9 odstotne točke

- **vedno večji odmik od ciljne vrednosti v NEPN**

SLIKA 48: RAST DELEŽA PODZEMNIH DISTRIBUCIJSKIH VODOV V OBDOBJU 2020–2024 IN PROJEKCIJA ZA LETO 2030



VIRI: AGENCIJA, ELES, EDP

TABELA 21: OBSEG ELEKTROENERGETSKE INFRASTRUKTURE PRENOSNEGA IN DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA V SLOVENIJI OB KONCU LETA 2024

Prenosni sistem	
Vodi 400 kV	828 km
Vodi 220 kV	328 km
Vodi 110 kV	2.004 km
RTP VN/VN	8
RP 110 kV	1
Distribucijski sistem	
Vodi 110 kV	892 km
Vodi 35 kV, 20 kV, 10 kV	18.771 km
Vodi 0,4 kV	46.588 km
RTP 110 kV/SN	97
RTP SN/SN	7
RP SN	76
TP SN/NN	18.794

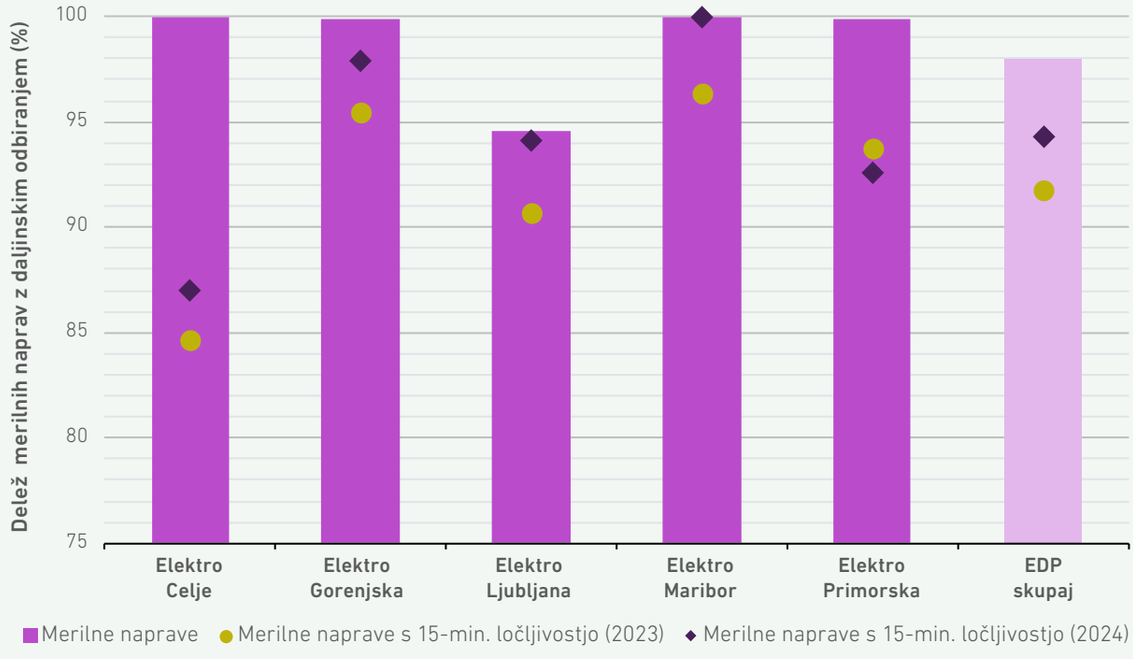
VIRI: ELES, EDP

Razvoj sistema naprednega merjenja v Sloveniji

Slovenija se uvršča med vodilne evropske države pri nameščanju naprednih merilnih naprav. Konec leta 2024 je bilo že 96,7 % uporabnikov na distribucijskem sistemu opremljenih z naprednimi merilnimi napravami, 94,8 % pa jih je bilo dejansko povezanih v daljinski zajem merilnih podatkov. Od tega jih približno 94,3 % omogoča zajem podrobnih merilnih podatkov s 15-minutno ločljivostjo oz. je že skladnih s prenovljeno metodologijo obračunavanja omrežnine. Odstotek pametnih števcev, ki še ne omogočajo 15-minutnih meritev, je pri določenih elektrodistribucijskih podjetjih že zanemarljiv, največje odstopanje pa ne presega 13 % (slika 49).

96,7 % uporabnikov na distribucijskem sistemu opremljenih z naprednimi merilnimi napravami

SLIKA 49: DELEŽ MERILNIH NAPRAV Z DALJINSKIM ODBIRANJEM IN 15-MINUTNO LOČLJIVOSTJO (VKLJUČNO Z AMR)



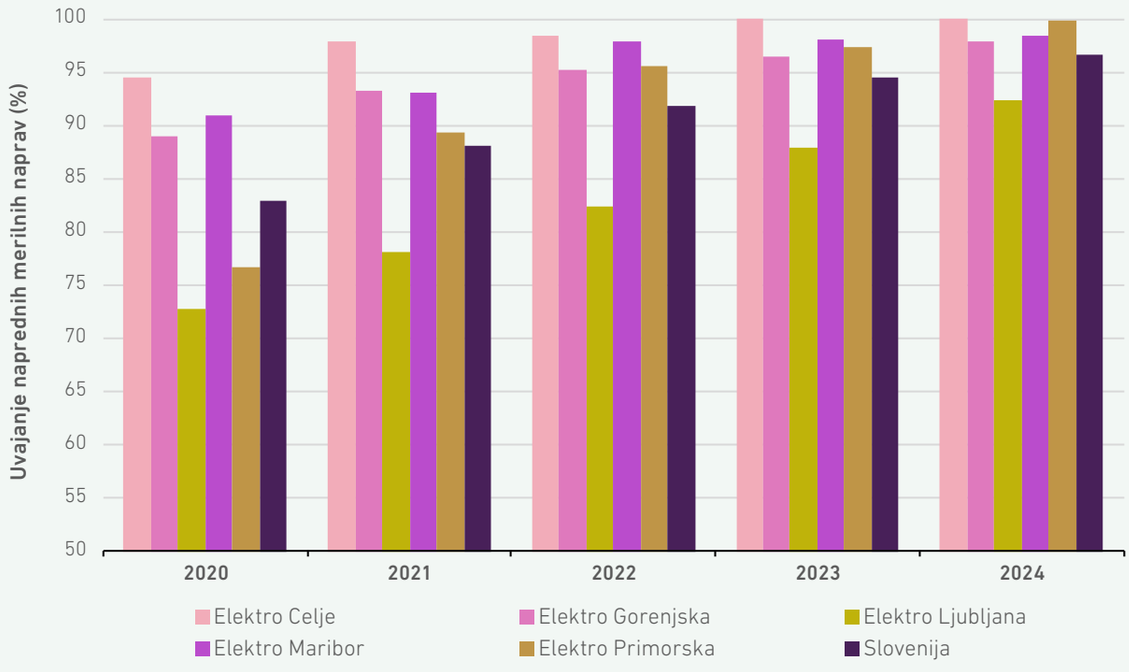
VIR: ELES

Več kot polovica merilnih naprav s 15-minutno ločljivostjo odbiranja (55,79 %) je opremljenih z namenskim lokalnim vmesnikom I1, ki omogoča obdelavo podrobnih merilnih podatkov v približno realnem času. 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 ustrezno.

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

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 pripevalo k predvidljivosti 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 50: TREND UVAJANJA NAPREDNIH MERILNIH NAPRAV V OBDOBJU 2020–2024



VIRI: EDP

Razvoj na področju pametnih omrežij in uvajanja novih tehnologij

Razvoj na področju pametnih omrežij v Sloveniji vsebinsko opredeljuje študija Posodobitev nacionalnega programa pametnih omrežij[8]. 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, podprtimi s pametnimi omrežji, medtem ko je na prenosnem omrežju poudarek na medsektorskem povezovanju.

V letu 2024 je agencija nadaljevala aktivnosti na področju implementacije reguliranja uspešnosti naložb v pametna omrežja na podlagi omejenega nabora kazalnikov uspešnosti (KPI) na sistemski ravni. Opravljeno je bilo drugo vzorčenje podatkov o učinkovitosti naložb v pametna omrežja na podlagi KPI za leto 2023, ki je bilo namenjeno celoviti pripravi zavezancev za periodično poročanje na letni ravni.

Izvedeno drugo vzorčenje podatkov o učinkovitosti naložb v pametna omrežja na podlagi KPI

Definicije kazalnikov so bile harmonizirane na podlagi ugotovitev vzorčenja razpoložljivih podatkov za izračun omenjenih kazalnikov pri distribucijskih podjetjih in ELES za ločeni vlogi ODS in OPS. Na tej podlagi je agencija pripravila posodobitev akta, ki določa metodologijo za določitev regulativnega okvira za elektrooperaterje, kar vključuje tudi aktualizacijo definicij za določitev KPI. Posledično bodo v 2025 vzpostavljeni ustrezni pogoji, da lahko reguliranje uspešnosti naložb v pametna omrežja na podlagi KPI v slovenskem okolju zares zaživi. Shema spodbud je komplementarna shemama spodbud za naložbene projekte v pametna omrežja in shemi spodbud za projekte raziskav in inovacij. Omenjeni shemi ostajata enaki kot v predhodnem regulativnem obdobju in sta bili podrobno predstavljeni 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.

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

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

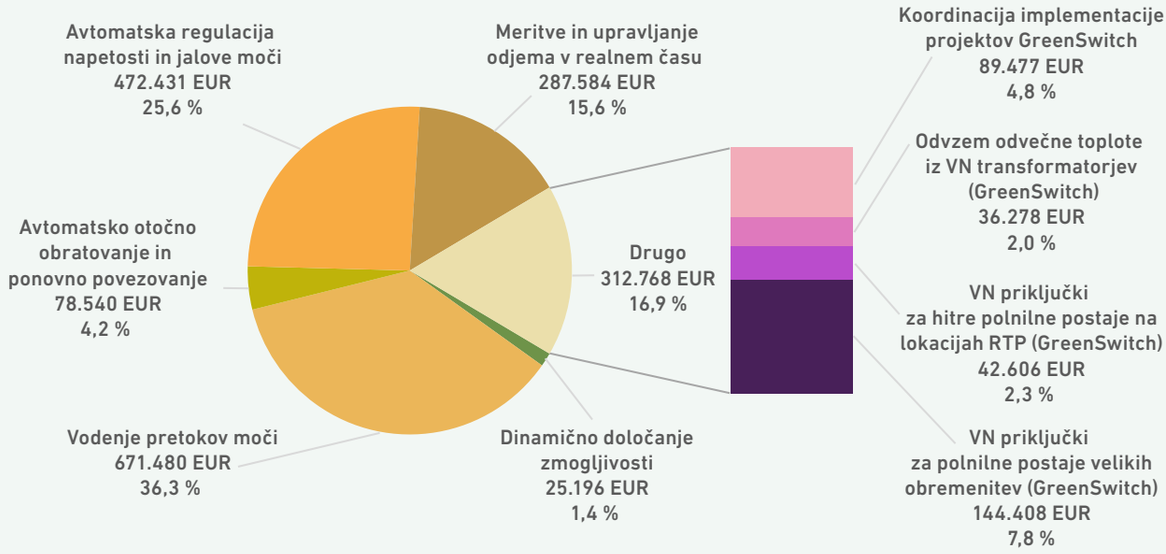
Naložbe v pametna omrežja

V letu 2024 se je zaključil projekt NEDO, agencija je prejela vlogo za odobritev spodbud pametnih omrežij v okviru naložb projekta GreenSwitch, katerega skupna vrednost 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 2024 niso razpoložljivi zaradi mehanizma obračuna odstopanj od regulativnega okvira, zato se vse vrednosti v nadaljevanju nanašajo na leto 2023.

Naslednja slika 51 prikazuje strukturo realizacije naložb operaterja prenosnega sistema po posameznih funkcijah pametnih omrežij. Skupna vrednost naložb operaterja prenosnega sistema v pametna omrežja je znašala približno 1,85 milijona evrov, kar je 2,49 % celotnih realiziranih naložb. Od tega je 54,6 % naložb povezanih z zagonom aktivnosti v okviru projekta GreenSwitch. V primerjavi s predhodnim letom je torej moč opaziti pomembno zmanjšanje intenzivnosti investiranja operaterja prenosnega sistema v pametna omrežja ob hkratni primerljivi vrednosti njegovih celotnih naložb. V prihodnosti je moč pričakovati večje naložbe operaterja prenosnega sistema v okviru aktivnosti projekta GreenSwitch.

Zmanjšana intenzivnost naložb v pametna omrežja na prenosnem omrežju

SLIKA 51: STRUKTURA REALIZACIJE NALOŽB OPERATERJA PRENOSNEGA OMREŽJA V LETU 2023, RAZDELJENIH PO FUNKCIJAH PAMETNIH OMREŽIJ

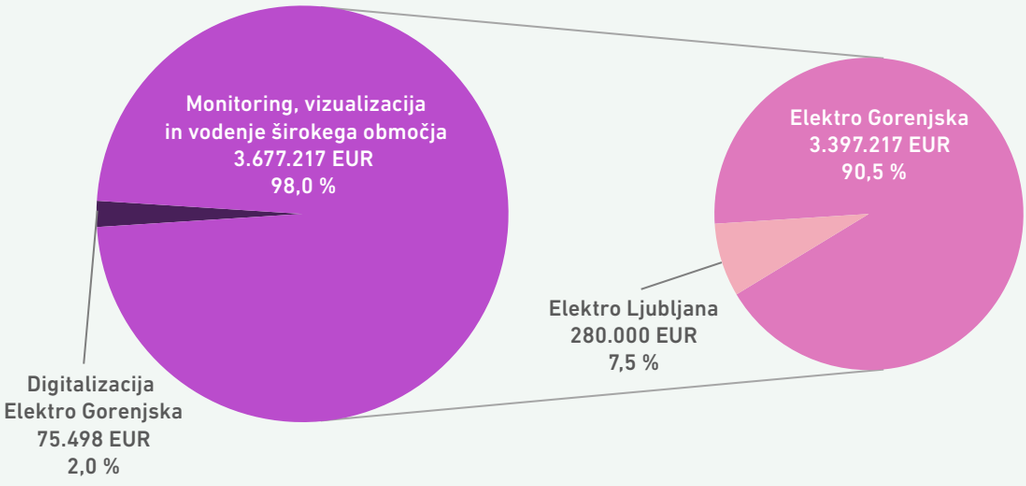


VIR: AGENCIJA

Slika 52 prikazuje strukturo realizacije naložb distribucije po posameznih funkcijah pametnih omrežij. Skupna vrednost naložb v pametna omrežja je znašala približno 3,75 milijona evrov, kar pomeni 2,29 % celotne vrednosti naložb distribucije in zajema naložbe podjetij Elektro Gorenjska in Elektro Ljubljana, ki se izvajajo v okviru projekta GreenSwitch. Preostala podjetja niso poročala o naložbah v pametna omrežja v letu 2023. Zagon projekta GreenSwitch je torej povzročil povečanje naložb distribucije v pametna omrežja. V prihodnosti je moč pričakovati naložbe iz naslova tega projekta tudi pri podjetju Elektro Celje.

GreenSwitch povzročil povečanje aktivnosti distribucije pri naložbah v pametna omrežja

SLIKA 52: STRUKTURA REALIZACIJE NALOŽB DISTRIBUCIJE V LETU 2023, RAZDELJENIH PO FUNKCIJAH PAMETNIH OMREŽIJ

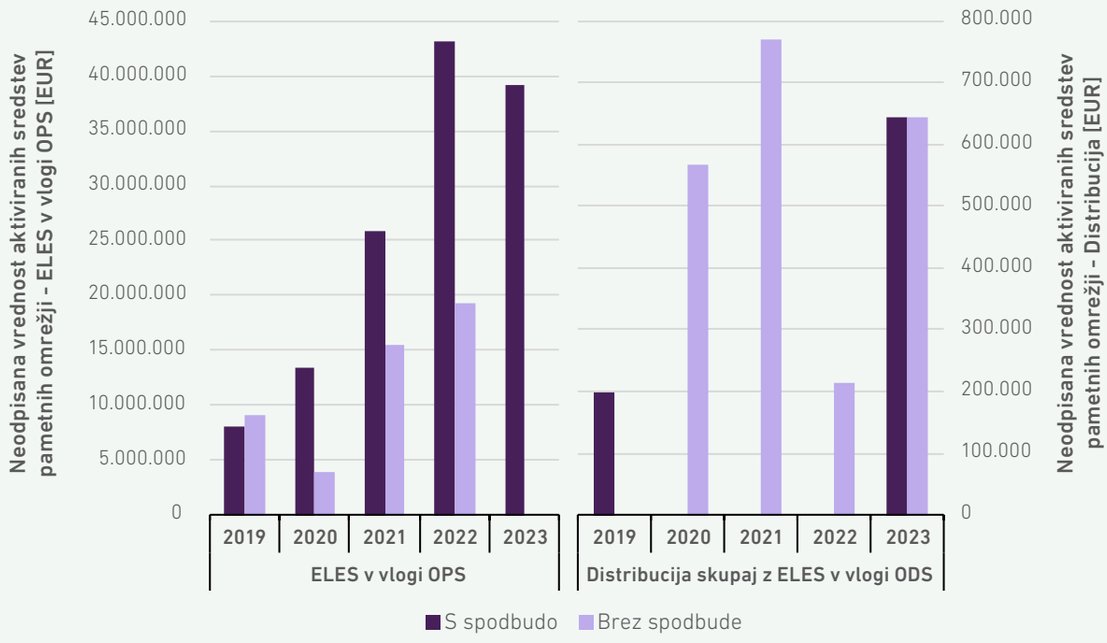


VIR: AGENCIJA

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 53 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 spodbud[9] oziroma za katera regulirana podjetja niso oddala vloge za kvalifikacijo projekta v shemo spodbud za naložbe v pametna omrežja. V letu 2023 je ELES v vlogi OPS prejel spodbudo za aktivirana sredstva, povezana s projektoma NEDO in SINCRO.GRID. Na strani distribucije pa je podjetje Elektro Gorenjska aktiviralo sredstva, povezana s projektom GreenSwitch, in na podlagi tega projekta prejelo spodbudo za naložbe v pametna omrežja.

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

SLIKA 53: 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, in sicer tako na prenosnem kot tudi na distribucijskem delu omrežja.

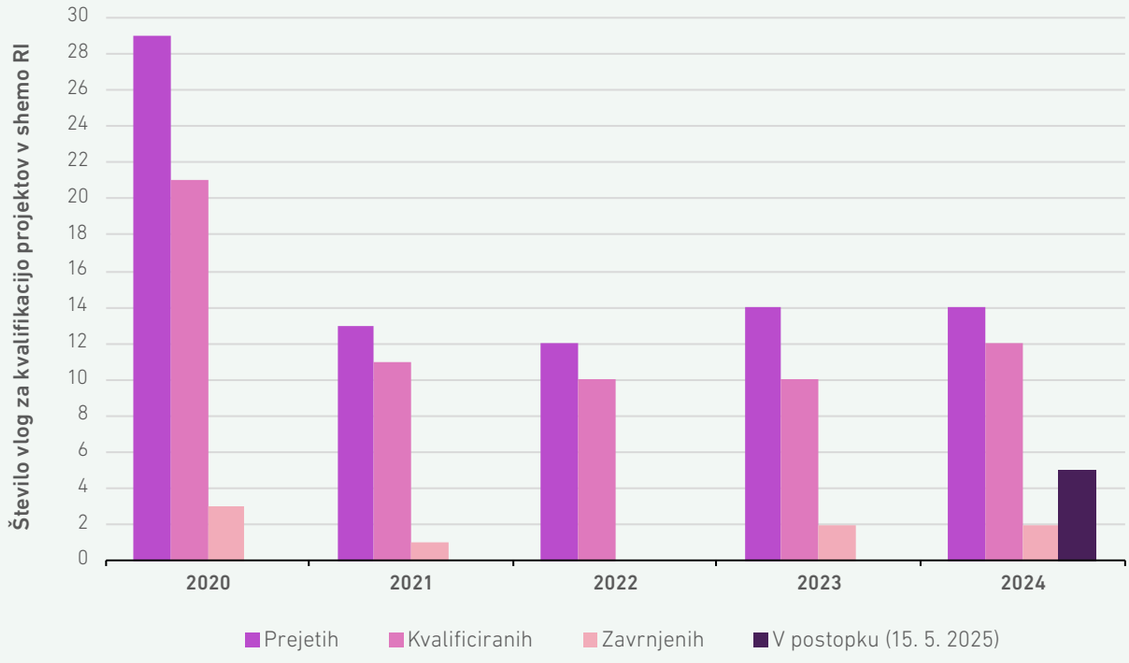
Po drugi strani pa navkljub prenovljeni strategiji razvoja pametnih omrežij preostali dve distribucijski podjetji ne poročata o naložbah v pametna omrežja. Omenjene naložbe tudi ne dosegajo predvidenih vlaganj v zastavljeni strategiji, kar posledično vpliva na dinamiko razvoja omrežja, potrebnega za doseganje ciljev zelenega prehoda.

Projekti v okviru sheme raziskav in inovacij

V letu 2024 je agencija prejela 14 vlog za kvalifikacijo projektov v shemo raziskav in inovacij (RI), od teh jih je bilo kvalificiranih 12 projektov, prav tako pa se je 12 projektov tudi zaključilo. Ob koncu leta 2024 je bilo pet projektov še v postopku kvalifikacije. Slika 54 prikazuje število vlog za kvalifikacijo projektov v shemo RI po posameznih letih.

12 kvalificiranih projektov v shemo RI

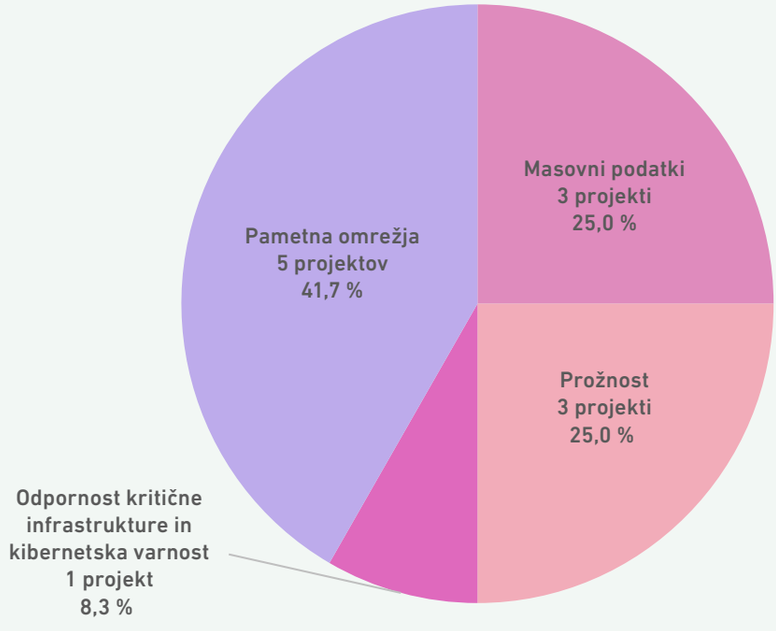
SLIKA 54: PREGLED ŠTEVILA VLOG ZA KVALIFIKACIJO PROJEKTOV V SHEMO SPODBUJANJA RAZISKAV IN INOVACIJ



VIR: AGENCIJA

Slika 55 prikazuje pregled osrednjih tematik v letu 2024 kvalificiranih projektov. V primerjavi s predhodnim letom se je opazno povečal delež projektov, ki namenjenih razvoju pametnih omrežij. Delež projektov, ki obravnavajo prožnost in uporabo masovnih podatkov v korist elektroenergetskega sistema, ostaja na visoki ravni. Žal pa agencija ne zaznava očitnega prenosa rezultatov projektov – četudi so se ti izkazali za smotrne in koristne – iz okvira raziskovalno-inovacijskih shem, ki so običajno omejene le na posamezne dele omrežja, v širše naložbene projekte.

SLIKA 55: STRUKTURA OSREDNJIH TEMATIK V LETU 2024 KVALIFICIRANIH PROJEKTOV V SHEMO SPODBUJANJA RAZISKAV IN INOVACIJ



VIR: AGENCIJA

Podatki o realizaciji stroškov RI za 2024 niso razpoložljivi zaradi mehanizma obračuna odstopanj od regulativnega okvira, zato se vse vrednosti v nadaljevanju nanašajo na leto 2023.

V letu 2023 regulativnega okvira so bili načrtovani stroški za izvajanje RI projektov v višini 0,25 % načrtovanih virov za pokrivanje upravičenih stroškov leta 2022 (oznaka »RI-Načrt« na sliki 56). Zamejitev skupne vrednosti stroškov, namenjenih raziskavam in inovacijam za določeno podjetje, je določena na 0,5 % priznanih virov za pokrivanje upravičenih stroškov podjetja (oznaka »RI-Zamejeno« na sliki 56). V letu 2023 so ELES in distribucijska podjetja izvajali aktivnosti projektov RI, ki se v vrednosti približno 0,73 milijona evrov krijejo iz sheme RI in v vrednosti približno 0,84 milijona evrov iz drugih virov (brezplačno prevzeta sredstva iz programov Obzorje Evropa, ARIS idr., oznaka »Drugi viri« na sliki 56).

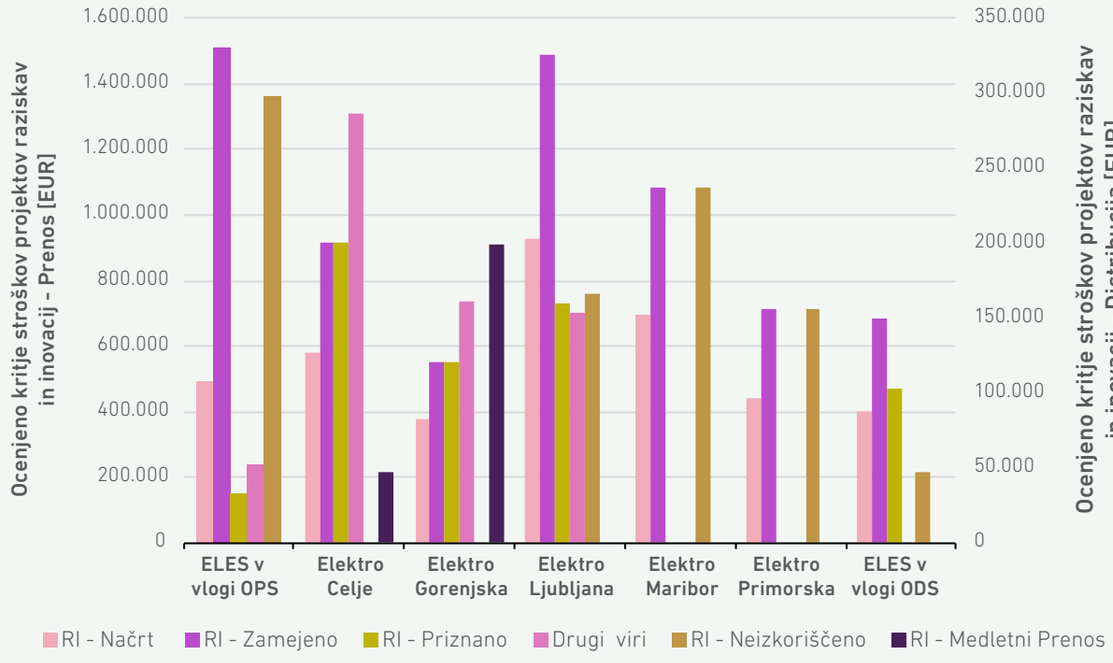
V primerjavi s predhodnim letom je moč zaznati povečanje kritja projektnih aktivnosti iz sheme

0,73 milijona EUR
za aktivnosti projektov iz sheme RI

RI v primerjavi z drugimi viri. ELES v vlogi ODS je za kritje stroškov svojih projektov uporabljal zgolj shemo RI brez drugih virov. Podjetji Elektro Celje in Elektro Gorenjska sta z realiziranimi stroški presegli zamejitev. To kaže na neustrezno načrtovanje stroškov in pomeni, da se stroški nad zamejitvijo upoštevajo v zamejitvi v naslednjem letu. Podjetji Elektro Maribor in Elektro Primorska projektnih aktivnosti v okviru sheme RI nista izvajali.

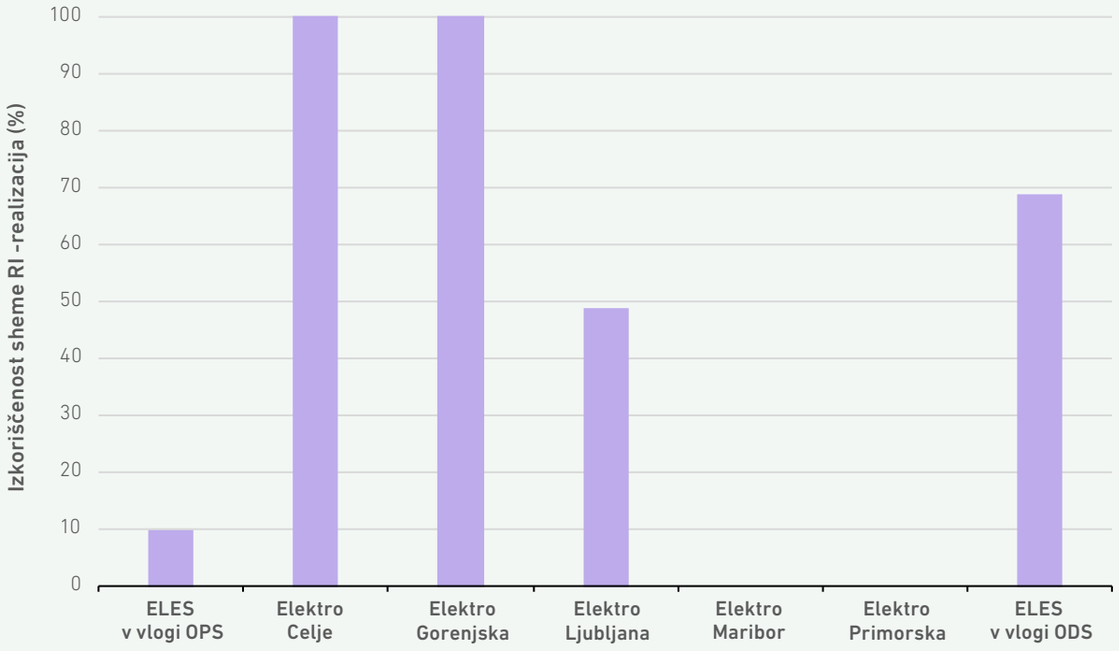
Slika 56 prikazuje primerjavo absolutne vrednosti načrtovanih, zamejenih, realiziranih in neizkoriščenih (oznaka »RI-Neizkoriščeno« na sliki 56) stroškov iz sheme RI, medtem ko slika 57 prikazuje delež izkoriščenosti sheme RI relativno do višine zgoraj omenjene zamejitve.

SLIKA 56: IZKORIŠČENOST SHEME RI PO POSAMEZNIH PODJETJIH GLEDE NA NAČRTOVANE VREDNOSTI IZ REGULATIVNEGA OKVIRA TER PRIDOBLJENA BREZPLAČNO PREVZETA SREDSTVA IZ DRUGIH VIROV



VIR: AGENCIJA

SLIKA 57: DELEŽ PRIZNANIH STROŠKOV RI PO POSAMEZNIH PODJETJIH V POSTOPKU ODSTOPANJ OD REGULATIVNEGA OKVIRA GLEDE NA ZAMEJENO VREDNOST



VIR: AGENCIJA

INFORMACIJSKA VARNOST ENERGETSKEGA SISTEMA

V letu 2024 se je elektroenergetski sektor znašel na presečišču treh prelomnih dinamik: nadaljnje elektrifikacije, pospešene digitalizacije ter vse večjih geopolitičnih in varnostnih napetosti. Medtem ko elektrifikacija ostaja ključna strategija za doseganje podnebnih ciljev EU, jo spremlja naraščajoča odvisnost od kompleksnih digitalnih sistemov in razpršenih energetskih virov, kar pogojuje povečano izpostavljenost kibernetskim grožnjam. Digitalna infrastruktura postaja sestavni del kritične energetske infrastrukture, zato je njena varnost enako pomembna kot zanesljivost fizične oskrbe. V ta kontekst se umešča posodobljen nabor groženj in tveganj za leto 2024 (slika 58), ki ga navajajo ključni strateški dokumenti, kot so poročilo ENISA »Foresight Cybersecurity Threats for 2030 – Update 2024[10]«, CEER poročilo o kibernetski varnosti, SGTF priporočila za evropski omrežni kodeks za kibernetsko varnost ter globalne ocene, kot jih podaja Svetovni gospodarski forum (WEF) v poročilu[11] »Global Cybersecurity Outlook 2024«.

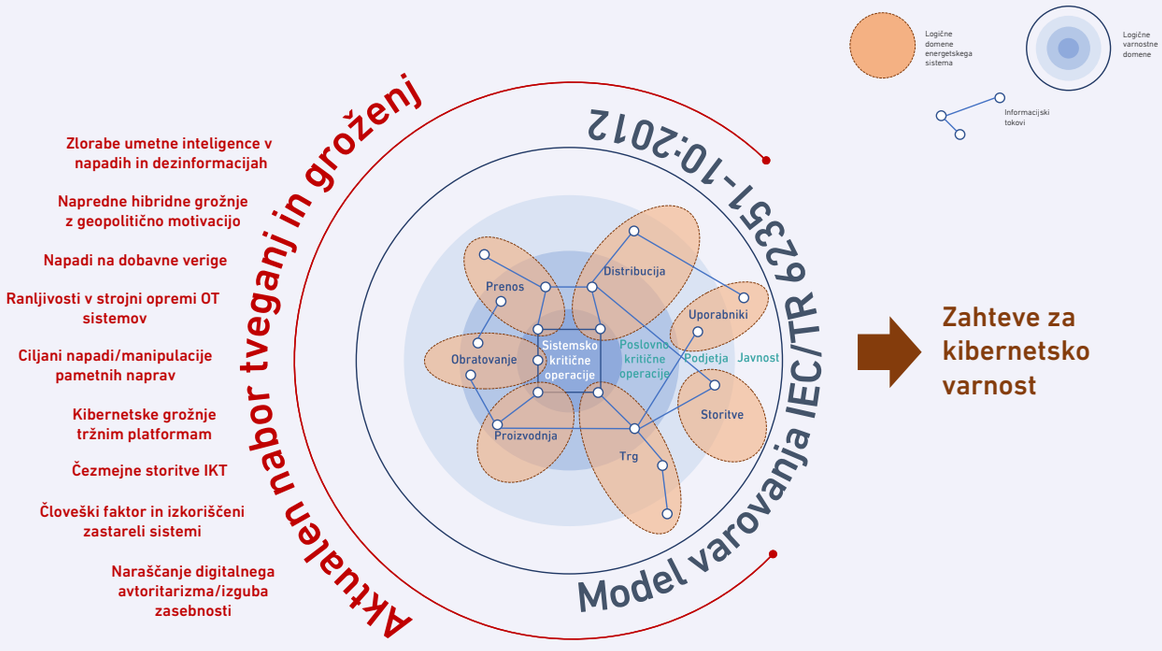
Ti viri dosledno opozarjajo na naslednjih sedem krovnih groženj, ki so značilne za energetski sektor:

- Zloraba umetne inteligence (AI): Napadi z uporabo generativne AI (npr. potvorjeni[12] SCADA operaterji, orkestrirani napadi IoT ...) lahko pomembno ogrožajo zanesljivost nadzora in zaznavanja anomalij.
- Kompromitiranje dobavne verige programske opreme: Šibke točke v odprtokodnih komponentah, dobaviteljih (mala in srednja podjetja) in integriranih sistemih predstavljajo vektorje napadov v oskrbovalni verigi.
- Pomanjkanje kadrovskih virov: Regulatorji EU in ENISA opozarjajo na izrazito kadrovsko vrzel pri strokovnjakih za OT/IT varnost, kar ogroža sposobnost sektorja za odzivanje.
- Hibridne grožnje in vplivne operacije: Napadi, ki vključujejo tako fizične kot digitalne komponente, pogosto podprti z dezinformacijami, so v porastu – predvsem v kontekstu geopolitičnih napetosti.
- Zastareli sistemi in nepopravljene ranljivosti: Velik del kritičnih sistemov v energetiki temelji na zastareli infrastrukturi (npr. PLC, RTU), kjer je varnost pogosto zakrpana »ad hoc«.

10 https://www.enisa.europa.eu/publications/foresight-cybersecurity-threats-for-2030-update-2024-executive-summary
11 https://www3.weforum.org/docs/WEF_Global_Cybersecurity_Outlook_2024.pdf
12 angl. »deepfake«

- Odvisnost od čezmejnih (oblačnih) IKT storitev (kritična točka odpovedi[13]): Centralizacija podatkovnih storitev in platform v oblaku ustvarja ranljivosti, kjer lahko ena točka odpovedi ogrozi celoten segment omrežja.
- Izguba zasebnosti in digitalni nadzor: Pametni števci in naprave zbirajo podatke, ki omogočajo profiliranje uporabnikov, kar zahteva okrepljen nadzor nad podatkovnimi tokovi ob privzeti skladnosti z GDPR.

SLIKA 58: AKTUALNA TVEGANJA IN GROŽNJE



VIRA: ENISA, CEER

Na ravni EU je bil v prvi polovici leta 2024 sprejet Omrežni kodeks za kibernetsko varnost (Cybersecurity Network Code – NCCS), ki določa tehnične in organizacijske ukrepe za zaščito elektroenergetskih omrežij in operacionalizira zahteve Direktive (EU) 2022/2555 (v nadaljevanju direktiva NIS 2)[14]. Kodeks se nanaša izključno na električno energijo, medtem ko je ureditev za plinski sektor še v pripravi – kar poudarja obstoječe regulativne vrzeli. Leto 2024 je zaznamoval tudi porast usmerjenih kibernetskih napadov na sisteme ICS/SCADA, kar potrjuje oceno o vse večji ranljivosti decentraliziranih in razpršenih omrežij. V odziv na to je evropski regulator ACER pozval k vzpostavitvi kriznih protokolov, usklajenih med nacionalnimi organi in operaterji.

V Sloveniji ima za področje kibernetske varnosti osrednjo vlogo Urad Vlade RS za informacijsko varnost (URSIV), medtem ko agencija pomaga z ozaveščanjem v okviru Slovenskega energetskega varnostnega foruma (SEVF), v okviru katerega obvešča in povezuje deležnike, v preteklem letu pa je nadaljevala z razvojem sistema kazalnikov za oceno pripravljenosti na kibernetska tveganja. V letu 2024 je bilo ponovljeno testno vzorčenje po prilagojeni metodologiji EPRI, ki vrednoti neko mero pripravljenosti na kibernetske grožnje in bo srednjeročno podlaga za korelacijo med vlaganji, aktivnostmi po ISO 27002/27019 in dejanskimi varnostnimi dogodki.

Kljub napredku ostajajo izzivi: usklajenost med sektorji, poenotenje varnostnih praks ter oblikovanje učinkovite evropske arhitekture odpornosti. V ospredje prihajajo zahteve po vgrajeni kibernetski varnosti[15], pridobivanju in vlaganjih v kadre ter oblikovanju odzivnih zmogljivosti, kar bo ključno za varno digitalno preobrazbo sektorja.

13 angl. Single Point of Failure
14 Direktiva (EU) 2022/2555 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 14. decembra 2022 o ukrepih za visoko skupno raven kibernetske varnosti v Uniji, spremembi Uredbe (EU) št. 910/2014 in Direktive (EU) 2018/1972 ter razveljavitvi Direktive (EU) 2016/1148 (direktiva NIS 2)
15 angl. Cybersecurity by Design

Regulativni vidiki – pomembnejše aktivnosti

V letu 2024 so se nadaljevale aktivnosti, ki so obsegale zakonodajne vidike kibernetske varnosti na energetskem področju in specifične regulativne vidike v obsegu delovanja nacionalnih regulatorjev. V okviru svojih nalog je agencija spremljala naložbe v informacijsko varnost in v tem obsegu tudi aktivnosti izvajalcev nalog GJS na področju informacijske varnosti in varstva podatkov ter razvojne vidike tega področja. Dodatno v okviru rednega spremljanja in poročanja o stanju kibernetske varnosti je agencija izvedla drugo poskusno vzorčenje ključnih kazalnikov za pripravljenost na kibernetska tveganja/grožnje, upoštevaje načelo postopnosti pri uvajanju načrtovanega okvira rednega poročanja predvidenega za leto 2025. V okviru preizkusnega vzorčenja so bili, podobno kot pri prvem, zajeti indikativni taktični in operativni kazalniki, potrebni za izračun izbranih strateških kazalnikov. Agencija se je tako kot v prvem tudi v drugem poskusnem vzorčenju osredotočila na ključni strateški kazalnik varovanja[16] (S^*_{PS}), pri katerega izračunu se je omejila na najbolj tehtane povezane kazalnike: taktični kazalnik zaščite robnih točk oz. zaščite perimetra omrežja (T^*_{NPPS}), taktični kazalnik zaščite končnih točk omrežja (T^*_{EPS}), taktični kazalnik aktivnosti kadrovskih virov (T^*_{HSS}), operativni kazalnik povprečnega časa med incidenti (OI^*_{MTBI}) in njim podrejene kazalnike.

V okviru delovne skupine CEER za kibernetsko varnost (CEER CS WS) je regulator sodeloval v procesu spremljanja implementacije omrežnega kodeksa za kibernetsko varnost v energetskem sektorju (tem dejavnostim je namenjen samostojen razdelek v nadaljevanju) in pri pripravi letnega poročila CEER o aktivnostih na področju kibernetske varnosti v energetskem sektorju. V okviru skupine za implementacijo informacijske varnosti REMIT pri ACER (ACER RISIG) so regulatorji obravnavali metodologije za ocenjevanje tveganj. Prav tako so bili v okviru RISIG dejavni pri presojah določenih regulatorjev v procesu omogočitve/podaljšanja dostopa do izmenjave podatkov REMIT. Agencija je sodelovala tudi pri drugih vsebinskih uskladitvah pri izmenjavi podatkov REMIT med nacionalnimi regulatorji in zunanjimi pooblaščenimi deležniki.

Nekateri regulatorji, med njimi tudi agencija, so v preteklem letu aktivno sodelovali tudi v mednarodni delovni skupini CIGRE WG 2.54, ki se ukvarja z vprašanji kibernetske varnosti v elektroenergetskem sektorju, predvsem z regulativnega vidika. WG 2.54 obravnava, kako regulatorji in regulirane entitete po svetu pristopajo k oblikovanju, implementaciji in evalvaciji ukrepov za krepitev kibernetske varnosti kritične energetske infrastrukture. V tehničnem osnutku brošure je Slovenija predstavljena v okviru študije primera, ki jo je pripravila agencija. Gre za enega izmed 11 primerov iz različnih držav (npr. Italija, ZDA, Brazilija, Indija), ki bodo primerjalno analizirani za oblikovanje zaključkov in priporočil delovne skupine.

V obsegu kibernetske varnosti iz obsega NCCS so regulatorji začeli sodelovati v okviru novoustanovljene projektne skupine ACER za kibernetsko varnost (ACER Cybersecurity Task Force). K skupini se je pridružila tudi agencija.

Vaja Cyber Europe 2024

ENISA Cyber Europe - največja kibernetska vaja, osredotočena na energetski sektor v evropskem prostoru

Elektrooperater, distribucijska podjetja in agencija so v letu 2024 dejavno sodelovali v eni največjih evropskih vaj na področju kibernetske varnosti, Cyber Europe 2024, ki jo je organizirala Evropska agencija za kibernetsko varnost (ENISA). Glavni cilj vaje je bil preveriti pripravljenost držav članic na kompleksne, večsektorske kibernetske incidente ter preizkusiti učinkovito komunikacijo in usklajen odziv ključnih deležnikov v realističnih pogojih. Scenarij (»namizne«[17]) vaje je predvideval usklajene napade na kritično infrastrukturo – zlasti na elektroenergetske sisteme – in simuliral:

- motnje v delovanju sistemov SCADA in obratovalnih tehnologij (OT),
- dezinformacijske kampanje, ki so vplivale na zaupanje javnosti v oskrbo z energijo,
- vzporedne fizične motnje, kar je še okrepilo kompleksnost kibernetskih izzivov.

Energetski sektor je bil v vaji prepoznan kot ključni del nacionalne varnostne infrastrukture in kot primarna tarča napadov. V sodelovanju z izvajalci GJS in pristojnimi organi se je preverjalo:

- odzivne protokole in komunikacijo med operaterji sistema, pristojnimi organi in SI-CERT,
- obvladovanje (simuliranih) incidentov v realnem času, tudi ob sočasnih informacijskih in fizičnih motnjah,
- notranje postopke za odločanje in krizno vodenje, s poudarkom na zagotavljanju neprekinjenosti oskrbe.

16 Strateški kazalnik in njemu podrejeni kazalniki so obširneje obravnavani v Poročilu o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2023.
17 angl. Table Top Exercise

Ključne ugotovitve

Vaja je razkrila več izzivov in priložnosti za izboljšanje:

Področje	**Izzivi**	**Priporočila**
Komunikacija	Neenotnost med deležniki	Vzpostavitev stalnih protokolov
Tehnični odziv	Nepopolni postopki odzivanja	Posodobitev odzivnih načrtov
Mednarodna usklajenost	Zamiki pri izmenjavi podatkov	Krepitev čezmejnih kontaktnih točk
Odpornost OT sistemov	Premalo realističnih testov	Redno simuliranje napadov na ICS[18]

Ob navedenih izzivih je vaja izpostavila tudi potrebo po boljšem vključevanju odločevalcev, ki pogosto nimajo dostopa do pravočasnih informacij ali orodij za sprejemanje hitrih odločitev v kibernetskih krizah.

Udeležba v vaji Cyber Europe 2024 je potrdila strateški pomen energetskega sektorja za nacionalno kibernetsko odpornost. Vaja je služila kot dragocen instrument za:

- identifikacijo vrzeli v obstoječih varnostnih praksah,
- krepitev medsektorske in čezmejne pripravljenosti in
- uskladitev nacionalnih praks z evropskimi smernicami, zlasti v kontekstu implementacije direktive NIS 2.

Omrežni kodeks za kibernetsko varnost (NCCS)

V maju 2024 je bila v Uradnem listu EU objavljena Delegirana uredba Komisije (EU) 2024/1366[19], ki vzpostavlja omrežni kodeks za kibernetsko varnost (Network Code on Cybersecurity - NCCS). Gre za prvo celovito regulativo, ki sistemsko ureja vidike kibernetske varnosti v okviru čezmejnih elektroenergetskih pretokov in temelji na Uredbi (EU) 2019/943 o notranjem trgu električne energije. Kodeks je podlaga za operativno izvajanje direktive NIS 2 v energetskem sektorju.

NCCS določa obveznosti elektrooperaterjev (OPS, ODS) v povezavi z:

- metodologijami za oceno tveganj na treh ravneh: EU, regionalni in nacionalni,
- izdelavo varnostnih politik in ukrepov,
- poročevalnimi obveznostmi in testiranji odpornosti,
- izmenjavo informacij z regulatorji in pristojnimi organi za kibernetsko varnost.

Uveljavitev omrežnega kodeksa za kibernetsko varnost čezmejnih pretokov električne energije

Pomemben vidik za implementacijo kodeksa v državah članicah je razlikovanje vloge nacionalnega regulativnega organa (NRA) od pristojnega organa za kibernetsko varnost (NCA). Medtem ko je NRA pristojen za regulacijo, nadzor in sledenje skladnosti s sektorsko zakonodajo, ima NCA v skladu z NCCS:

- izvršilna pooblastila,
- funkcijo odobritve ali zavrnitve metodologij in poročil operaterjev in
- vlogo povezovalnega organa (kontaktne točke) z ACER, ENTSO-E in ostalimi NCA v EU.

18 Industrijski krmilni sistemi (angl. Industrial Control Sistems)
19 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 kibernetske varnosti čezmejnih pretokov električne energije (v nadaljevanju Delegirana uredba (EU) 2024/1366)

Možni scenariji vloge regulatorja:

Scenarij	Opis	Naloge za regulatorja
Regulator v izključni vlogi NRA	Nacionalni organ za informacijsko/kibernetsko varnost postane NCA za NCCS (naravna izbira glede na vlogo v okviru NIS 1[20]/NIS 2).	Regulator daje mnenja, spremlja skladnost in poroča o napredku, a nima pomembne vloge pri izvrševanju NCCS npr. ocenjevanju metodologij tveganj.
Regulator v začasni vlogi NCA	Do odločitve države članice o NCA ima to vlogo regulator.	Regulator vodi postopek validacije metodologij in koordinira aktivnosti med OPS/ODS ter ACER/ENTSO E.
Regulator v vlogi NRA in NCA za NCCS	Država članica prenese funkcijo NCA na organ v vlogi energetskega regulatorja.	Regulator postane osrednji odločevalec v varnostnem ciklu sektorja, kar zahteva zahtevno organizacijsko in kadrovsko širitev.

Pomembne aktivnosti NCA

Regulatorji in NCA so izvajali aktivnosti v obsegu napotil Delegirane uredbe (EU) 2024/1366 (prvega odstavka 8. člena in prvega odstavka 18. člena), po katerih so entitetam OPS (zavezanci po NCCS), ODS in NCA naložene različne naloge v kontekstu metodologije za oceno kibernetskih tveganj, ki jo je treba predložiti ACER v nadaljnje usklajevanje.

Če se udejanji scenarij prehodne vloge NCA, regulator do odločitve države članice glede NCA nastopa v vlogi NCA in njegova vloga obsega ocenjevanje ustreznosti metodologije za oceno tveganj, v skladu s sektorskimi smernicami, koordinacija z OPS/ODS (ki po NCCS izpolnjujejo kriterije), zlasti glede tehničnih kapacitet in zrelosti implementacije, zagotavljanje skladnosti z evropskimi standardi (npr. ISO 27005, priporočila ENISA).

Pomembne aktivnosti NRA

NRA so se do izteka leta ukvarjali z razvojem notranjega načrta za izvedbo primerjalne analize v skladu s pričakovanimi navodili ACER (prvi odstavek 13. člena), vzpostavljanjem delovne skupine za identifikacijo primerljivih kazalnikov (KPI), stroškov in funkcij rešitev, pripravo osnovne metodološke sheme za oceno učinkovitosti izvajanja ukrepov varnosti (ex-ante).

Ena izmed najbolj zahtevnih in strateških nalog NRA po NCCS je opredeljena v 13. členu Delegirane uredbe (EU) 2024/1366, to je primerjanje[21], ki določa, da ACER do 13. junija 2025 objavi nezavezujoča navodila za izvedbo primerjalne analize ukrepov kibernetske varnosti v sodelovanju z ENISA. Udejanjenje 13. člena pomeni, da NRA – ne glede na to ali ima/bo imel tudi vlogo NCA – že kot NRA prevzema aktivno strateško nalogo vrednotenja učinkov naložb v kibernetsko varnost. To zahteva ne le povečan obseg sodelovanja z evropskimi institucijami, ampak tudi interno pripravljenost za napredno regulativno analitiko. Poleg metodologij in operativnega nadzora postaja primerjanje pomemben mehanizem za dolgoročno izboljševanje kibernetske odpornosti sektorja.

NCCS pomeni pomemben regulativni premik v pristopu h kibernetski odpornosti elektroenergetskega sistema. Za regulatorje predstavlja tako izziv kot priložnost – predvsem v odvisnosti od tega, ali bodo delovali v svoji primarni vlogi – NRA ali pa (začasno ali trajno) tudi kot NCA. Od te odločitve bo odvisna zahtevnost in globina regulatornega in nadzornega posega v kibernetsko varnost elektroenergetskega sistema ter obseg aktivnosti in sodelovanja z drugimi akterji na nacionalni in evropski ravni.

Operativni vidiki – pomembnejše aktivnosti

Izvajalci nalog GJS

V okviru SEVF se je nadaljeval strokovni dialog na področju informacijske/kibernetske varnosti in varstva podatkov z državnimi organi, evropskimi in drugimi institucijami (SI-CERT, URSIV, ACER, CEER) in z izvajalci nalog GJS v energetskem sektorju. Dialog je bil proaktiven, vključeval je tudi konkretno preizkusno vzorčenje izbranih ključnih kazalnikov pripravljenosti na tveganja s področja kibernetskega varovanja. SEVF je zagotavljal strokovno platformo za izmenjavo izkušenj, dobrih praks in drugih pomembnih informacij o kibernetskih grožnjah in varnostnih tveganjih.

Izvajalci nalog GJS so izvajali dodatne aktivnosti[22], primarno na področju poslovne informatike (IT), podobno intenzivno kot v predhodnem letu. Na področje IT je bilo osredotočenih 53 % aktivnosti, na področju procesne informatike (OT) pa je bilo izvedeno 28 % aktivnosti. Od ostalih aktivnosti jih je bilo 2 % izvedeno na področju meritev, 16 % dodatnih aktivnosti pa je bilo izvedenih na nerazvrščenih področjih (tabela 22, postavka Drugo). Povzetek obsega izpostavljenih ukrepov oziroma aktivnosti po deležnikih, razčlenjen po domenah in področjih ISO 27002|27019, je prikazan v preglednici (tabela 22), normirana porazdelitev aktivnosti po domenah pa v polarnem grafikonu na sliki 59.

20 Direktiva (EU) 2016/1148 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 6. julija 2016 o ukrepih za visoko skupno raven varnosti omrežij in informacijskih sistemov v Uniji

21 angl. benchmarking

22 Dodatne aktivnosti so vse dejavnosti za izboljšanje zrelosti izvajanja obstoječih nadzorstev v informacijski/kibernetski varnosti, oziroma dejavnosti za uvedbo novih/dodatnih nadzorstev.

TABELA 22: DODATNE AKTIVNOSTI IZVAJALCEV NALOG GJS NA PODROČJU INFORMACIJSKE/KIBERNETSKE VARNOSTI IZVAJALCEV NALOG GJS NA PODROČJU INFORMACIJSKE/KIBERNETSKE VARNOSTI

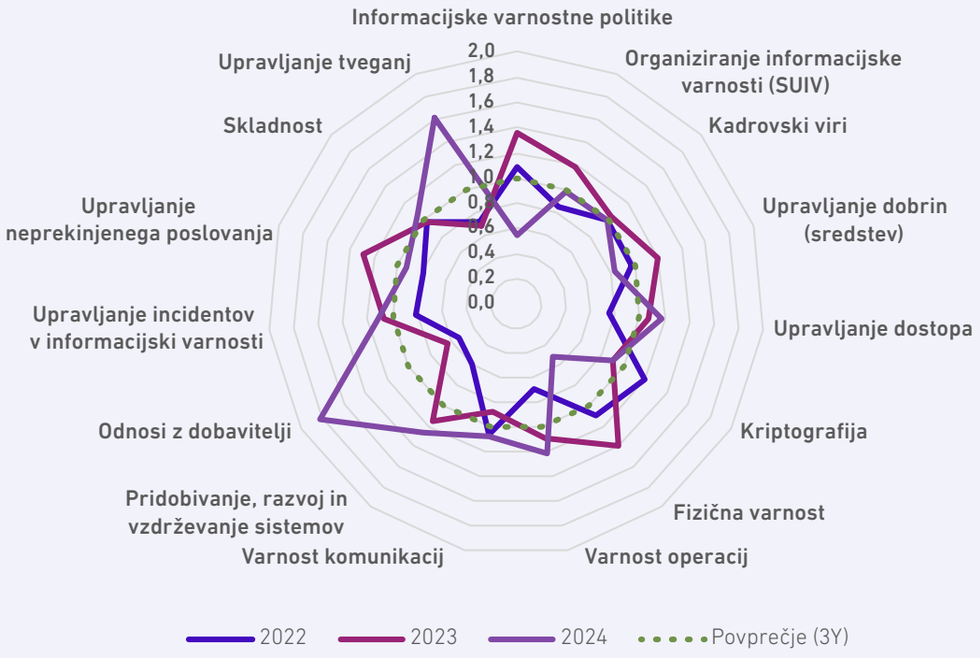
Domena	Področje	ELES	EL-MB	EL-CE	EL-LJ	EL-GO	EL-PR	Plinovodi
IT	Informacijske varnostne politike	–	–	–	–	–	–	–
OT		–	–	–	–	–	–	–
Meritve		–	–	–	–	–	–	–
Drugo		–	–	✓	–	–	–	✓✓
IT	Organiziranje informacijske varnosti (SUIV)	–	–	–	–	–	✓	✓
OT		–	–	–	–	✓	–	–
Meritve		–	–	–	–	–	–	–
Drugo		–	–	–	✓	✓	–	✓✓✓
IT	Kadrovski viri	–	✓✓	–	✓	✓	✓	–
OT		–	–	–	–	✓	–	–
Meritve		–	–	–	–	–	–	–
Drugo		✓✓	–	✓✓	–	✓	–	✓✓
IT	Upravljanje dobrin (sredstev)	–	✓	✓	–	✓	–	✓✓✓
OT		–	✓	✓	–	–	–	✓✓
Meritve		–	–	–	–	–	–	–
Drugo		–	–	✓	–	–	–	–
IT	Upravljanje dostopa	✓	–	–	✓✓	✓✓✓	✓✓	✓✓✓
OT		–	–	–	✓	–	–	✓✓✓
Meritve		–	–	–	–	–	–	–
Drugo		–	–	✓	–	–	–	✓✓✓
IT	Kriptografija	–	–	–	–	–	–	✓
OT		–	–	–	–	–	–	–
Meritve		–	–	–	✓	–	–	–
Drugo		–	–	–	–	–	–	–
IT	Fizična varnost	–	✓	–	✓	✓	–	✓✓
OT		–	✓	– ✓	–	–	–	✓
Meritve		–	–	–	–	–	–	–
Drugo		–	–	–	–	–	–	✓
IT	Varnost operacij	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	–	✓✓✓
OT		–	✓	✓	✓✓✓	✓✓✓	–	✓✓✓
Meritve		–	✓✓	–	–	–	–	–
Drugo		–	–	✓	–	–	–	✓✓✓
IT	Varnost komunikacij	✓✓✓	✓	–	✓	✓✓✓	–	✓✓✓
OT		✓	✓	–	✓✓	–	–	✓✓✓
Meritve		–	–	–	–	–	–	–
Drugo		–	–	–	–	–	–	✓✓
IT	Pridobivanje, razvoj in vzdrževanje sistemov	–	✓	–	✓	✓✓✓	✓	✓✓
OT		–	✓	–	✓	✓✓✓	–	✓
Meritve		–	✓	–	✓	–	–	–
Drugo		–	–	–	–	–	–	–
IT	Odnosi z dobavitelji	–	–	–	✓	✓	–	✓✓✓
OT		–	–	–	–	–	–	✓
Meritve		–	–	–	–	–	–	–
Drugo		–	–	–	–	✓	–	✓✓
IT	Upravljanje incidentov v informacijski varnosti	✓	✓✓	✓	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓✓
OT		✓	✓✓	✓	–	–	✓	✓✓✓
Meritve		–	–	–	–	–	–	–
Drugo		–	–	–	✓✓	–	–	✓✓✓
IT	Upravljanje neprekinjenega poslovanja	✓	–	–	✓	✓	✓	✓
OT		–	–	–	✓	✓	–	✓
Meritve		–	–	–	–	–	–	–
Drugo		–	–	✓	–	–	–	✓✓✓
IT	Skladnost	✓	–	✓	–	✓✓	✓	✓✓✓
OT		–	–	–	–	✓	–	✓✓
Meritve		–	–	–	–	–	–	–
Drugo		–	–	✓	✓✓	✓✓	✓	✓✓
IT	Upravljanje tveganj	✓	✓✓	–	✓	–	–	✓✓✓
OT		–	✓✓	–	–	–	–	✓✓
Meritve		✓✓	–	–	✓	–	–	–
Drugo		–	–	✓✓	–	✓✓	–	✓✓✓

Legenda:
- ✓ Obravnavana domena/področje
- ✓✓ $0 \leq x < 3$
- ✓✓✓ $3 \leq x < 6$
- – $6 \leq x$
- Ni bilo dodatnih aktivnosti

Število dodatnih aktivnosti (x)

VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATER, PLINOVODI, EDP

SLIKA 59: NORMIRANA[23] PORAZDELITEV IN ODSTOPANJA OBSEGA AKTIVNOSTI IZVAJALCEV GJS PO PODROČJIH



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATER, EDP, PLINOVODI

SLIKA 60: NAJPOMEMBNEJŠA PODPODROČJA DODATNIH AKTIVNOSTI IZVAJALCEV GJS, RAZČLENJENA PO PODROČJIH ISO 27002



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATER, PLINOVODI, EDP

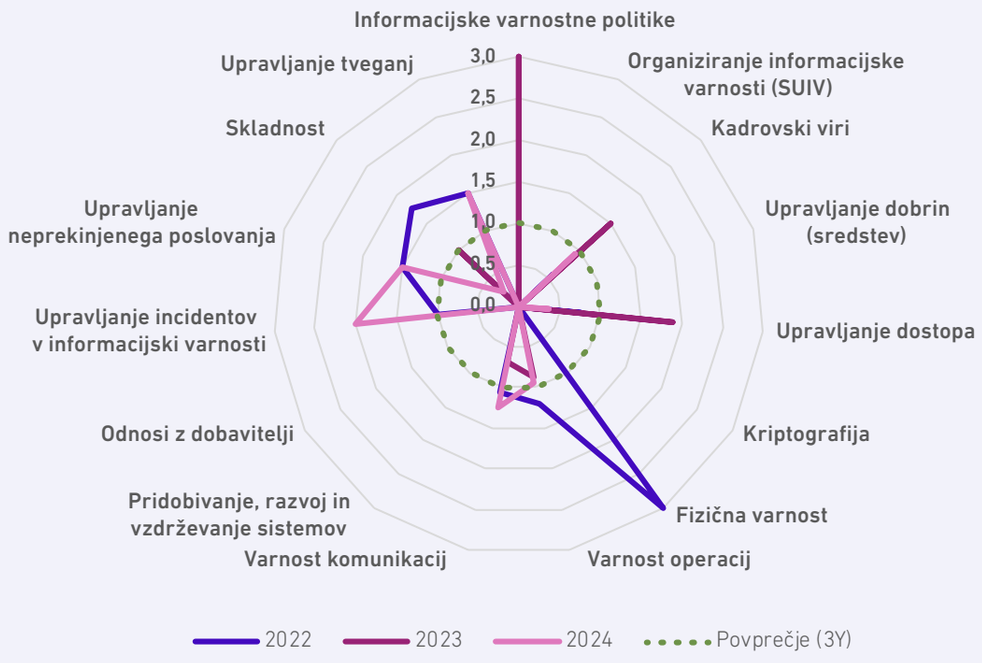
23 Agregirane aktivnosti so normirane na triletno povprečje.

V obsegu dodatnih aktivnosti izvajalcev GJS so najpogosteje obravnavana podpodročja ISO 27002 podana v večstopenjskem tortnem grafikonu (slika 60). Največ aktivnosti je bilo izvedenih na področjih varnosti operacij, upravljanja dostopa, upravljanja incidentov v informacijski varnosti in varnosti komunikacij.

ELES

Kombinirani operater prenosnega in distribucijskega sistema je v letu 2024 v obsegu običajnih dejavnosti na področju informacijske/kibernetske varnosti izvedel 38 dodatnih aktivnosti, od tega 82 % na področju poslovne informatike, 5 % na področju procesne informatike in 13 % v nerazvrščenih aktivnostih. V primerjavi s triletnim povprečjem so bila najpomembnejša področja izboljšanja zrelosti nadzorstev v informacijski varnosti po ISO 27002|27019 področje kadrovskih virov, upravljanja dostopa in varnosti komunikacij ter informacijskih varnostnih politik. Podobno kot v preteklem obdobju so bile aktivnosti osredotočene na področja varnosti operacij, varnosti komunikacij in kadrovskih virov (slika 61).

SLIKA 61: NORMIRANA[23] PORAZDELITEV IN ODSTOPANJA OBSEGA AKTIVNOSTI ELES PO PODROČJIH ISO 27002



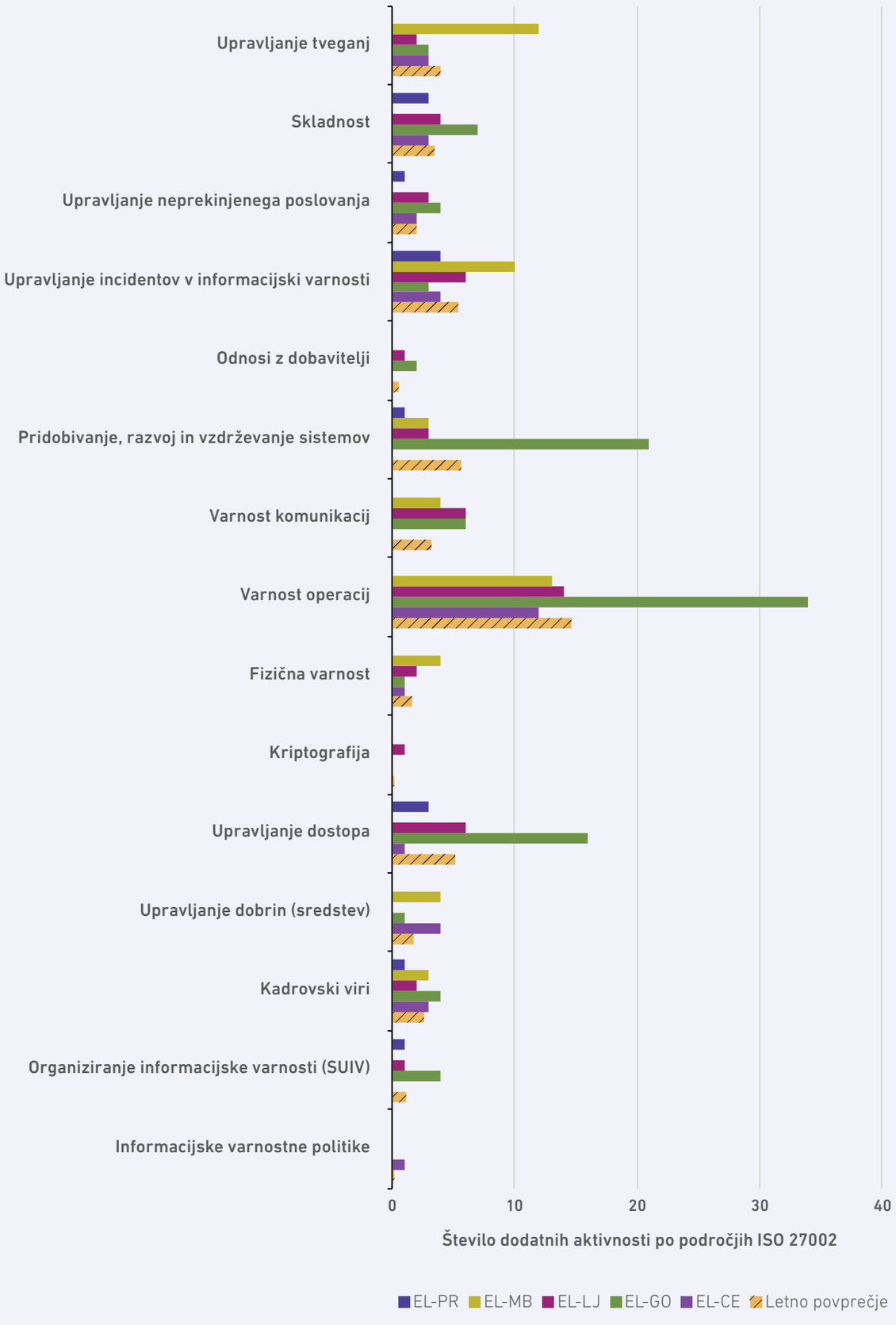
VIRA: AGENCIJA, ELEKTROOPERATER

Distribucijska podjetja

EDP so v letu 2024 izvedla skupaj 282 dodatnih aktivnosti s področja informacijske varnosti. Od teh aktivnosti jih je bilo 55 % izvedenih na področju poslovne informatike, 28 % na področju procesne informatike, 5 % na področju meritev in 12 % v nerazvrščenih aktivnostih. Pomembnejša področja dodatnih aktivnosti oz. izboljšanja zrelosti nadzorstev v informacijski varnosti področij ISO 27002 so primerjana v grafikonu na sliki 62. Podana je normirana primerjava aktivnosti po področjih. Primerjava agregiranega obsega aktivnosti distribucijskih podjetij z letnimi trendi pa je prikazana v grafikonu na sliki 63. Podana je normirana primerjava aktivnosti po področjih.

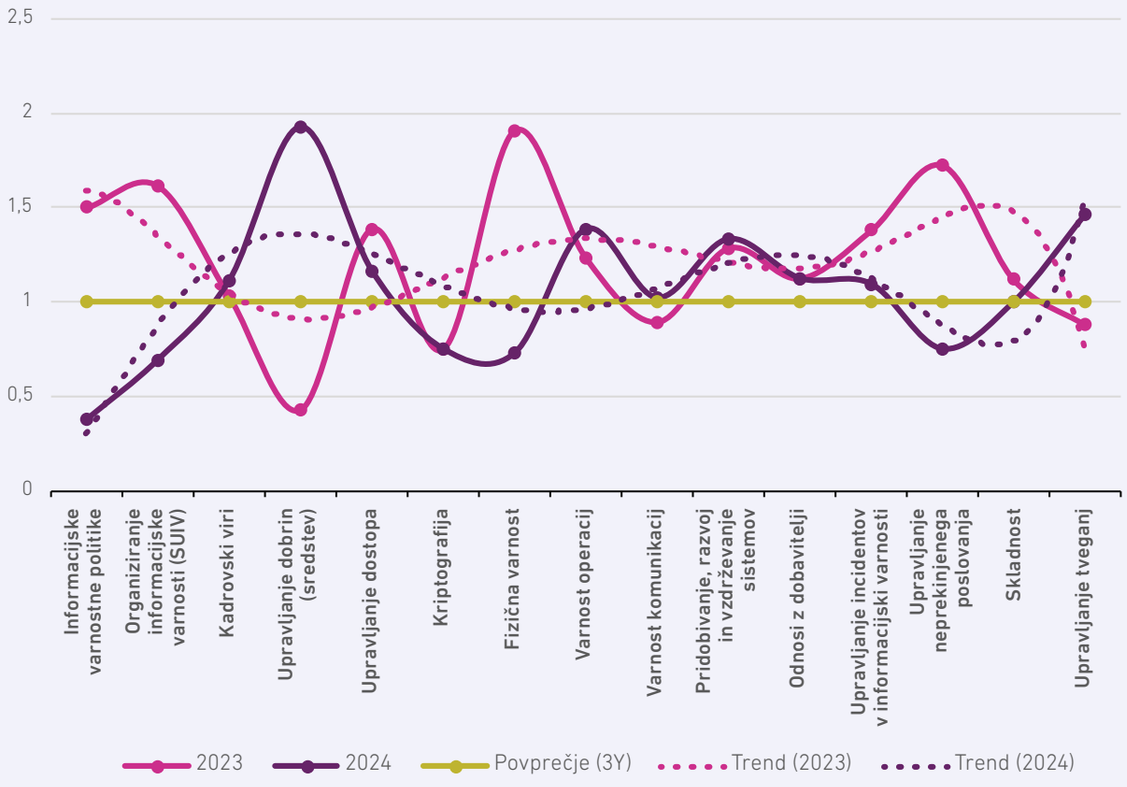
V preteklem letu je bilo največ aktivnosti EDP izvedenih na področjih varnosti operacij, upravljanja incidentov, upravljanja dostopa, področju pridobivanja, razvoja in vzdrževanja sistemov ter upravljanja neprekinjenega poslovanja. Primerjava skupnih aktivnosti glede na triletno povprečje s trendi pa je ponazorjeno v grafikonu na sliki 63.

SLIKA 62: PORAZDELITEV OBSEGA AKTIVNOSTI EDP PO PODROČJIH GLEDE NA LETNO POVPREČJE



VIRI: AGENCIJA, EDP

SLIKA 63: NORMIRANA[23] PRIMERJAVA AGREGIRANEGA OBSEGA IN TRENDI AKTIVNOSTI EDP

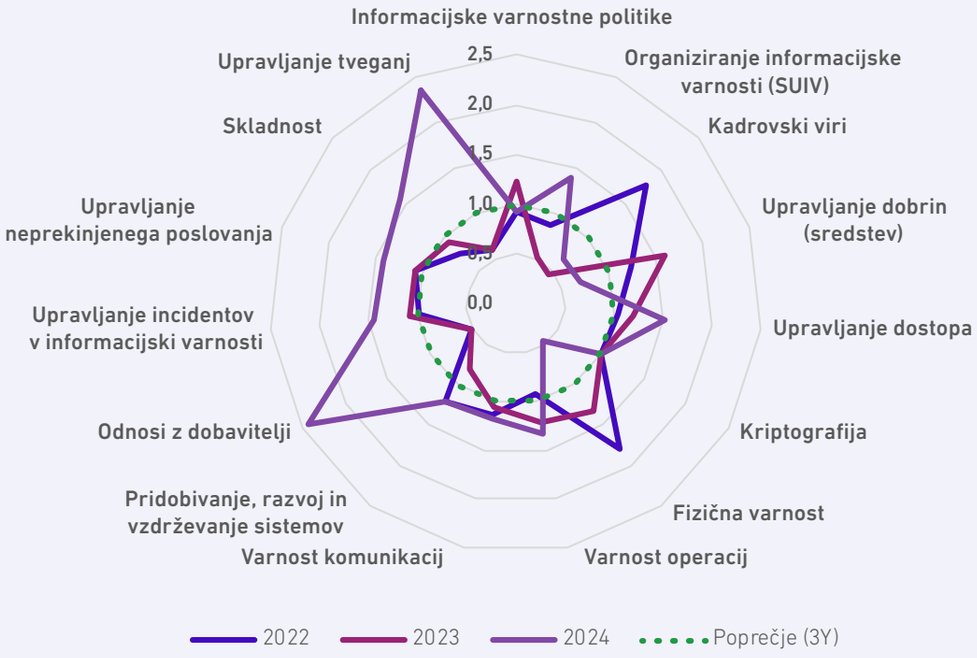


VIRI: AGENCIJA, EDP

Plinovodi

Operater prenosnega sistema plina je v letu 2024 še povečal obseg dodatnih aktivnosti. Izvedenih je bilo 310 dodatnih aktivnosti, od tega 49 % na področju poslovne informatike, 31 % na področju procesne informatike in 20 % v nerazvrščenih aktivnostih. V primerjavi s triletnim povprečjem je bilo zboljšanje zrelosti nadzorstev v informacijski varnosti področij ISO 27002 osredotočeno na odnose z dobavitelji, upravljanje tveganj, skladnost in upravljanje dostopa (slika 64).

SLIKA 64: NORMIRANA[23] PRIMERJAVA SKUPNEGA OBSEGA AKTIVNOSTI IN TRENDI DRUŽBE PLINOVODI



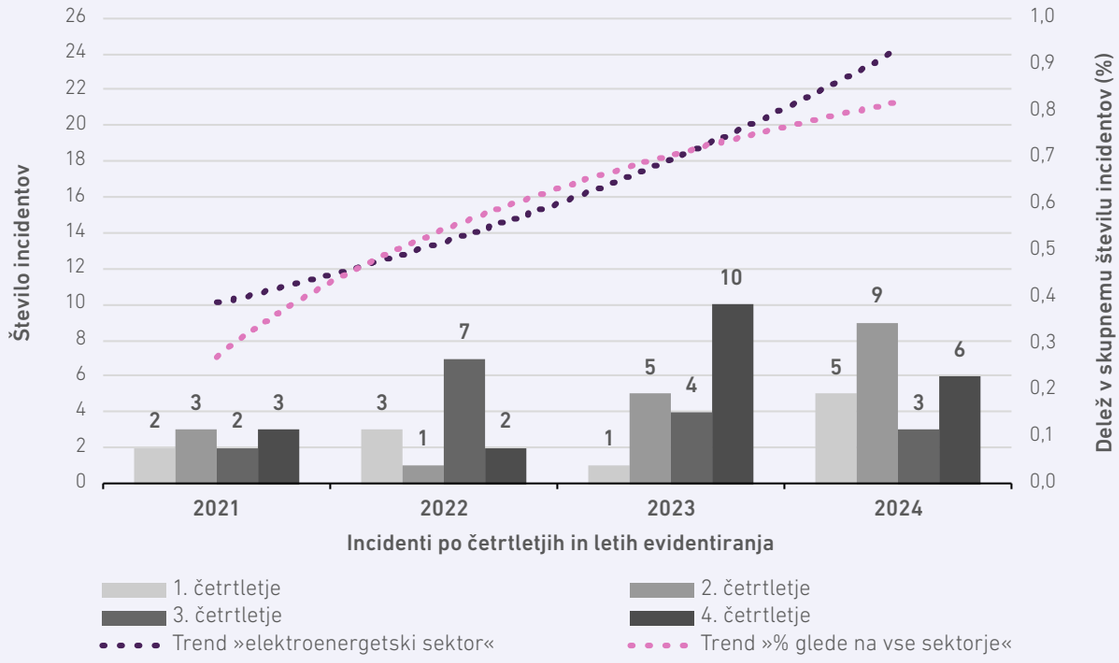
VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Kibernetski incidenti v energetskem sektorju

V letu 2024 so tako prvo kot drugo polletje zaznamovale kibernetske aktivnosti, k čemur so z veliko verjetnostjo dodatno prispevale tudi še vedno zaostrene geopolitične razmere. Glede na pretekla primerljiva obdobja je bilo število incidentov[24] večje v prvem in manjše v drugem polletju opazovanega obdobja. Trend rasti incidentov v energetskem sektorju ni več sorazmeren z rastjo vseh priglašenih incidentov (agregat zahtevnejših tehničnih incidentov in lažjih incidentov) v poročilu nacionalnega odzivnega centra za kibernetsko varnost (SI-CERT). Namreč pri agregatu incidentov je kratkoročno zaznati rahel padec, tega trenda pa v energetskem sektorju ni opaziti. Poročanih incidentov SI-CERT (brez upoštevanja incidentov z zvabljanjem/lažnim predstavljanjem[25]), vrednotenih po NOKI[26], je bilo 3.128, kar je pribl. šestino manj kot v preteklem letu. V letu 2024 se je glede na zaznano kumulativno zmanjšanje tudi delež incidentov v energetskem sektorju (del katerega predstavljajo tudi izvajalci GJS) zmanjšal za 0,2 % (slika 65).

24 Tehnično zahtevnejši incidenti, kot jih opredeljuje SI-CERT v letnem poročilu 2024.
25 angl. phishing
26 Nacionalni načrt odzivanja na kibernetske incidente

SLIKA 65: INCIDENTI V ENERGETSKEM SEKTORJU IN KRATKOROČNI TREND

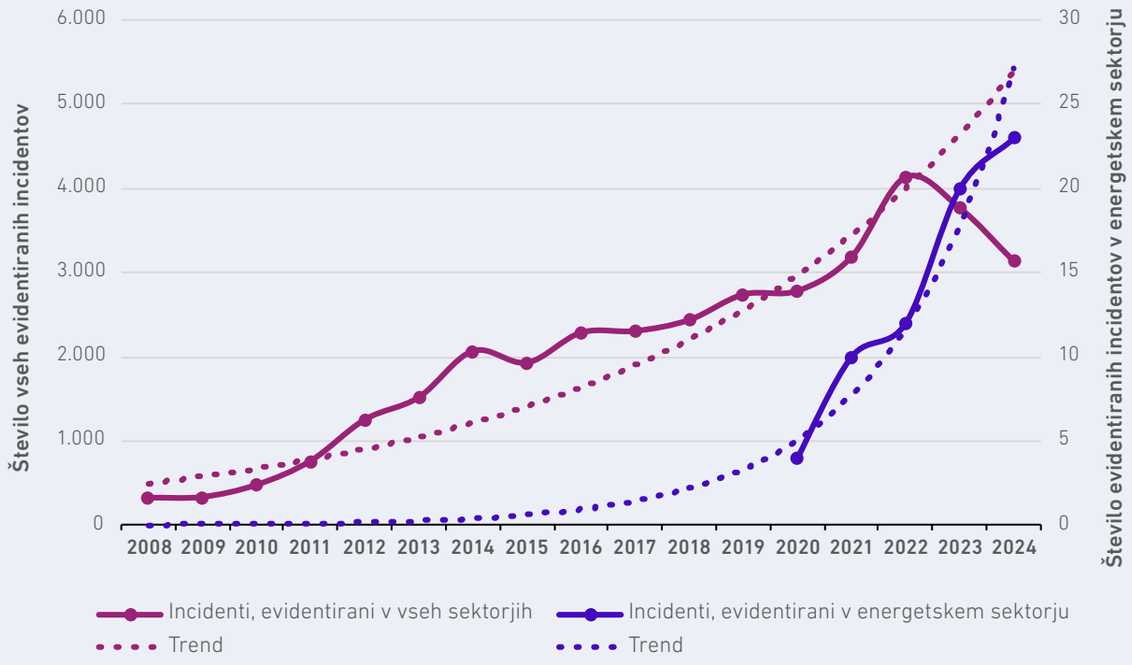


VIRI: AGENCIJA, URSIV, SI-CERT

Iz primerjave deleža incidentov v energetskem sektorju k skupnemu številu poročanih incidentov SI-CERT, ki v poročilu o kibernetski varnosti za leto 2024[27] še vedno ne presega 1 %, ni več opaziti kratkoročne korelacije s trendom skupne rasti v ostalih sektorjih, saj se je število kumulativnih priglašenih incidentov v zadnjem letu zmanjšalo (slika 66). Navkljub razmeroma majhnemu, a ne zanemarljivemu deležu incidentov v energetskem sektorju, se kaže trend njihovega naraščanja. Čeprav izrazitega porasta, kot je bil zaznan med letoma 2022–2023, trenutno ni več opaziti, pa ostaja hitrost rasti incidentov sektorju še vedno skrb vzbujajoča. V primerjavi s številom vseh pri ENISA[28] priglašenih incidentov za energetski sektor v evropskem prostoru (NIS 1) znaša nacionalni delež 11,5 %.

27 https://www.cert.si/kibernetska-varnost-2024-v-stevilkah/
28 https://ciras.enisa.europa.eu/

SLIKA 66: DOLGOROČNA PROJEKCIJA (EKSPONENTNA OZ. »WORST-CASE« APROKSIMACIJA) RASTI INCIDENTOV V SEKTORJU



VIRI: AGENCIJA, URSIV, SI-CERT

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), amortizacije (AM), raziskav in inovacij (RI) ter reguliran donos na sredstva (RDS), kakovost oskrbe (Q) in spodbude (S). Od 1. januarja 2023 pa se med upravičene stroške vključujejo tudi stroški storitev prožnosti distribucijskega operaterja (SSP) 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.

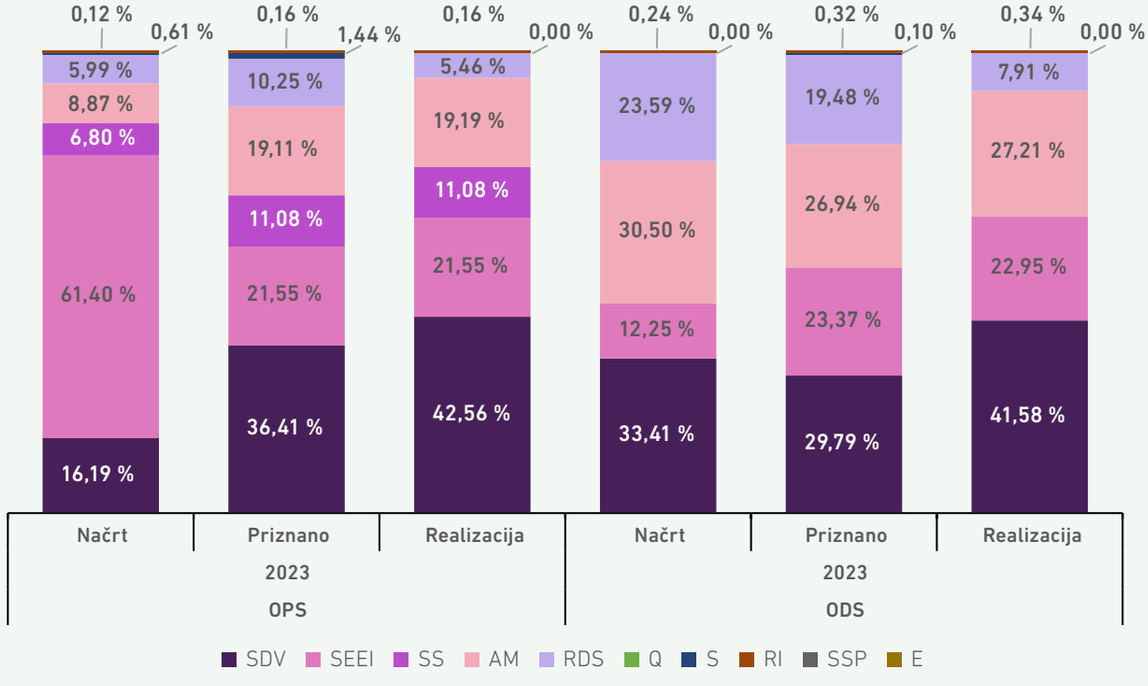
Regulativno obdobje od 1. januarja do 31. decembra 2023

V letu 2023 se je SODO, ki je izvajal dejavnost operaterja distribucijskega sistema, 2. 10. 2023 pripojil k ELES, ki je izvajal dejavnost operaterja prenosnega sistema. Od pripojitve dalje je ELES operater kombiniranega sistema, ki izvaja posebej dejavnost operaterja prenosnega in posebej dejavnost distribucijskega sistema.

V letu 2024 je ELES na podlagi kriterijev iz Akta o metodologiji za določitev regulativnega okvira za elektrooperaterje, ki ga je agencija izdala v letu 2022, preračunal načrtovane upravičene stroške regulativnega obdobja od 1. januarja do 31. decembra 2023 (v nadaljevanju regulativno obdobje 2023) v priznane z regulacijo posebej za dejavnost operaterja prenosnega in posebej za dejavnost operaterja distribucijskega sistema. Preračun je agencija preverila in izdala odločbi o ugotovljenem odstopanju od regulativnega okvira. Prav tako je na podlagi podatkov iz poslovnih knjig elektrooperaterjev in distribucijskih podjetij izračunala realizirane upravičene stroške.

Slika 67 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 67: STRUKTURA UPRAVIČENIH STROŠKOV DEJAVNOSTI OPERATERJA PRENOSNEGA IN DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA ZA REGULATIVNO OBDOBJE 2023



VIR: AGENCIJA

Struktura načrtovanih upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema (slika 67) regulativnega obdobja 2023 je glede na strukturo priznanih in realiziranih upravičenih stroškov drugačna, saj je bilo načrtovano, da bo dejavnost operaterja prenosnega sistema delno pokrivala stroške električne energije za pokrivanje izgub v omrežju za distribucijski sistem, pri čemer je bila načrtovana cena električne energije bistveno višja kot je bila realizirana. Struktura načrtovanih upravičenih stroškov operaterja distribucijskega sistema se v regulativnem obdobju 2023 ni bistveno spremenila glede na pretekla regulativna obdobja.

Iz primerjave strukture priznanih in realiziranih upravičenih stroškov (slika 67) operaterja prenosnega sistema regulativnega obdobja 2023 izhaja, da je bistvena razlika na postavkah stroškov delovanja in vzdrževanja ter reguliranega donosa na sredstva. 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 je operater prenosnega sistema na postavki stroškov delovanja in vzdrževanja posloval stroškovno neučinkovito in je posledično realiziral nižji reguliran donos kot priznan z regulacijo.

Primerjava struktur priznanih in realiziranih upravičenih stroškov operaterja distribucijskega sistema regulativnega obdobja 2023 pokaže, da je tudi dejavnost operaterja distribucijskega sistema stroškovno neučinkovita na področju stroškov delovanja in vzdrževanja, kar se prav tako odraža na nižjem realiziranem reguliranem donosu kot priznanem z regulacijo.

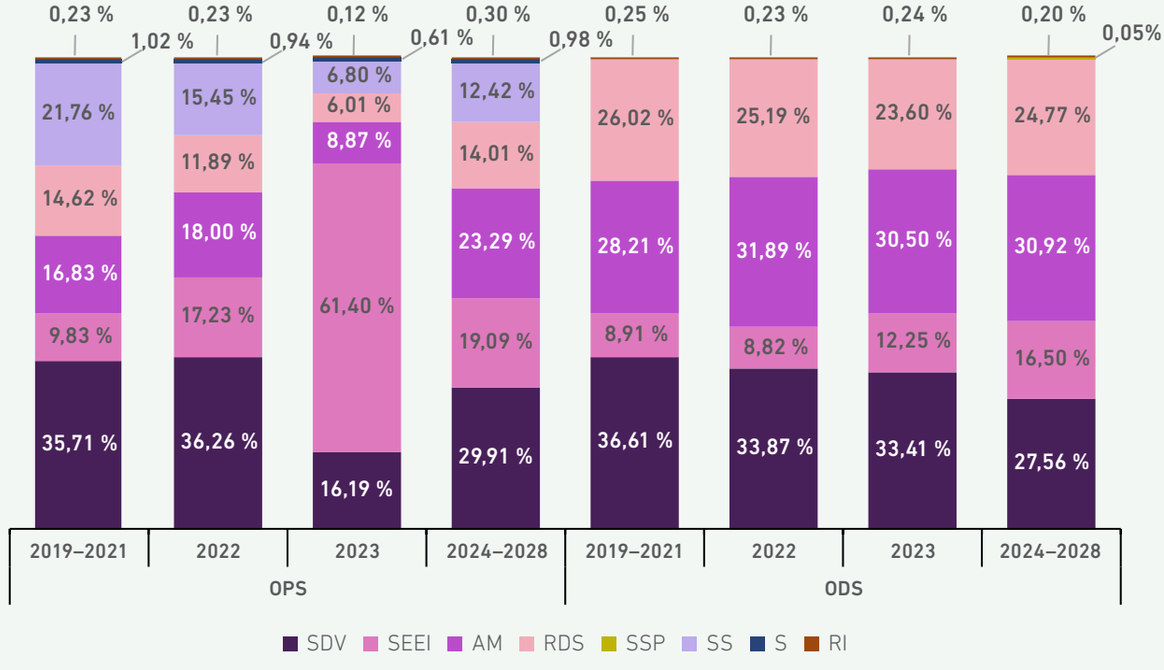
Na višino realiziranega reguliranega donosa operaterja prenosnega in distribucijskega sistema zraven učinkovitosti poslovanja vplivajo tudi spodbude, višina drugih prihodkov ter evidentiranje presežkov in primanjkljajev omrežnine v poslovnih knjigah.

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.

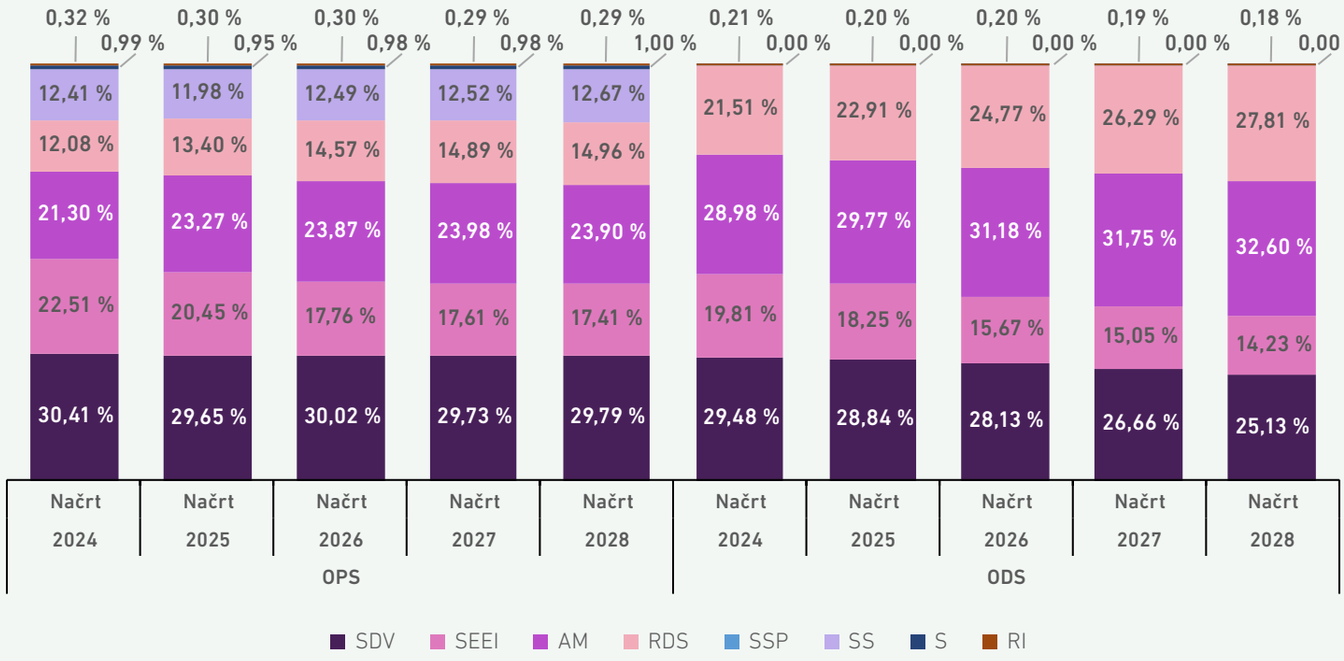
SLIKA 68: STRUKTURA NAČRTOVANIH UPRAVIČENIH STROŠKOV DEJAVNOSTI OPERATERJA PRENOSNEGA IN DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA ZA OBDOBJE 2019–2028



VIR: AGENCIJA

Struktura načrtovanih upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema (Slika 68) regulativnega obdobja 2024–2028 se je glede na regulativni obdobji pred letom 2023 nekoliko spremenila zaradi višjih načrtovanih stroškov električne energije za pokrivanje izgub v omrežju. Načrtovani stroški električne energije za pokrivanje izgub v omrežju so v regulativnem obdobju 2024–2028 višji glede na regulativni obdobji pred letom 2023 zaradi višjih cen električne energije. Enako velja tudi za strukturo načrtovanih upravičenih stroškov operaterja distribucijskega sistema.

SLIKA 69: STRUKTURA NAČRTOVANIH UPRAVIČENIH STROŠKOV DEJAVNOSTI OPERATERJA PRENOSNEGA IN DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA PO POSAMEZNEM LETU REGULATIVNEGA OBDOBJA 2024–2028



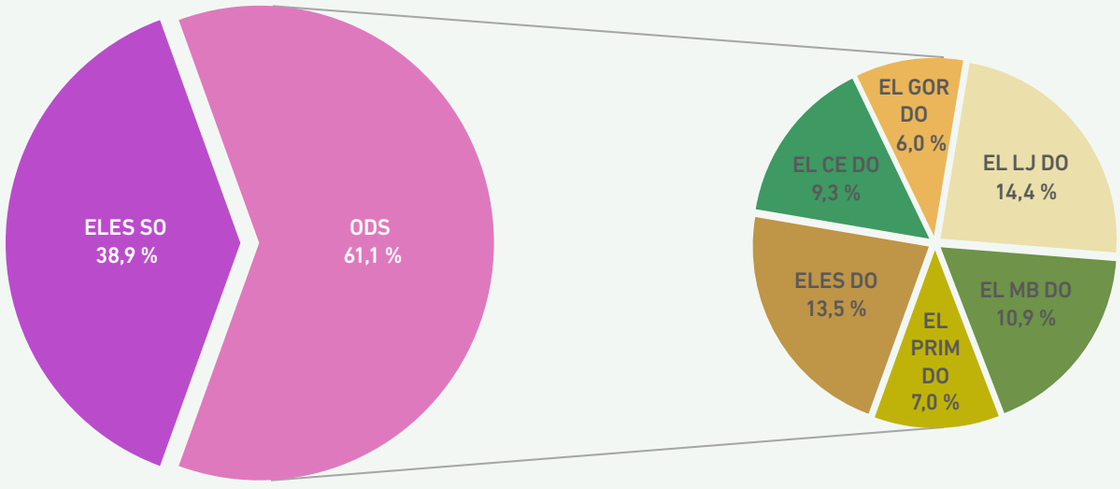
VIR: AGENCIJA

Iz strukture načrtovanih upravičenih stroškov operaterja prenosnega in distribucijskega sistema (slika 69) 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.

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

Za leto 2024, ki je prvo leto regulativnega obdobja 2024–2028, je agencija za operaterja prenosnega sistema določila načrtovane upravičene stroške v višini 230,4 milijona evrov. Za operaterja distribucijskega sistema pa so bili za leto 2024 načrtovani upravičeni stroški v višini 362,4 milijona evrov. Strukturo načrtovanih upravičenih stroškov za posamezno družbo prikazuje slika 70.

SLIKA 70: STRUKTURA NAČRTOVANIH UPRAVIČENIH STROŠKOV DEJAVNOSTI OPERATERJA PRENOSNEGA IN DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA ZA REGULATIVNO OBDOBJE 2024 PO POSAMEZNEM PODJETJU



VIR: AGENCIJA

Za pokrivanje načrtovanih upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema (230,4 milijona evrov) so bili načrtovani viri za pokrivanje upravičenih stroškov v višini 276,3 milijona evrov in sicer načrtovana omrežnina v višini 96,4 milijona evrov, načrtovani drugi prihodki v višini 125,1 milijona evrov in presežek omrežnine preteklih let v višini 54,8 milijona evrov. Za dejavnost operaterja prenosnega sistema se je tako načrtoval presežek omrežnine, ki se bo v skladu z zakonodajo porabil za pokrivanje načrtovanega primanjkljaja omrežnine dejavnosti operaterja distribucijskega sistema.

V letu 2024 je bilo zaračunanih 97,3 milijona evrov[29] omrežnin za pokrivanje priznanih upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema, kar je 0,9 % več, kot je bilo načrtovano.

Za pokrivanje načrtovanih upravičenih stroškov operaterja distribucijskega sistema (362,4 milijona evrov) so bili za leto 2024 načrtovani viri za pokrivanje upravičenih stroškov v višini 306,2 milijona evrov, in sicer načrtovana omrežnina v višini 294,6 milijona evrov in načrtovani drugi prihodki v višini 16,9 milijona evrov. Hkrati je bilo načrtovano, da se v letu 2024 pokrije primanjkljaj omrežnine preteklih let v višini 5,3 milijona evrov. Tako je bil za dejavnost operaterja distribucijskega sistema načrtovan primanjkljaj omrežnine v višini 56,2 milijona evrov, ki se v višini 45,9 milijona evrov pokrije z načrtovanim presežkom omrežnine dejavnosti operaterja prenosnega sistema. Preostanek načrtovanega primanjkljaja omrežnine dejavnosti operaterja distribucijskega sistema pa je ostal nepokrit.

V letu 2024 je bilo zaračunanih 303,8 milijona evrov[30] omrežnin za pokrivanje priznanih upravičenih stroškov operaterja distribucijskega sistema, kar je 3,12 % več, kot je bilo načrtovano.

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 2024 je v obdobju od 1. 1. do 30. 9. veljal način obračunavanja omrežnine, kjer je elektrooperater uvrstil končnega odjemalca v odjemno skupino glede na napetostni nivo (VN, SN, NN), način priključitve (zbiralke, izvod), režim obratovanja (obratovalne ure) in vrsto odjema. Po dnevnem času so

29 Vir: nerevidirani podatki EDP in ELES
30 Vir: nerevidirani podatki EDP in ELES

se tarifne postavke omrežnine za prenosni in distribucijski sistem delile na:

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

V tem obdobju se je pri končnih odjemalcih na nizkonapetostnem nivoju brez merjenja moči in pri gospodinjskih odjemalcih obračunska moč določala na podlagi nazivne jakosti naprave za preprečevanje prekoračitev dogovorjene obremenitve (obračunske varovalke) in vrste priključka (enofazni oziroma trifazni priključek), medtem ko se je pri odjemalcih, ki imajo priključno moč večjo kot 43 kW, obračunska moč ugotavljala mesečno na podlagi povprečja treh največjih doseženih moči v času trajanja višje tarife.

V obdobju od 1. 10. do 31. 12. je veljal prenovljen način obračunavanje 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 eno uro in se določijo na podlagi sistemske konične obremenitve. Obračunski sistem, ki je bil veljaven od 7. 7. 2018 do 30. 9. 2024, je imel uveljavljeno le eno sezono. Pred 7. 7. 2018 je bila omrežnina obračunana glede na dve sezoni. V novem obračunskem sistemu je koledarsko leto razdeljeno na dve sezoni, po naslednji razdelitvi:

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

Znotraj dneva nastopajo trije časovni bloki, znotraj meseca nižje sezone nastopajo časovni bloki 2, 3, 4 in 5, v višji sezoni pa časovni bloki 1, 2, 3 in 4.

Časovni bloki imajo v nižji sezoni naslednjo razporeditev:

- Časovni blok 2 nastopi od 7.00 do 14.00 in od 16.00 do 20.00 od ponedeljka do petka oziroma med delovniki.
- Časovni blok 3 nastopi od 7.00 do 14.00 in od 16.00 do 20.00 v sobotah, nedeljah in drugih dela prostih dnevih ter od 6.00 do 7.00, 14.00 do 16.00 in 20.00 do 22.00 od ponedeljka do petka.
- Časovni blok 4 nastopi od 22.00 do 6.00 od ponedeljka do petka in od 6.00 do 7.00, 14.00 do 16.00 in 20.00 do 22.00 v sobotah, nedeljah in dela prostih dnevih.
- Časovni blok 5 nastopi od 22.00 do 6.00 v sobotah, nedeljah in dela prostih dnevih.

Razporeditev v višji sezoni je naslednja:

- Časovni blok 1 nastopi od 7.00 do 14.00 in od 16.00 do 20.00 od ponedeljka do petka.
- Časovni blok 2 nastopi od 7.00 do 14.00 in od 16.00 do 20.00 v sobotah, nedeljah in dela prostih dnevih ter od 6.00 do 7.00, 14.00 do 16.00 in 20.00 do 22.00 od ponedeljka do petka.
- Časovni blok 3 nastopi od 22.00 do 6.00 od ponedeljka do petka in od 6.00 do 7.00, 14.00 do 16.00 in 20.00 do 22.00 v sobotah, nedeljah in dela prostih dnevih.
- Časovni blok 4 nastopi od 22.00 do 6.00 v sobotah, nedeljah in dela prostih dnevih.

Uporabnikom sistema na vseh napetostnih nivojih se obračunska moč določi kot vsota vnaprej določene dogovorjene obračunske moči in morebitne presežne moči, ki predstavlja izmerjeno moč odjema nad dogovorjeno obračunsko močjo. Dogovorjena obračunska moč je bila za uporabnike s priključno močjo enako ali manjšo od 43 kW določena s strani elektrooperaterja kot povprečje izmerjenih treh konic zadnje višje sezone pred določitvijo dogovorjene obračunske moči (za obdobje od 1. 1. 2024 do 31. 12. 2024 so bili uporabljeni 15-minutni podatki iz zimske sezone od 1. 11. 2022 do 28. 2. 2023). Morebitna presežna moč nad dogovorjeno obračunsko močjo se je zaračunala le uporabnikom s priključno močjo nad 43 kW, in tistim uporabnikom s priključno močjo enako ali manjšo 43 kW, ki se niso strinjali s predlagano obračunsko močjo in so jo po lastni želji spremenili in kasneje tudi presegli.

Za uporabnike, ki nimajo na voljo 15-minutnih meritev (teh je manj kot 10 % odstotkov), se obračunska moč določi na podlagi nazivne jakosti naprave za preprečevanje prekoračitev dogovorjene obremenitve (obračunske varovalke) in vrste priključka (enofazni oziroma trifazni priključek).

Novi uporabniki sistema imajo zaradi nerazpoložljivosti predhodnih merilnih podatkov obračunsko moč določeno na podlagi največje 15-minutne konične moči znotraj obračunskega meseca. Za nove uporabnike se smatrajo prevzemno-predajna mesta, kjer je zadoščeno enemu izmed pogojev:

- na voljo manj kot 70 % podatkov zadnje zimske sezone,
- uporabnik, ki se prvič priključuje,
- nov plačnik,
- priključitev samooskrbe na merilnem mestu,
- uporabnik, ki je ponovno priključen, če je bilo merilno mesto odklopljeno več kot 30 dni.

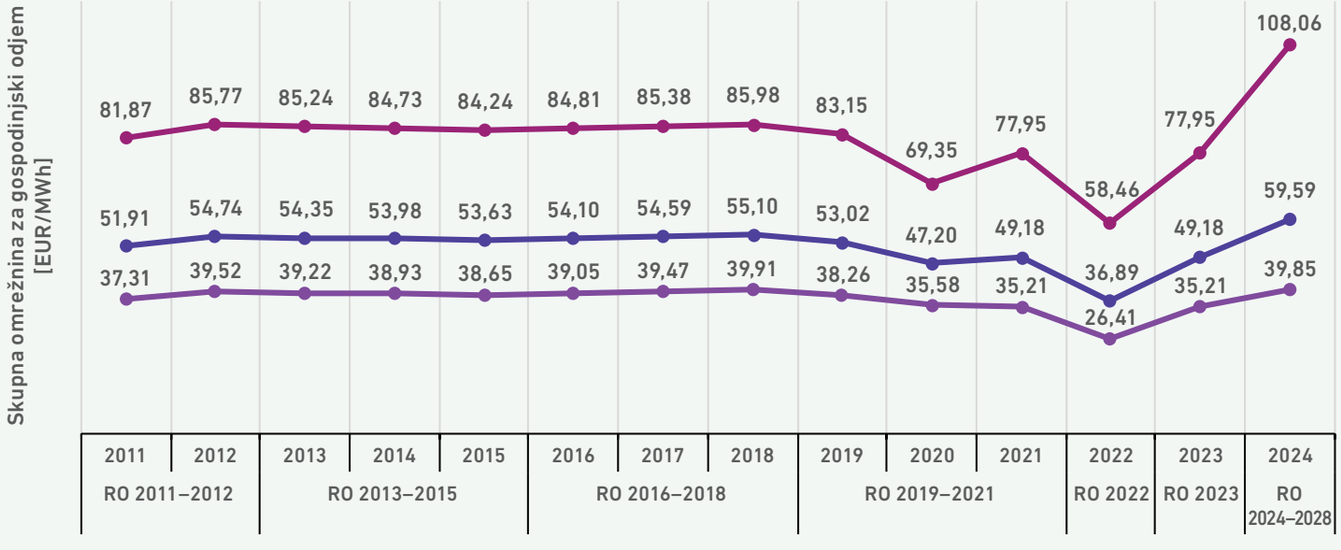
Na slikah 71 in 72 prikazujemo gibanje skupne omrežnine za prenosni in distribucijski sistem po letih regulativnih obdobij za nekatere značilne gospodinjske in poslovne odjemalce, definirane s standardnimi porabniškimi skupinami.

Nihanje omrežnine za gospodinjski odjem je bilo opazno v obdobju od 1. marca do 31. maja 2020, ko se gospodinjskim in malim poslovnim odjemalcem ni obračunavala tarifna postavka za obračunsko moč zaradi sprejetega izrednega ukrepa agencije za blaženje socialnih in gospodarskih posledic epidemije covida-19. Drug opazen padec v količinah skupne omrežnine je viden v letu 2022, ko je Državni zbor z Zakonom o nujnih ukrepih za omilitev posledic zaradi vpliva visokih cen energentov (ZUOPVCE) sprejel soroden 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.

Leto 2024 je zaznamovala reforma metodologije za obračunavanje omrežnine, ki je začela veljati že leta 2022 in se dokončno začela uporabljati oktobra 2024. Sprememba metodologije je prinesla dvig letnega stroška omrežnine predvsem za gospodinjske odjemalce z zelo majhno porabo električne energije in odjemalce na višjih napetostnih nivojih. Za leto 2024 je viden dvig stroška omrežnine za vse značilne gospodinjske in poslovne odjemalce. Razlog za takšen dvig leži v spremembi metodologije znotraj leta, saj sta dva od treh mesecev (november, december) bila v obdobju višje sezone, za katero so značilni višji mesečni zneski omrežnine. Presežek omrežnine se upošteva pri izračunu odstopanj znotraj regulativnega okvira, kar neposredno vpliva na višino tarifnih postavk v prihodnosti. Če bi se nov način obračunavanja omrežnine začel uporabljati v začetku ali sredini leta 2024, kot je bilo načrtovano pri določitvi tarifnih postavk omrežnine za leto 2024, do dviga omrežnine pri večini gospodinjskih odjemalcev na letni ravni ne bi prišlo.

V primerjavi z letom 2023 je bilo v letu 2024 pobranih 21,6 milijona evrov več omrežnine za distribucijski sistem in 4,3 milijona evrov več omrežnine za prenosni sistem.

SLIKA 71: GIBANJE SKUPNE OMREŽNINE ZA PRENOSNI IN DISTRIBUCIJSKI SISTEM ZA NEKATERE ZNAČILNE GOSPODINJSKE ODJEMALCE PO REGULATIVNIH OBDOBJIH



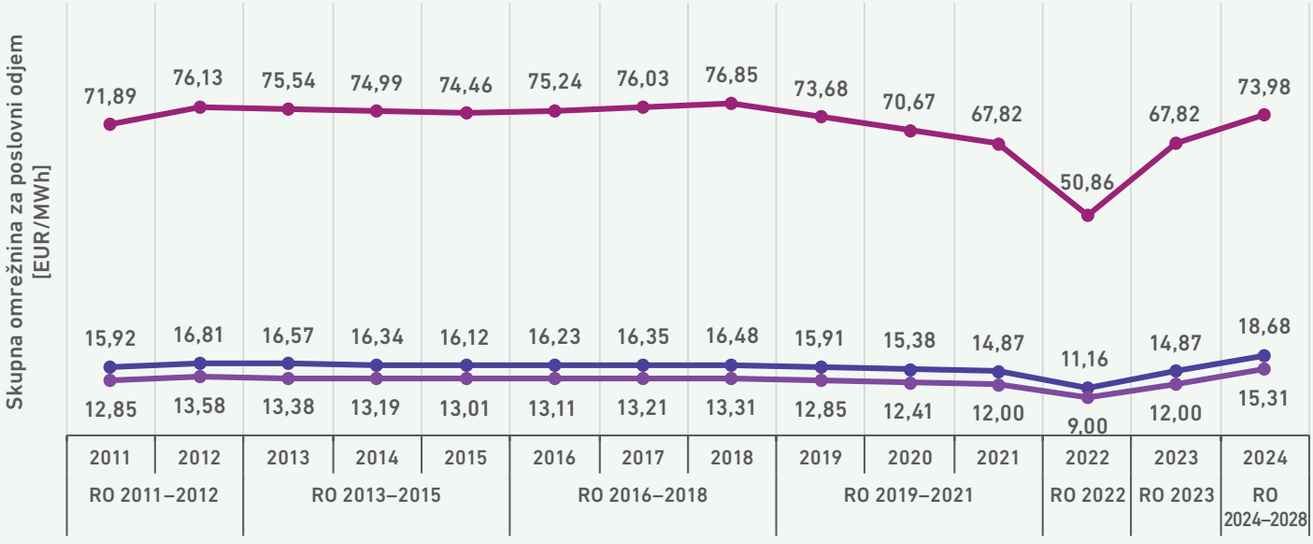
Gospodinjski odjem "Da" (uporabniška skupina 0, ČB1 60 kWh, ČB2 170 kWh, ČB3 199 kWh, ČB4 134 kWh, ČB5 36 kWh, dogovorjena moč ČB1 do ČB5 = 2 kW, stara obračunska moč = 6 kW)

Gospodinjski odjem "Dc" (uporabniška skupina 0, ČB1 645 kWh, ČB2 1501 kWh, ČB3 1237 kWh, ČB4 539 kWh, ČB5 123 kWh, dogovorjena moč ČB1 4,6 kW, ČB2 do ČB5 5,1 kW, stara obračunska moč = 7 kW)

Gospodinjski odjem "De" (uporabniška skupina 0, ČB1 2684 kWh, ČB2 5689 kWh, ČB3 6395 kWh, ČB4 4108 kWh, ČB5 1123 kWh, dogovorjena moč ČB1 8,2 kW, ČB2 do ČB5 8,8 kW, stara obračunska moč = 10 kW)

VIR: AGENCIJA

SLIKA 72: GIBANJE SKUPNE OMREŽNINE ZA PRENOSNI IN DISTRIBUCIJSKI SISTEM ZA NEKATERE ZNAČILNE POSLOVNE ODJEMALCE PO REGULATIVNIH OBDOBJIH



- Poslovni odjem "Ib" (uporabniška skupina 0, letni odjem ČB1 6,7 MWh; ČB2 18,7 MWh; ČB3 13,4 MWh; ČB4 8,6 MWh; ČB5 2,5 MWh, dogovorjena moč 50 kW, stara obračunska moč 50 kW)
- Poslovni odjem "Ie" (uporabniška skupina 2, letni odjem ČB1 246 MWh; ČB2 702 MWh; ČB3 550 MWh; ČB4 388 MWh; ČB5 114 MWh; dogovorjena moč 500 kW, stara obračunska moč 500 kW)
- Poslovni odjem "Ig" (uporabniška skupina 2, letni odjem ČB1 3,0 GWh; ČB2 8,4 GWh; ČB3 6,6 GWh; ČB4 4,6 GWh; ČB5 1,4 GWh; dogovorjena moč 4 MW, stara obračunska moč 4 MW)

VIR: AGENCIJA

ŠTUDIJA PRIMERA
Učinki prenove obračunavanja omrežnine

Agencija izvaja stalni monitoring učinkov nove metodologije obračunavanja omrežnine na podlagi metodološkega pristopa, ki temelji na vrednotenju nabora več kot 30 ključnih kazalnikov uspešnosti. Nabor kazalnikov za spremljanje učinkov na mesečni ravni predstavlja ožji nabor prej omenjenih kazalnikov in upošteva tudi omejitve virov potrebnih za obdelavo podatkov na strani GJS ODS.

V nadaljevanju so predstavljeni kazalniki, na podlagi katerih so bili ovrednoteni mesečni učinki v prvih šestih mesecih uporabe novega načina obračunavanja.

TABELA 23: KLJUČNI KAZALNIKI ZA SPREMLJANJE UČINKOV NA MESEČNI RAVNI V OBDOBJU OKTOBER 2024 – MAREC 2025

Področje	#	Kazalnik	Obrazložitev
Kakovost obdelave podrobnih merilnih podatkov	A.1	Delež PPM, obračunanih na podlagi 15-minutnih meritev odjema električne energije	Cilj je čim več odjemalcev obračunavati na podlagi 15-minutnih merilnih podatkov. K temu prispeva povečevanje deleža opremljenosti odjemalcev s pametnimi števci in odpravljanje motenj na PLC komunikaciji, ki v obstoječi generaciji NMS prevladuje.
	A.2	Prehodi med posameznimi vrstami obračuna zaradi nihanja kakovosti podatkov (PLC komunikacije)	
Aktivni odjem	B.1	Število PPM s spremembo dogovorjene obračunske moči (DOM)	Cilj je spodbuditi aktivni odjem ter s tem spremembe dogovorjene obračunske moči (DOM). Hkrati je cilj dosegati učinkoviti aktivni odjem, torej takšno prilagajanje odjema, ki ne vodi v obračun POM. Spremembe obsega obračunane POM so lahko pokazatelj izboljšanja oziroma poslabšanja učinkovitosti prilagajanja odjema, obseg obračunane ali informirane POM pa je indikator metodološke ustreznosti določitve DOM.
	B.2	Število in delež PPM, s spremembo DOM in obračunano presežno obračunsko močjo (POM)	
	B.3	Uspešnost prilagajanja odjema ob spremembi DOM brez obračunane POM	
	B.4	Povprečni delež PPM s presežki odjema nad raven DOM (obračunano ali informirano POM)	
	B.5	Zaračunana POM vsem odjemalcem	
Učinek razbremenjevanja omrežja	C.1	Obseg razbremenjevanja omrežja v obdobju vplivnih konic za prirastne stroške razvoja omrežja (časovni blok 1)	Znižanje DOM je kazalnik načrtovane razbremenitve omrežja v kritičnem obdobju za nastanek prirastnih stroškov. Z grobim finančnim ovrednotenjem enote konične obremenitve je mogoče okvirno oceniti zmanjšanje potrebne omrežnine zaradi zmanjšanja sistemske konice.
	C.2	Dejansko znižanje konične obremenitve v časovnem bloku 1	Primerjava sistemskih koničnih obremenitev v času, ko je omrežje sistemsko najbolj obremenjeno (časovni blok 1) med zadnjima višjima sezonama, izkaže dejansko zmanjšanje ali povečanje izkoriščenosti omrežja. Dejansko znižanje konične obremenitve podkrepi ugotovitve C.1. Z grobim finančnim ovrednotenjem enote konične obremenitve je mogoče okvirno oceniti zmanjšanje potrebne omrežnine zaradi zmanjšanja sistemske konice.
Uporaba podatkovnih storitev	D.1	Število registriranih merilnih mest v Moj Elektro	Uporaba spletnega portala Moj Elektro[31] je ključna za ozaveščanje odjemalcev o rabi omrežja in predpogoj za odločitev za učinkovito prilagajanje odjema. Uporaba lokalnega dostopa do merilnih podatkov v realnem času pa izkazuje obseg naprednejšega aktivnega odjema, ki se običajno izvajan avtomatizirano z uporabo sistema za upravljanje energije.
	D.2	Število MM z aktiviranim dostopom do merilnih podatkov v realnem času	

31 https://www.mojelektro.si

Odziv odjemalcev	E.1	Statistika izvajanja podpore odjemalcem korespondenčno v režimu 8/5, prevzemanje klicev v času uradnih ur	Obseg zagotavljanja uporabniške podpore je posreden pokazatelj ozaveščenosti/informiranosti odjemalcev, ravni razumevanja novega načina obračunavanja in kakor tudi sprejemljivosti spremembe.
	E.2	Struktura uporabnikov	
	E.3	Ključna področja obravnave	

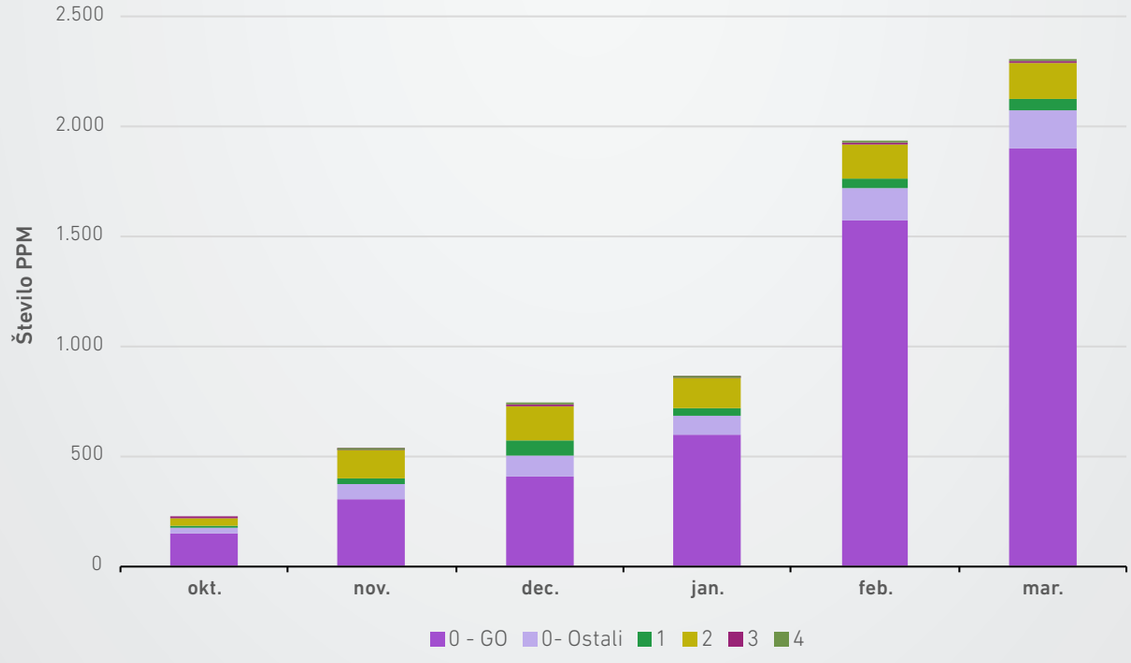
KPI - Kakovost obdelave merilnih podatkov

Delež prevzemno-predajnih mest (PPM), obračunanih na podlagi 15-minutnih obračunskih merilnih podatkov (vključuje tudi obračun novih uporabnikov[32], ki so obračunani na podlagi dosežene moči v obračunskem obdobju), je na mesečni ravni ustaljen na povprečju 90 % (A.1). Delež obračunov novih uporabnikov je znižan s približno 22,5 % v letu 2024 na približno 14 % v letu 2025. Delež prehodov med obračunom na podlagi 15-minutnih podatkov in dvotarifnim obračunom z administrativno določeno obračunsko močjo zaradi neskladnosti kakovosti podatkov s kriteriji nove metodologije (neskladnost povzročajo motnje v PLC komunikaciji) je na mesečni ravni od 0,2 % do 0,4 % (A.2), pri čemer izrazito prevladuje prehod na obračun na podlagi 15-minutnih obračunskih podatkov.

KPI – Aktivni odjem

Število PPM s spremembo DOM (B.1) je kazalnik razvoja aktivnega odjema na podlagi omrežninskih cenovnih signalov. Analiza pokaže mesečno rast tovrstnega aktivnega odjema v vseh uporabniških skupinah v celotnem obdobju opazovanja (slika 73).

SLIKA 73: ŠTEVILO PPM S SPREMENJENO DOM (PO UPORABNIŠKIH SKUPINAH)



VIR: ELES

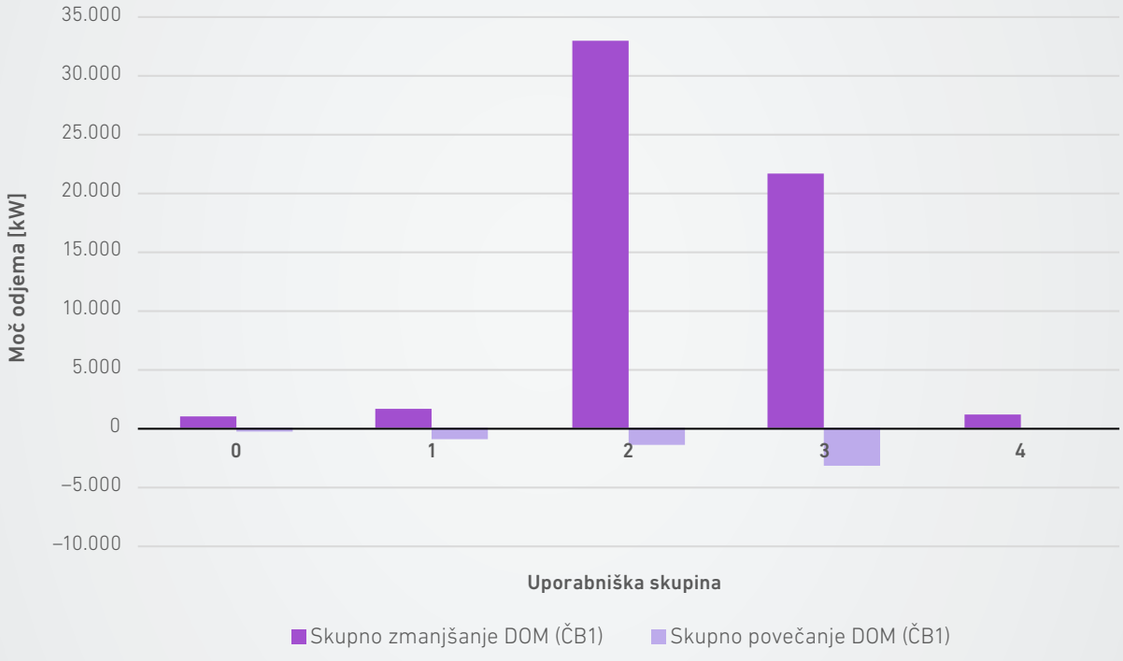
32 https://www.uro.si/novi-uporabniki

Število PPM s spremembo DOM in obračunano presežno močjo (B.2) je v opazovanem obdobju 2.529, od tega je gospodinjskih PPM 1.859. Povprečni delež teh PPM znaša 35 %. Posledično znaša uspešnost prilagajanja odjema brez obračuna presežne moči (B.3) v povprečju za vse uporabniške skupine 65 % (za skupino GO 63 %). Povprečni delež PPM s presežki odjema nad mejo DOM (obračunano ali informirano presežno močjo; B.4) znaša približno 18 %, največji je v uporabniški skupini 3, in sicer 26 %. Zaračunana presežna moč vsem odjemalcem (B.5) v obdobju od oktobra 2024 do vključno marca 2025 je znašala 920.427 EUR za 552.334 kW presežne moči, kar znese povprečno 1,67 EUR/kW (za GO: 0,65 EUR/kW). Povprečna zaračunana presežna moč na ravni aktivnega odjemalca v segmentu GO je 2,76 EUR/odjemalec.

KPI - Učinek razbremenjevanja omrežja

Obseg načrtovanega razbremenjevanja omrežja v obdobju vplivnih konic na prirastne stroške razvoja omrežja znaša ≈ 52 MW oziroma ≈ 2,5 % sistemske konice (časovni blok 1; C.1).

SLIKA 74: ZNIŽANJE OZIROMA ZVIŠANJE DOM V ČB1 PO UPORABNIŠKIH SKUPINAH (0, 1, 2, 3, 4) Z VIDIKA RAZBREMENJEVANJA OMREŽJA[33]



VIR: ELES

Okvirna kvantitativna ocena učinka razbremenitve omrežja za leto 2025 ob upoštevanju izmerjene uspešnosti prilagajanja odjema (B.3: 65 %) ter dodatno še kvalitativne ocene znižanja DOM zaradi drugih dejavnikov[34] agencija ocenjuje na ≈ 26 MW, kar bi teoretično pomenilo razbremenitev omrežnine za ≈ 260 mio EUR prirastnih stroškov (ob upoštevanju nominalnega prirastnega stroška **10 mio EUR/MW**). Tovrstna indikativna ocena koristi je izdelana ob upoštevanju veljavnih 10-letnih razvojnih načrtov v letu 2024 na podlagi ovrednotenja prirastnih stroškov razvoja z upoštevanjem sledečega:

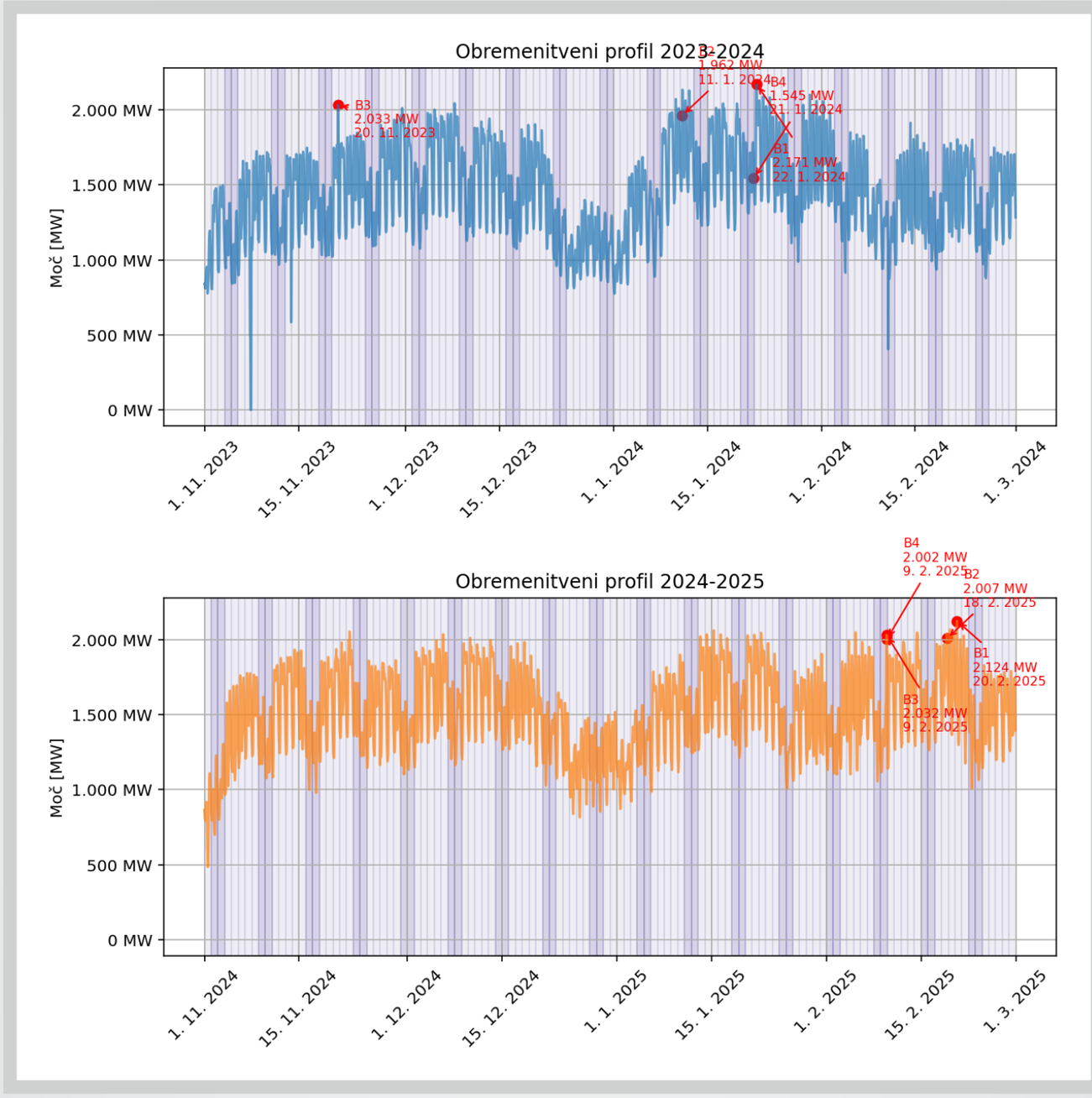
- pesimističen scenarij za prirast konic (2025 - 2.470 MW, 2032 - 3.035 MW; prirast = 565 MW);
- optimističen scenarij za prirast konic (2025 - 2.210 MW, 2032 - 2.517 MW, prirast = 307 MW);
- vrednost naložb (OPS + ODS) = **3.689 mio EUR**;
- strošek razvoja omrežja na enoto konične obremenitve znaša od **6,5 mio do 12,0 mio EUR/MW**.

33 Pozitivne vrednosti pomenijo načrtovano razbremenitev omrežja, negativne pa dodatno obremenitev omrežja. Pri vrednotenju učinka se upošteva neto vrednost (razlika obeh količin).

34 Upoštevanje učinka v obsegu 50 % zaradi sprememb odjema, ki ni povezljiva z učinkovanjem cenovnih omrežninskih signalov, ter zaradi odstopanj od dogovorjene moči pri prilagajanju odjema.

Primerjava sistemske konice po časovnih blokih v zadnjih višjih sezonah (C.2) podpira prej navedene ugotovitve. Analiza izkazuje premik odjema v vrednosti 45 MW iz časovnega bloka 1 v časovni blok 2.

SLIKA 75: ANALIZA SISTEMSKIH KONIČNIH OBREMENITEV V OBDOBJIH ZADNJIH VIŠJIH SEZON



VIR: AGENCIJA

TABELA 24: PRIMERJAVA SISTEMSKIH KONIČNIH OBREMENITEV PO ČASOVNIH BLOKIH

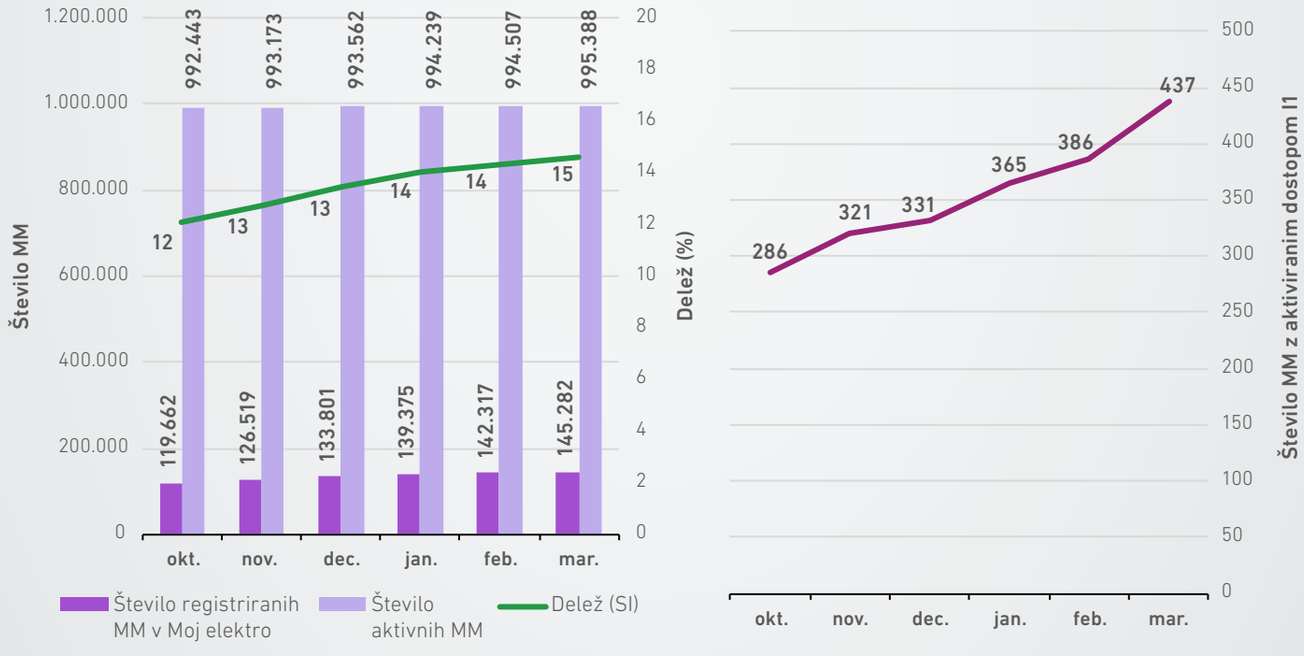
ČB	Konica VS 23/24 [MW]	Konica VS 24/25 [MW]	Δ [MW]	Δ (%)
1	2.171	2.124	–47	–2,16
2	1.962	2.007	45	2,29
3	2.033	2.032	–1	–0,05
4	1.545	2.002	457	29,58

VIR: AGENCIJA, ELES

KPI - Uporaba podatkovnih storitev

Število registriranih MM v Moj Elektro (D.1) do vključno marca 2025 je približno 145.000 oziroma približno 15 %. Merilna mesta (MM) z aktiviranim dostopom do merilnih podatkov v realnem času (D.2) pa je v marcu 2025 uporabljalo 437 odjemalcev[35].

SLIKA 76: ŠTEVILO UPORABNIKOV MOJ ELEKTRO (LEVO) IN ŠTEVILO MM Z AKTIVIRANIM LOKALNIM DOSTOPOM DO MERILNIH PODATKOV V REALNEM ČASU (DESNO) V OBDOBJU OD OKTOBRA 2024 DO MARCA 2025



VIR: AGENCIJA

Agencija ugotavlja v obdobju izvajanja ciljnega strateškega komuniciranja z zainteresirano javnostjo, ki poteka od poletja 2023 naprej, pospešen razvoj novih poslovnih modelov na področju dobave električne energije, razvoj rešitev za monitoring porabe v realnem času ter rešitev za vodenje bremen na podlagi omrežninskih in tržnih cenovnih signalov. Ponudba teh rešitev za prilagajanje odjema dobro pokriva potrebe odjemalcev, naložba v omenjene sisteme pa se lahko tudi najmanjšemu odjemalcu povrne že v nekaj letih.

35 Ob predpostavki, da je število MM enako številu odjemalcev

KPI – Odziv odjemalcev

V okviru zagotavljanja podpore odjemalcem korespondenčno v režimu 8/5 (korespondenčno oz. telefonsko v času uradnih ur; E.1) je v obdobju uporabe metodologije v letu 2024 agencija opravila ≈ 1.000 komunikacij z odjemalci ter zagotovila individualni odziv odjemalcem v 85 % vseh komunikacij. V opazovanem obdobju je zagotovila obravnavo do 30 klicev/dan, do 45 e-sporočil/dan[36] ter šest fizičnih obiskov odjemalcev. Število komunikacij je izrazito korelirano z medijsko pozornostjo problematiki in je bilo povečano v decembru, ko so odjemalci prejeli prvi obračun v višji sezoni, izrazito pa je upadlo po zaključku višje sezone.

Ugotovljena je naslednja struktura uporabnikov (E.2), ki so zahtevali uporabniško pomoč: odjemalci s samooskrbo (≈ 70 %), GO z malo porabo oziroma problematika obračunskih minimalnih moči (≈ 30 %), zgolj posamični »povprečni odjemalci« in poslovni odjem (fokus na prispevek OVE+SPTE) ter posamični aktivni odjemalci.

Ključna področja obravnave omrežninske problematike (E.3) so: izračun omrežnine, višina obračunskih zneskov, DOM, razlikovanje moč/energija, problematika, povezana s pametnim števcem, administrativno določena obračunska moč, vračilna doba naložbe v samooskrbo. Odjemalci so agenciji posredovali tudi osebna mnenja o sami prenovi obračuna omrežnine (≈ 10 % vseh komunikacij).

36 Posredovanih na info + URO e-naslov agencije

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 naprej sta to področje dodatno urejali še Uredba Komisije (EU) 2015/1222 z dne 24. julija 2015 o določitvi smernic za dodeljevanje zmogljivosti in upravljanje prezasedenosti (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 bo prehoda na metodo, ki temelji na pretokih moči, še naprej uporablja metoda ATC.

To pomeni, da je v letu 2024 dodeljevanje MPZ za dan vnaprej na vseh slovenskih mejah potekalo v okviru vseevropskega spajanja trgov za dan vnaprej in znotraj dneva, torej v skladu z določbami Uredbe (EU) 2015/1222.

Pri dodeljevanju zmogljivosti v okviru spajanja trgov za dan vnaprej in znotraj dneva je na slovenski strani poleg operaterja prenosnega sistema sodelovala tudi družba BSP Energetska Borza, ki jo je agencija na podlagi pogojev iz Uredbe (EU) 2015/1222 in javnega razpisa konec oktobra 2023 ponovno določila za imenovanega operaterja trga z električno energijo (IOTEE) za trgovalno območje Slovenije za nedoločen čas.

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 trgoma, 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 uporablja tudi virtualno trgovalno območje, v katerem se upoštevajo meje med trgovalnimi območji, ki ne sodijo v regijo Core. Tako je mogoče prikazati le realizirane prihodke po posameznih mejah in na virtualnem območju. Tabela 25 podaja prihodke po mejah, pri čemer je virtualno območje poimenovano »slack zone«. 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 25: REALIZIRANI PRIHODKI V LETU 2024 PO MEJAH

Meja	Bruto pristop [EUR]	Neto pristop [EUR]
Avstrija	41.762.933	15.400.371
Hrvaška	30.630.877	21.729.394
Italija	75.310.298	44.267.835
Madžarska	19.400.767	10.652.669
Slack Zone	102.706.506	102.706.506
Skupaj[37]	**269.811.380**	**194.756.774**

VIR: ELES

Velik del prihodkov se je tudi v letu 2024 realiziral v virtualnem območju. To je posledica dejstev, da znaten del pretokov energije med Slovenijo in trgovalnimi območji iz regije Core potekal tudi preko trgovalnih območij Italije in Švice, ki nista del te regije. Tudi po letu 2022, ko so bili prihodki od dodeljevanja MPZ povečani skoraj za trikrat glede na pretekla obdobja pred energetsko krizo, se je trend visokih prihodkov nadaljeval. Razlogi so v nadaljevanju trenda večjih razlik v cenah med Slovenijo in Italijo in med Slovenijo in Madžarsko v primerjavi z razlikami med Slovenijo in Avstrijo ter Hrvaško. Razlike med borznimi cenami so se povečevale kljub splošnemu znižanju tržnih cen električne energije za dan vnaprej v začetku leta 2024 in zvišanju v zadnjih mesecih 2024. S tem se je povečala ekonomska privlačnost prenosa električne energije prek Slovenije, kar je posledično vplivalo na povečano trgovanje in s tem povezane prihodke iz MPZ.

Spodbujanje konkurence

Leto 2024 je bilo za Evropsko unijo prelomno na področju preoblikovanja notranjega trga z električno energijo. Po predlogu Evropske komisije iz marca 2023, ki je bil odziv na energetsko krizo leta 2022, so bile maja 2024 sprejete ključne zakonodajne spremembe, ki so začele veljati 16. julija 2024. Reforma je uvedla dolgoročne pogodbe, kot so pogodbe o nakupu električne energije (PPA), da bi stabilizirala cene in spodbudila naložbe v obnovljive vire. Države članice so dobile možnost vzpostavitve jamstvenih shem za zmanjšanje finančnih tveganj, povezanih s temi pogodbami. Poleg tega so bili mehanizmi zmogljivosti, ki zagotavljajo zadostno proizvodnjo električne energije, preoblikovani iz začasnih v strukturne elemente trga, s čimer se je okrepila varnost oskrbe. Nova pravila so potrošnikom omogočila večjo izbiro pogodb, vključno z možnostjo dolgoročnih cen in dinamičnega oblikovanja cen, ter boljšo zaščito pred odklopom za ranljive skupine. Poudarek je bil tudi na spodbujanju skupne rabe energije, na primer omogočanje delitve presežne sončne energije med sosedi . Leta 2024 je proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov v EU dosegla rekordne ravni, presegla uporabo fosilnih goriv in s tem pospešila prehod na čisto energijo. Reforma trga z električno energijo je bila del širšega načrta EU za industrijski prehod, ki vključuje znižanje davkov na električno energijo in poenostavitev pravil o državni pomoči za podporo naložbam v čisto industrijo. Leta 2024 je EU naredila pomemben korak k bolj stabilnemu, trajnostnemu in potrošniku prijaznemu trgu z električno energijo. Kljub temu ostajajo izzivi pri infrastrukturni povezljivosti in usklajevanju med državami članicami, kar bo zahtevalo nadaljnje ukrepe in sodelovanje v prihodnjih letih.

V nadaljevanju je kvantitativno in kvalitativno ovrednoteno stanje na trgih z električno energijo v Sloveniji.

37 Zaradi zaokroževanja na cela števila lahko pride do odstopanj seštevkov.

Veleprodajni trg

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.

Cene električne energije

Leto 2024 je na ravni EU zaznamovala pomembna rast proizvodnje iz obnovljivih virov energije, ki je v kombinaciji z jedrsko in hidro proizvodnjo, nižjimi cenami plina – zlasti v prvi polovici leta – ter zmernim povpraševanjem prispevala k najnižjim povprečnim veleprodajnim cenam električne energije po letu 2021.

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.

Vplivni dejavniki

Veleprodajne cene električne energije na trgu za dan vnaprej so bile v letu 2024 znotraj območja EU-27/EEA (Norveška) občutno nižje kot v preteklem letu. ACER v svojem letnem poročilu pregleda stanja na veleprodajnih trgih[38] poroča, da je povprečna cena znašala 81 EUR/MWh, kar predstavlja približno 16 -odstotno znižanje glede na leto 2023 ter hkrati najnižjo vrednost od leta 2021. K temu so prispevali ugodni pogoji predvsem v prvi polovici leta – povečana proizvodnje iz obnovljivih virov energije, ugodna hidrologija, rekordna zapolnjenost skladišč s plinom in okrevanje proizvodnje iz jedrskih elektrarn v Franciji, ki je dve leti pred tem bila nekoliko omejena zaradi vzdrževalnih del. Kljub občutnemu znižanju povprečne veleprodajne cene se električne energije pa gibanje cen na trgu za dan vnaprej še naprej kaže izrazito sezonsko nihanje. Medtem ko so nizke cene prevladovale v prvem četrtletju, so se proti koncu leta ponovno zvišale zaradi slabše vetrovnosti in večjega povpraševanja po električni energiji ob hladnem vremenu. Pojavnost negativnih cen se je glede na leto 2023 povečala za dodatnih 50 %, kar pomeni, da je povprečno v 2,8 % ur v letu cena električne energije bila nižja od 0 EUR/MWh. Hkrati se je povečala tudi nestanovitnost cen, ki pa se je bistveno razlikovala med posameznimi regijami Evrope in je močno povezana s stohastično naravo proizvodnje iz obnovljivih virov. Tako so območja srednje in vzhodne Evrope v obdobju julij–september zabeležila izrazit porast cen zaradi vročinskih valov in sušnega obdobja, medtem ko so se decembra v Nemčiji pojavile izrazito visoke cene kot posledica hladnega in brezvetrnega vremena.

Stopnja konvergence cen na trgih za dan vnaprej med evropskimi regijami je pomemben kazalnik stopnje integracije trga. Hkrati pa popolne cenovne izenačenosti ni mogoče doseči, saj bi zahtevalo nesorazmerno visoko vlaganje v omrežno infrastrukturo. Na dolgi rok cenovno konvergenco spodbujajo ukrepi za povezovanje trgov in širitev prenosnih zmogljivosti, medtem ko se kratkoročna odstopanja lahko pojavijo zaradi omejitev v razpoložljivi čezmejni zmogljivosti, izpada prenosnih povezav ali spremembe v sestavi proizvodnje in porabe. V letu 2024 so ravni konvergence ostale nizke v nordijski, baltski in Hansa regiji, medtem ko se je v jugovzhodni Evropi delež ur s polno konvergenco zvišal na 70 %. Nasprotno pa se je v Italiji in Grčiji ta delež znižal na 20 %, območje severne Italije tudi beleži nižje ravni cenovne konvergence kot v preteklosti[39].

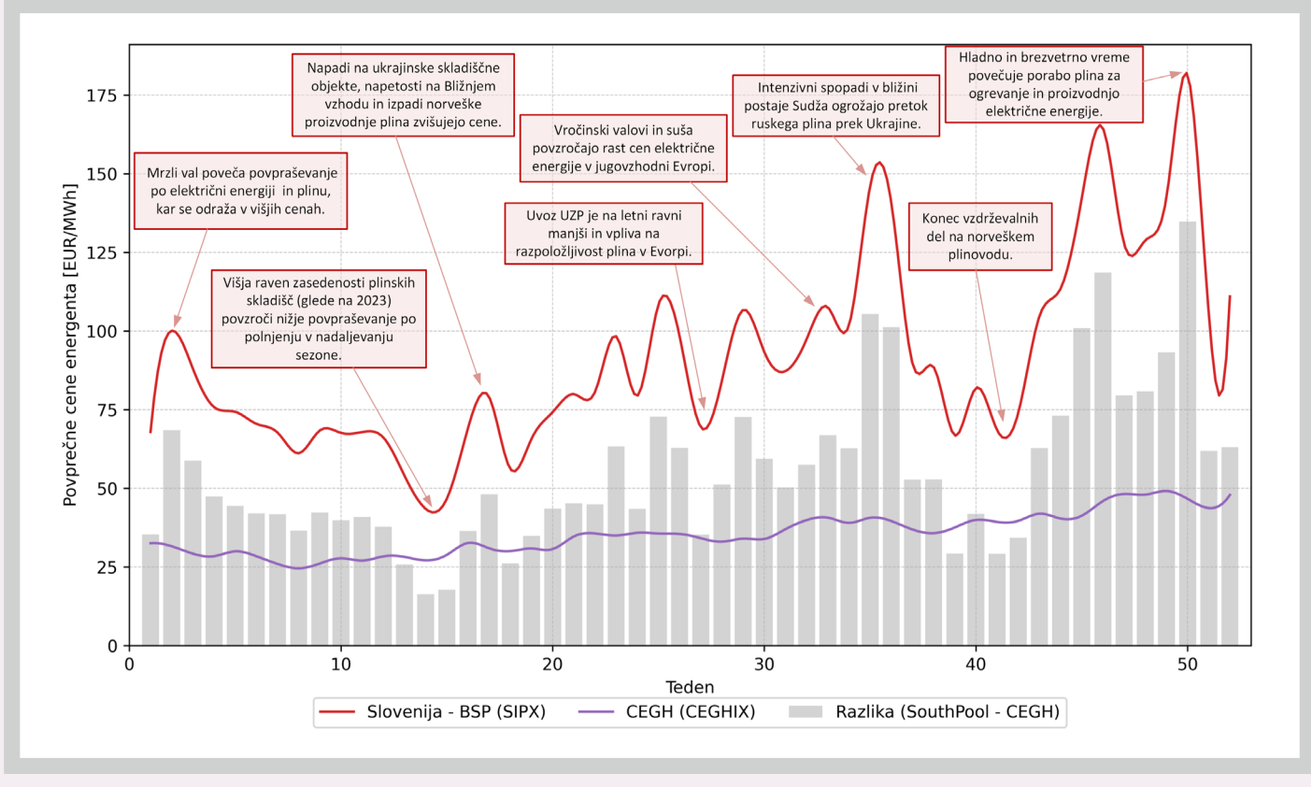
38 ACER (2025). Key developments in European electricity and gas markets. 2025 Monitoring Report

39 European Comission (2024). Quarterly report on European electricity markets , vol. 17, issue 4, covering fourth quarter of 2024 - with focus on annual overview for 2024.

Dinamika gibanja cen na trgu električne energije je tesno povezana z veleprodajnimi cenami plina. ACER v svojem poročilu sicer ugotavlja, da se večja povezanost med cenami teh dveh energentov pojavi v času visoke porabe plina in v manj razogljičenih sistemih, medtem ko manjša povezanost prevladuje v realnem času in v sistemih z visoko penetracijo obnovljivih virov. Leto 2024 je zaznamoval močan porast proizvodnje iz sončne energije, ki je skupaj z vetrom, hidro in nuklearno energijo zmanjšal potrebo po fosilnih gorivih. Tako je delež električne energije, proizvedene iz fosilnih virov, v povprečju znašal 33 % in je dosegel najnižje ravni do sedaj. Kljub zmanjšani skupni rabi fosilnih virov pa so plinske elektrarne igrale pomembno vlogo pri pokrivanju konične porabe, predvsem v obdobjih zmanjšane proizvodne iz sončnih ter vetrnih elektrarn, kar potrjuje, da so fosilni viri ostali pomemben vir predvsem za zagotavljanje kratkoročne prožnosti in za zanesljivost oskrbe.

Cene plina so bile v začetku leta stabilne, nato pa so od pomladi naprej znova naraščale zaradi zmanjšanega uvoza utekočinjenega zemeljskega plina, večjega povpraševanja po plinu v Aziji ter različnih geopolitičnih dejavnikov. Npr. ob koncu leta 2024 se je zaključil tranzit ruskega plina prek Ukrajine, kar je dodatno vplivalo na razmere na plinskem trgu in povečalo stroške dobave za srednjeevropske države. Vizualni povzetek najpomembnejših globalnih dogajanj in dejavnikov, ki so vplivali na cene energentov na evropskih trgih, posledično tudi na cene na slovenski energetski borzi (BSP) ter avstrijskem plinskem vozlišču (CEGH), ki predstavlja cenovno referenco za nakup plina v Sloveniji, poda slika 77.

SLIKA 77: POVZETEK POMEMBNEJŠIH VPLIVOV NA CENE V LETU 2024[40]



VIRA: MONTEL, ACER

40 Prilagojen prikaz originalne vizualizacije Poročila pregleda stanja veleprodajnih trgov (ACER), str. 22

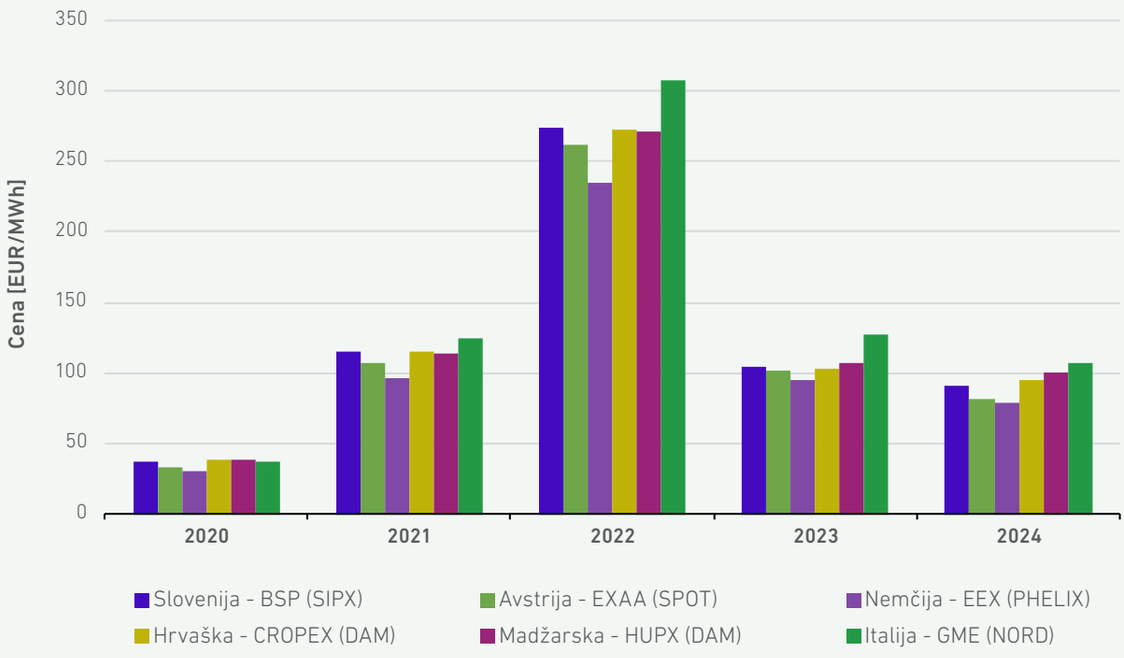
Slika 78 prikazuje gibanje povprečnih cen pasovne energije na borzah v Sloveniji, sosednjih državah in v Nemčiji v zadnjih petih letih. Cene na borzi v Sloveniji so bile v letu 2024 najbolj primerljive s cenami na Hrvaškem.

V letu 2024 se je povprečna cena pasovne električne energije na borzi v Sloveniji v primerjavi z letom 2023 znižala za 12,5 % ter dosegla vrednost 91,29 EUR/MWh. Kot prikazuje slika 78, so se cene električne energije nekoliko znižale na vseh opazovanih trgih. Podobno kot v letu 2023 je bila tudi v letu 2024 najvišja povprečna cena na trgu za dan vnaprej zabeležena na italijanskem trgu GME (NORD).

Znižanje cen na borzah za okoli 14 % glede na leto 2023

Najnižjo povprečno ceno pasovne energije v okviru primerjave so znova zabeležili na nemški borzi, kjer je cena znašala 79,57 EUR/MWh. V primerjavi z letom 2023 so se povprečne cene tam znižale za 16,4 %. Zaradi visoke likvidnosti nemškega trga z električno energijo imajo cene na tamkajšnjih borzah pomemben vpliv tudi na preostale trge znotraj Evropske unije.

SLIKA 78: GIBANJE POVPREČNE CENE PASOVNE ENERGIJE NA TRGU ZA DAN VNAPREJ V SLOVENIJI IN NA SOSEDNJIH BORZAH V OBDOBJU 2020–2024

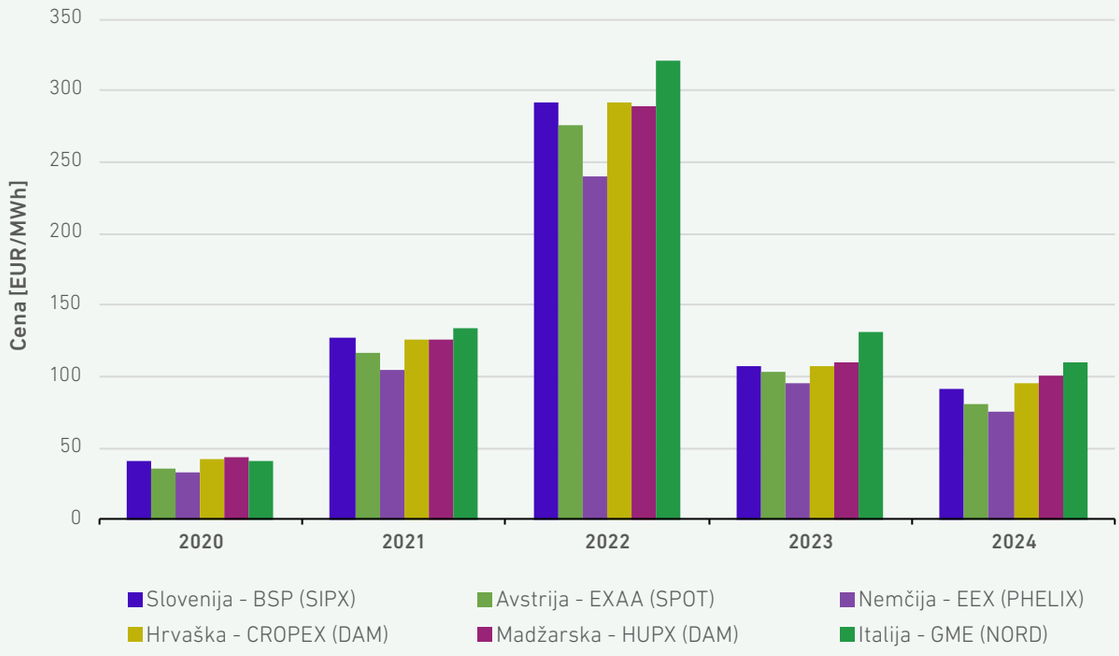


VIR: MONTEL

Gibanje povprečne cene vršne energije na trgu za dan vnaprej na posameznih trgih prikazuje slika 79. V letu 2024 se je povprečna cena vršne energije na borzi v Sloveniji v primerjavi z letom 2023 znižala za 14,5 % in je znašala 91,40 EUR/MWh.

Čeprav se je povprečna cena vršne energije na italijanskem trgu GME v primerjavi z letom 2023 znižala za 15,9 %, je tudi v letu 2024 ostala najvišja med vsemi opazovanimi trgi. Na italijanskem trgu GME (NORD) je namreč povprečna cena znašala 110,52 EUR/MWh.

SLIKA 79: GIBANJE POVPREČNE CENE VRŠNE ENERGIJE NA TRGU ZA DAN VNAPREJ V SLOVENIJI IN NA SOSEDNJIH BORZAH V OBDOBJU 2020–2024



VIR: MONTEL

Veleprodajne cene električne energije na sprotnih trgih so bile v prvem polletju 2024 večinoma stabilne in so se gibale med 60 in 120 EUR/MWh. V poletnih mesecih (julij in avgust) so se pojavili izraziti cenovni skoki, predvsem na trgih Nemčije (EEX), kjer so posamezne dnevne vrednosti dosegle vrednost blizu 400 EUR/MWh in Hrvaške (CROPEX), kjer je bila vrednost blizu 300 EUR/MWh. Gre za obdobja povečane volatilnosti, ki so lahko povezana z omejeno proizvodnjo (npr. nizka proizvodnja iz vetra ali hidroenergije) in povečanim povpraševanjem zaradi vročinskega vala. V jesensko-zimskem obdobju (september–december) se trend nadaljuje z občasnimi skoki, pri čemer Slovenija (BSP) beleži nekatere izrazitejše konice, ki presegajo 200 EUR/MWh (npr. november in december). Ob koncu junija je na nemški energetski borzi (EEX) prišlo do izrednega dogodka, ki je močno vplival na cene električne energije. Povprečna cena za trgovanje z električno energijo za dan vnaprej je dosegla približno 500 EUR/MWh, kar je bistveno višje od dolgoletnega povprečja za to obdobje, ki znaša okoli 50 EUR/MWh. Vzrok za ta nenadni skok cen je bila računalniška na-paka na borzi EPEX SPOT 25. junija[41], zaradi katere je v eni uri cena urnega produkta v Nemčiji poskočila kar na 2.325 EUR/MWh.

V Italiji (GME NORD) so cene najbolj stabilne – v primerjavi z ostalimi državami se skoraj ne spreminjajo. Madžarska in Slovenija imata podobna cenovna nihanja, vendar Slovenija kaže večjo volatilnost, kar nakazuje na večji vpliv lokalnih dejavnikov in možno manjšo likvidnost trga. Avstrija in Hrvaška sledita podobnemu gibanju kot Slovenija, vendar z manj izrazitimi odstopanji. Nemčija (EEX) izstopa z največjimi nihanji – od izrazitih cenovnih vrhov do negativnih cen, kar je v skladu z več OVE in večjo prožnostjo trga.

Na sliki 80 vidimo povečano cenovno volatilnost v drugi polovici leta 2024, predvsem zaradi spremenljivih razmer v proizvodnji in povpraševanju. 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 2024 so bile najvišje v zadnjem četrtletju. V Sloveniji je bila povprečna cena v zadnjem četrtletju 136,87 EUR/MWh, v Nemčiji 119,22 EUR/MWh, na Madžarskem pa kar 156,68 EUR/MWh. Najnižje povprečne cene pasovne energije so na vseh trgih bile v drugem četrtletju.

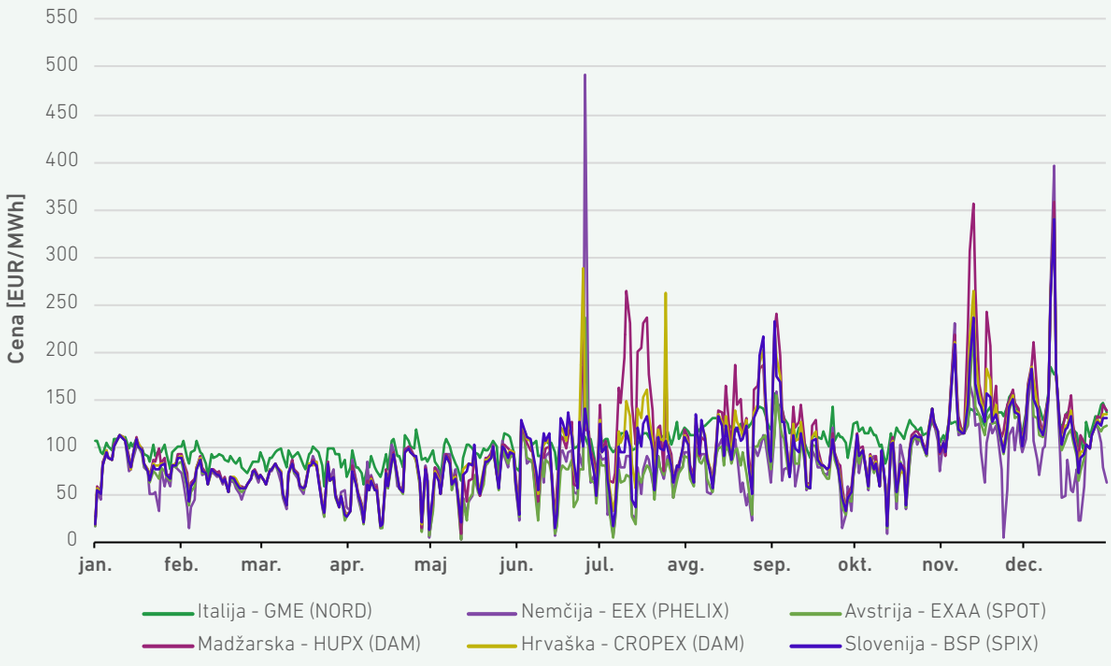
41 https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/240710_Update%20on%20Market%20Incident%20of%2025%20June%202024.pdf

Najvišje cene pasovne energije na borznih trgih za dan vnaprej so bile v letu 2024 dosežene v decembru, in sicer je dnevna cena za pasovno energijo na slovenski borzi absolutni vrh dosegla 12. decembra 2024 in je znašala 503 EUR/MWh. Najvišja urna cena v 2024 je bila dosežena 29. avgusta, in sicer je na ta dan med 17.00 in 18.00 znašala 1.022,27 EUR/MWh. V letu 2023 je najvišja urna postavka bila dosežena v septembru in je znašala 426,18 EUR/MWh.

Če kot cenovne konice arbitrarno določimo preseganje trikratnika povprečnih urnih cen v letu, je v Sloveniji prišlo do preseganja cenovnih konic v 108-ih primerih, medtem ko so bili v letu 2023 takšni primeri trije.

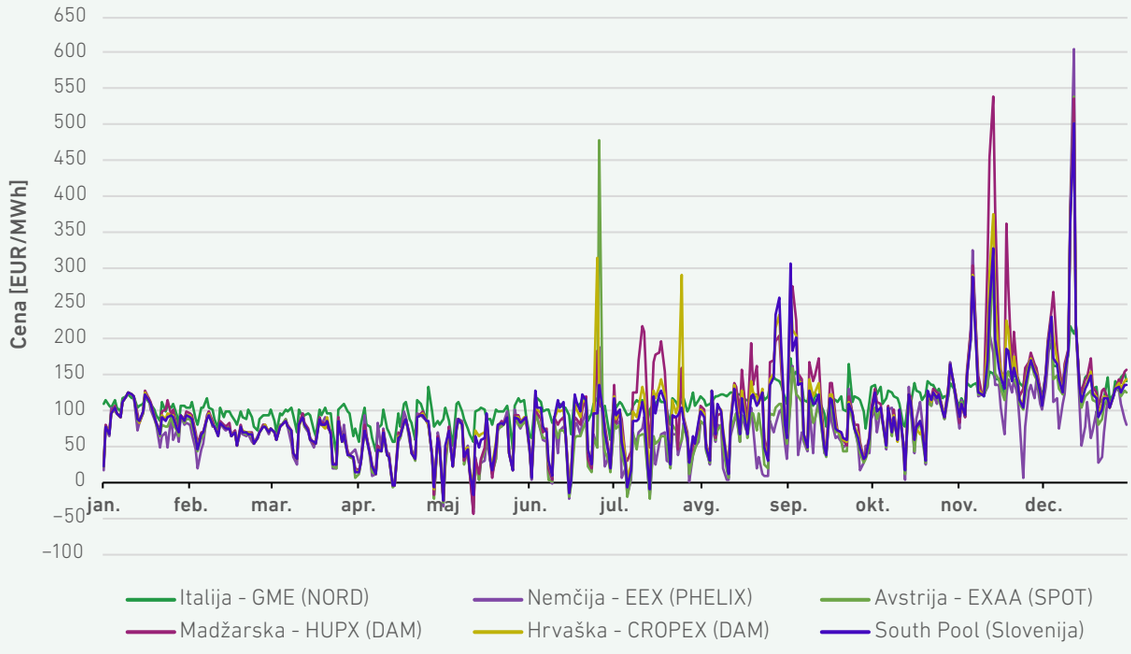
Negativno urno ceno smo na slovenski borzi v letu 2024 zabeležili v 2.019 urah, v letu 2023 pa 96. Na nemškem trgu so negativno urno ceno zabeležili v 459 urah, v letu 2023 pa le v 301 uri.

SLIKA 80: GIBANJE CENE PASOVNE ENERGIJE V SLOVENIJI IN NA SOSEDNJIH BORZAH NA TRGU ZA DAN VNAPREJ



VIR: MONTEL

SLIKA 81: GIBANJE CENE VRŠNE ENERGIJE V SLOVENIJI IN NA SOSEDNJIH BORZAH NA TRGU ZA DAN VNAPREJ



VIR: MONTEL

Slika 81 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 2023 in 2024.

Avstrijski trg je v letu 2024 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. Največje razlike ostajajo pri primerjavi z italijanskim trgom, kjer so cene precej višje.

TABELA 26: PRIMERJAVA DOSEŽENIH CEN (GLEDE NA DELEŽ UR) NA TRGU ZA DAN VNAPREJ MED BORZAMA

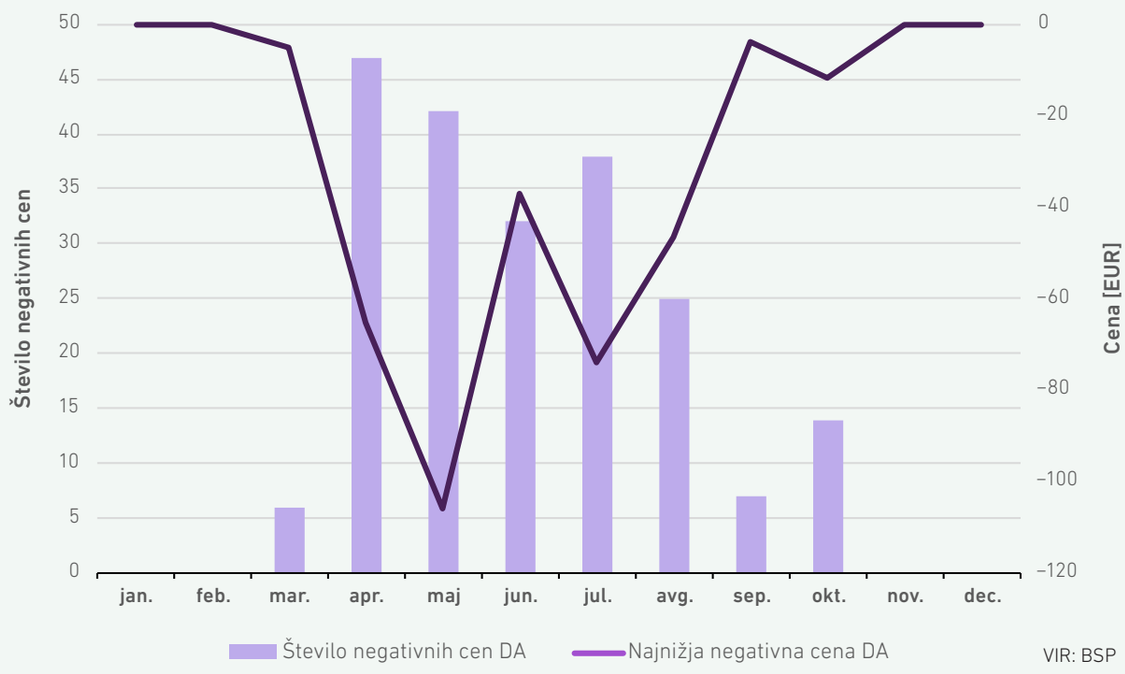
	Delež ur v 2023	Delež ur v 2024
Nižja cena na BSP glede na GME	82,09 %	76,11 %
Nižja cena na GME glede na BSP	9,59 %	13,34 %
Enaka cena na BSP in GME	8,32 %	10,55 %
Nižja cena na BSP glede na EXAA	27,91 %	23,72 %
Nižja cena na EXAA glede na BSP	41,74 %	59,91 %
Enaka cena na BSP in EXAA	30,35 %	16,37 %
Nižja cena na BSP glede na CROPEX	42,48 %	59,87 %
Nižja cena na CROPEX glede na BSP	27,17 %	24,61 %
Enaka cena na BSP in CROPEX	30,35 %	15,51 %
Nižja cena na BSP glede na HUPX	47,93 %	61,22 %
Nižja cena na HUPX glede na BSP	23,32 %	25,05 %
Enaka cena na BSP in HUPX	28,74 %	13,73 %

VIRA: AGENCIJA, MONTEL

Leta 2024 se je število negativnih cen opazno povečalo – te so se na trgu za dan vnaprej (BSP) najpogosteje pojavljale med marcem in oktobrom. V letu 2024 je bilo zabeleženih 211 primerov negativne urne cene, kar je 119-odstotno povečanje glede na leto 2023, ko je bilo takih primerov 96. Največ negativnih cen se je pojavilo v aprilu 2024, ko se je negativna cena pojavila 47-krat. Najnižja dosežena cena je bila 12. maja 2024 za uro H15 in je znašala –105,88 EUR/MWh.

Porast negativnih cen na trgu za dan vnaprej za več kot 100 % glede na prejšnje leto

SLIKA 82: ANALIZA NEGATIVNIH CEN NA TRGU BSP ZA DAN VNAPREJ (DA)

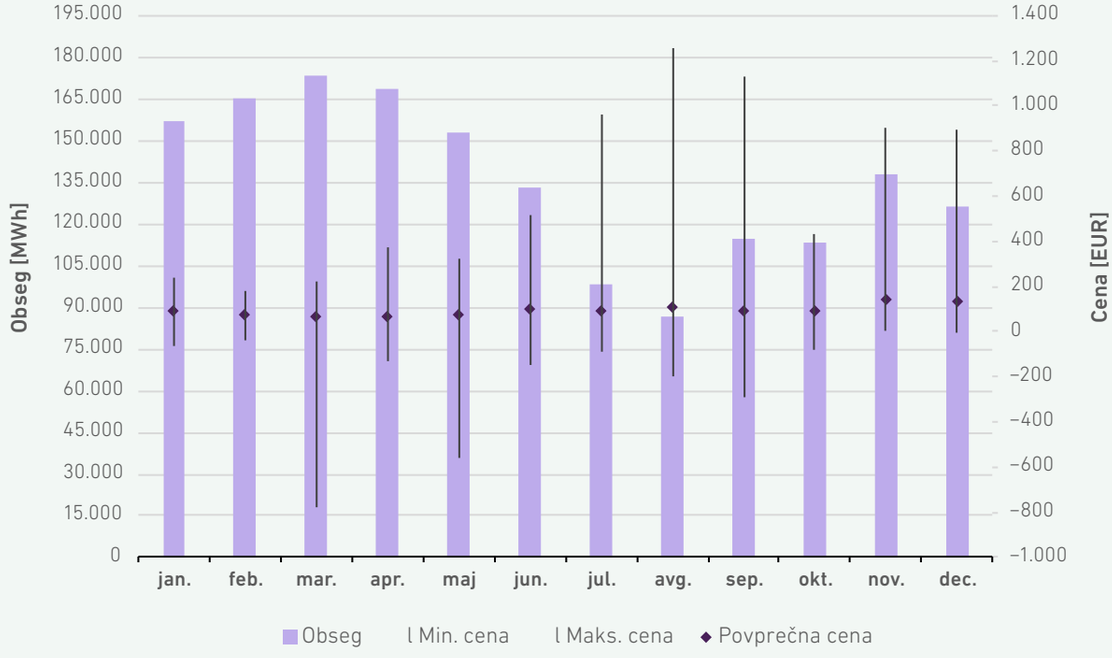


VIR: BSP

Cene na sprotnem trgu znotraj dneva

Slika 83 prikazuje gibanje trgovalnih količin in razponov povprečnih cen[42] vseh produktov na sprotnem trgu znotraj dneva. V poletnih mesecih je prišlo do padca obsega sprotnega trgovanja ter do največjih razponov v povprečni ceni posameznega produkta.

SLIKA 83: OBSEG TRGOVANJA IN RAZPONI CEN NA TRGU ZNOTRAJ DNEVA

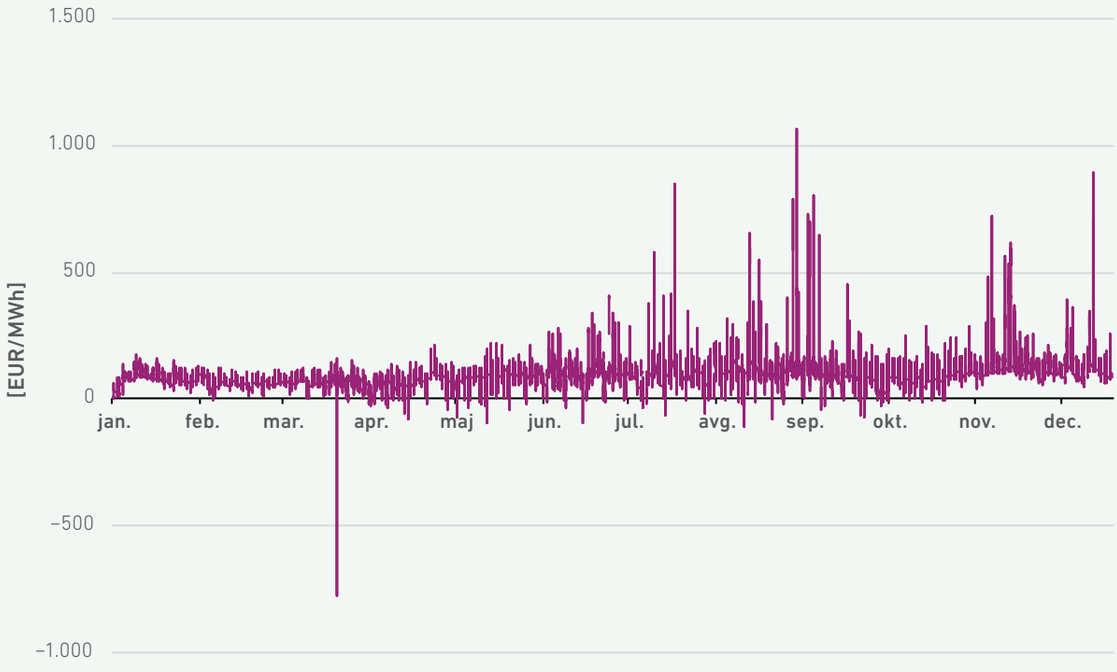


VIR: BSP

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

Povprečna cena urnih produktov na trgu znotraj dneva je v letu 2024 znašala 94,43 EUR/MWh, kar pomeni 12,2 % nižjo ceno, kot je bila v letu 2023, ko je povprečna cena znašala 107,55 EUR/MWh. Najvišja cena se za urni produkt na trgu znotraj dneva pojavi 28. 8. 2024 za uro H20 in znaša 1.064,46 EUR/MWh, medtem ko se najnižja cena pojavi 20. 3. 2024 za uro H6 in znaša –776,82 EUR/MWh.

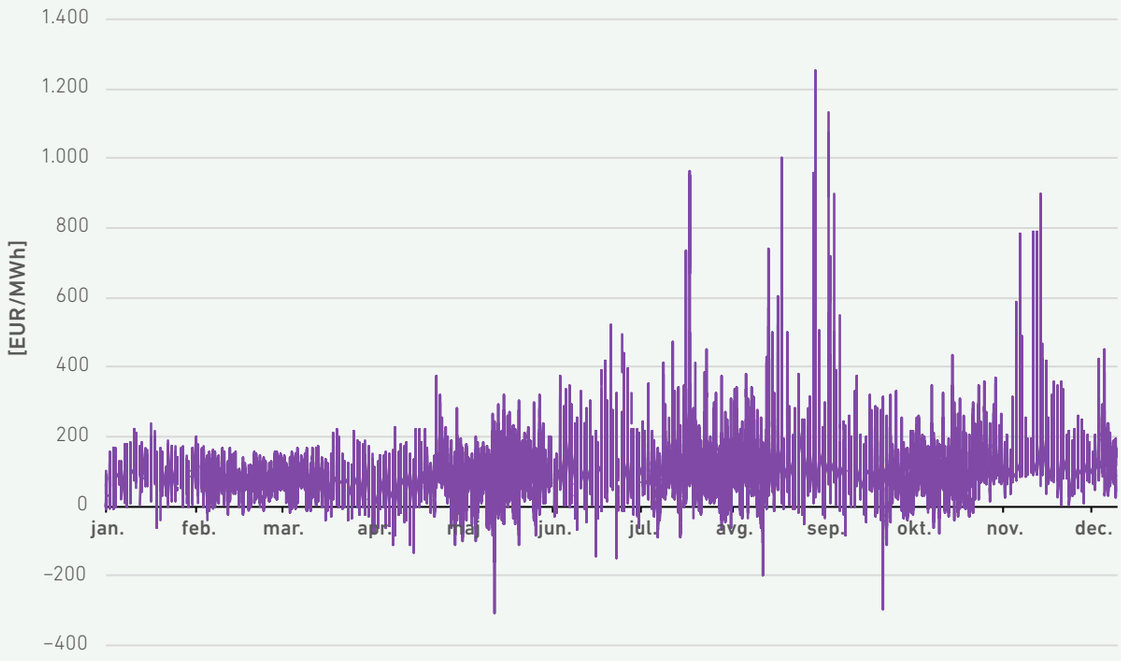
SLIKA 84: RAZVOJ CEN URNEGA PRODUKTA NA BSP ID TRGU



VIR: BSP

Povprečna cena 15-minutnih produktov na trgu znotraj dneva je v letu 2024 znašala 94,65 EUR/MWh, kar je skoraj 12 % manj kot cena v letu 2023, ko je povprečna cena znašala 107,5 EUR/MWh, in 65,6 % nižja kot v letu 2022, ko je povprečna cena znašala 275,09 EUR/MWh. Najvišja cena se za 15-minutni produkt na trgu znotraj dneva pojavi 29. 8. 2024 za interval med 18.45 in 19.00 in znaša 1.254,07 EUR/MWh, medtem ko se najnižja cena prav tako kot pri urnem produktu pojavi 12. 5. 2024 za interval med 16.00 in 16.15 ter znaša –308,69 EUR/MWh.

SLIKA 85: RAZVOJ CEN 15-MINUTNEGA PRODUKTA NA TRGU BSP ID

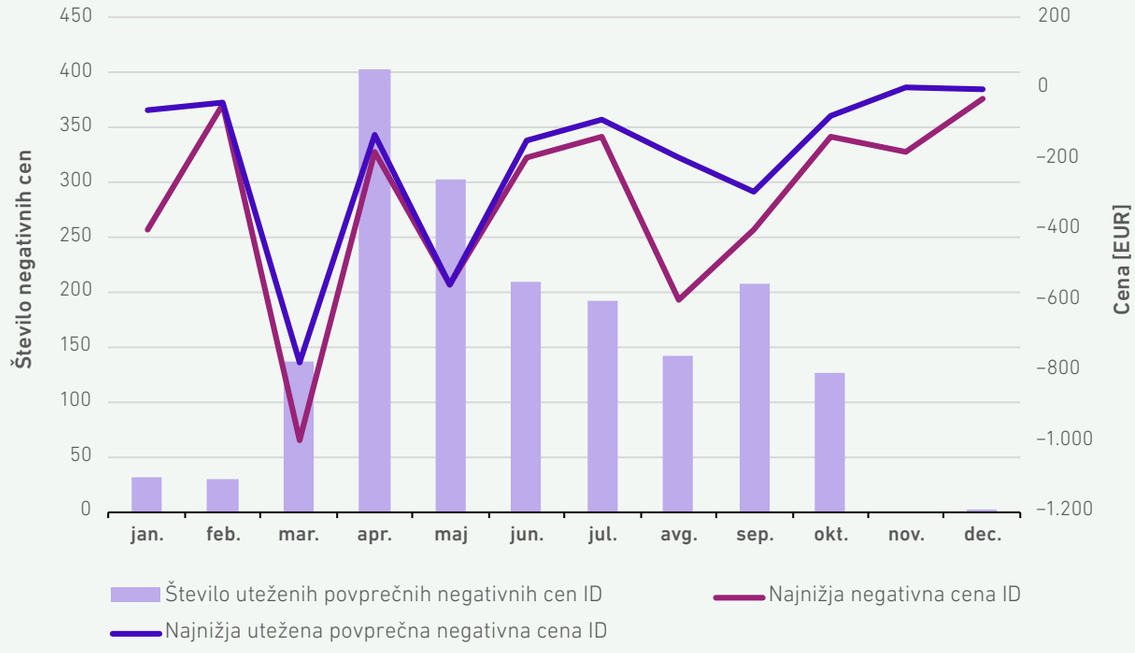


VIR: BSP

Tudi na trgu znotraj dneva je v letu 2024 prišlo do izrazitega povišanja števila negativnih povprečnih cen, ki so se pojavile v vseh mesecih, razen v novembru 2024. V letu 2024 je bila povprečna negativna cena pri blok, urnih in 15-minutnih produktih zabeležena 1.781-krat, kar pomeni 150-odstotno povečanje glede na leto 2023, ko se je pojavila 710-krat. V letu 2024 je večina povprečnih negativnih cen (85 %) nastopila pri trgovanju s 15-minutnimi produkti. Največ negativnih povprečnih cen se je pojavilo v aprilu 2024, ko se je pri vseh produktih skupaj pojavila 403-krat. Najnižja povprečna negativna cena je bila dosežena 20. marca 2024 za urni produkt H6 in je znašala −776,82 EUR/MWh. Posli z negativnimi cenami pa so se sicer pojavljali v vseh mesecih leta 2024. Najnižja dejanska dosežena cena je bila prav tako zabeležena 20. marca 2024 za urni produkt H6 in je znašala −100 EUR/MWh.

150-% povečanje števila uteženih negativnih cen na trgu znotraj dneva

SLIKA 86: OBSEG NEGATIVNIH CEN NA TRGU ZNOTRAJ DNEVA



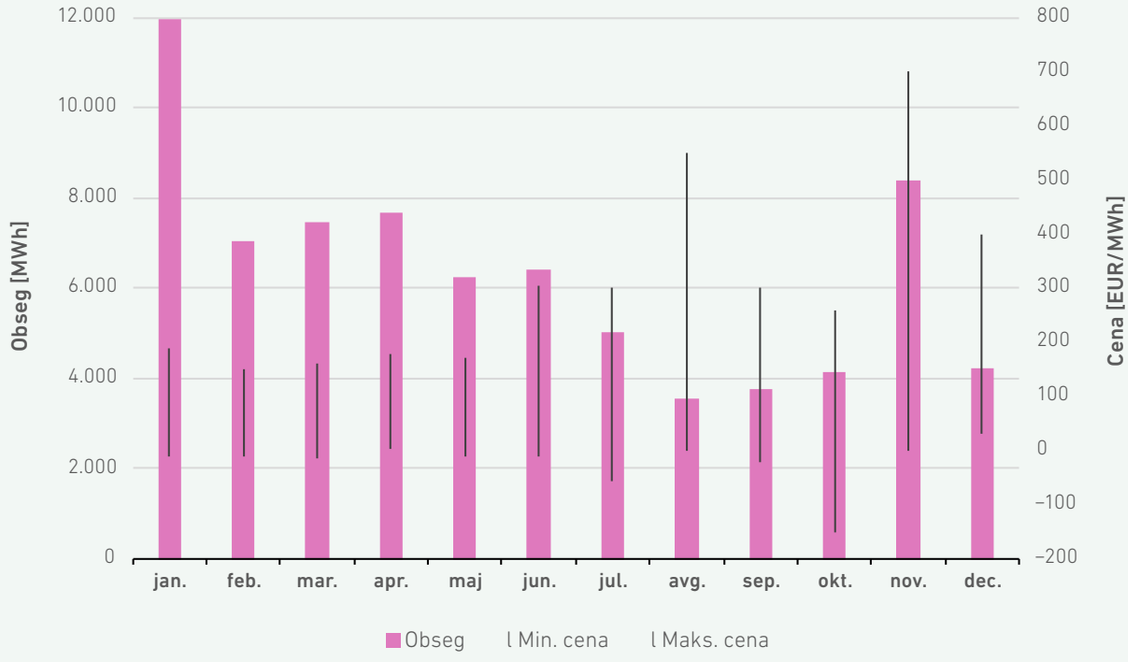
VIR: BSP

Cene energije 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. Cene zakupa izravnalne moči s ciljem zagotavljanja razpoložljivosti enot, ki sodelujejo na trgu sistemskih storitev, nenamerna odstopanja (FSkar) ter netiranje odstopanj (IGCC) so analizirana v poglavju Zagotavljanje sistemskih storitev. Analiza v nadaljevanju je osredotočena izključno na cene izravnalne energije.

Najvišja cena električne energije na izravnalnem trgu operaterja trga je v letu 2024 znašala 700 EUR/MWh, najnižja pa –150 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 pet članov. Najvišja cena je bila dosežena v jutranjih urah 13. novembra 2024. Operater prenosnega sistema je tudi v letu 2024 na izravnalnem trgu večinoma deloval kot prodajalec električne energije.

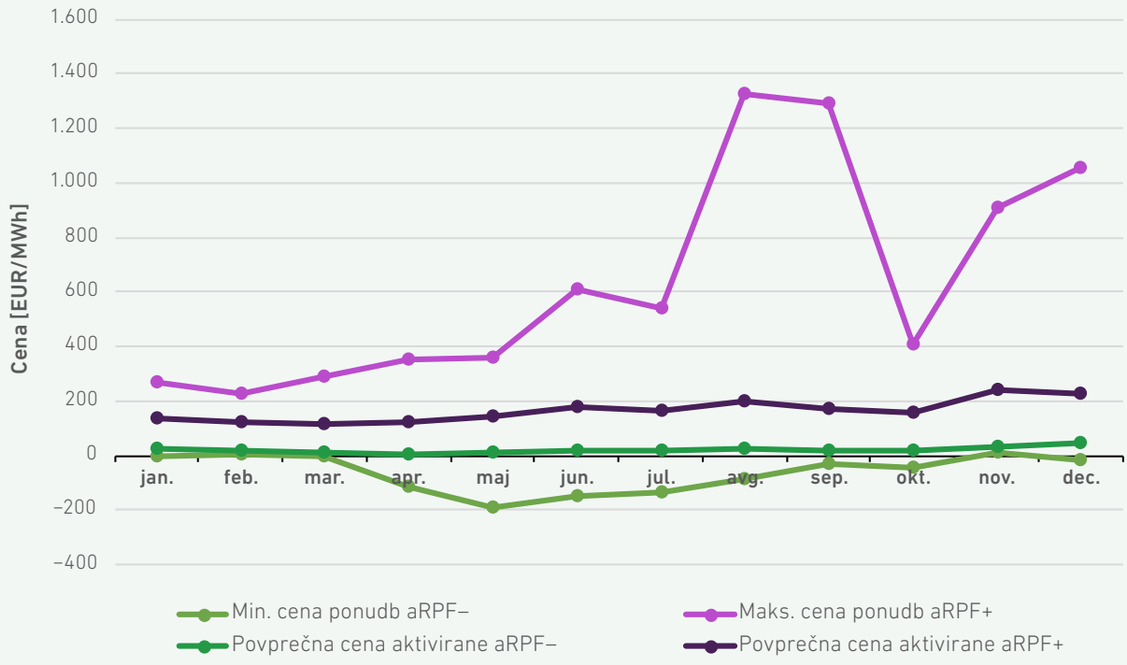
SLIKA 87: OBSEG TRGOVANJA IN RAZPONI CEN NA IZRAVNALNEM TRGU OPERATERJA TRGA



VIR: BORZEN

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 trgovalno 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 88: GIBANJE CEN PONUDB IN AKTIVIRANE ENERGIJE aRPF



VIR: ELES

Slika 88 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 prikazanega razpona cen ponudb. Najvišje mesečne povprečne cene za pozitivno izravnavo aRPF+ so bile dosežene novembra, ko je povprečna cena aktivirane energije znašala 239,55 EUR/MWh. Najnižje in s tem najmanj ugodne mesečne povprečne cene aktivirane negativne izravnave aRPF– so bile dosežene aprila, ko je povprečna cena aktivirane energije znašala 7,18 EUR/MWh. Najnižja urna ponujena cena za aRPF– je bila 12. maja 2024 za uro H15 in je zaradi zamejitev cen sovpadala z najnižjo ceno na trgu za dan vnaprej ter je znašala –190,58 EUR/MWh. Največjo razliko med cenami za pozitivno in negativno izravnavo smo beležili v novembru, ko je znašala 204,83 EUR/MWh.

Na trgu sistemskih storitev za avtomatsko rezervo aRPF še vedno velja ukrep Zakona o ukrepih za obvladovanje kriznih razmer na področju oskrbe z energijo (ZUOKPOE), ki je začel veljati 22. septembra 2022. Sprva je omejil cene ponudb z 1,3-kratnikom dosežene cene za trgovanje za dan vnaprej za pozitivno izravnavo in 0,7-kratnikom dosežene cene za trgovanje za dan vnaprej za negativno izravnavo. V začetku leta 2023 je zaradi nižjih cen na trgu za dan vnaprej prišlo do korekcije metodologije, kjer so se na novo definirali naslednji zamejitveni faktorji kateri so tudi veljali v celotnem letu 2024:

TABELA 27: FAKTOR ZAMEJEVANJA aRPF, KI JE DOLOČEN GLEDE NA SIPXh

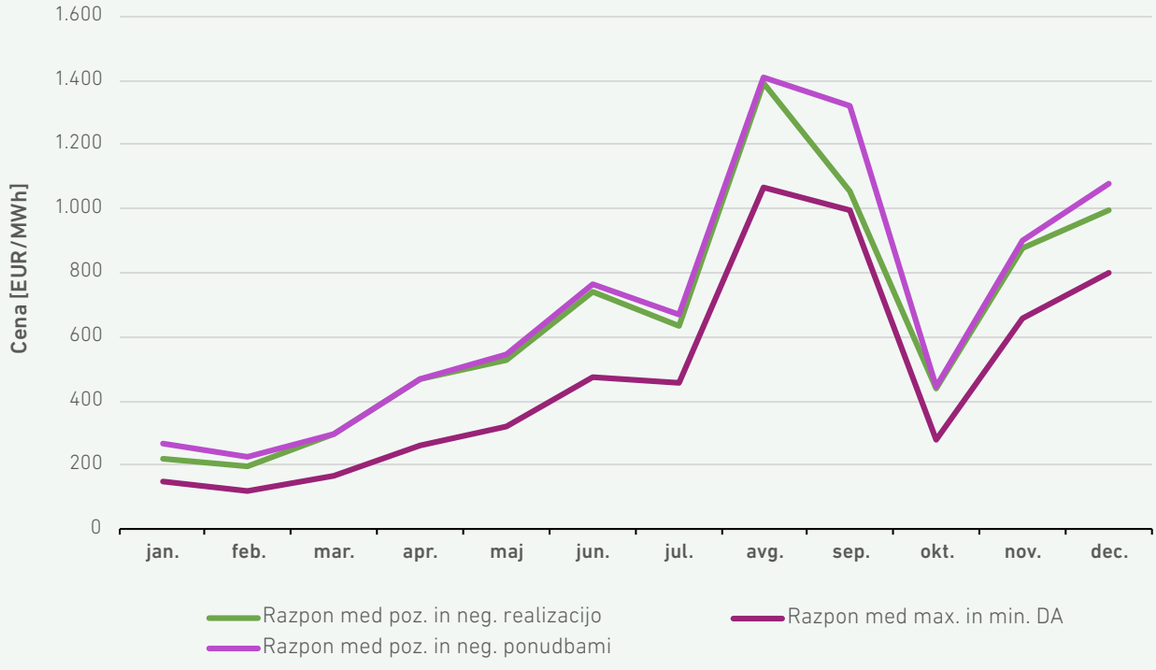
SIPXh v EUR/MWh	Faktor aRPF+	Faktor aRPF–
Do vključno 0,00	0,8	1,2
Od 0,01 do vključno 200,00	1,8	0,2
Od 200,01 do vključno 350,0	1,5	0,5
Od 350,01 do vključno 450,00	1,4	0,6
Od 450,01	1,3	0,7

VIR: ELES

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 89 je razvidno, da čez celotno leto ni zaznati občutnih razlik pri ponudbah in realizacijo v razponu med pozitivno in negativno energijo. Razlog za to je še vedno veljaven ukrep ZUOKPOE, ki omeji cene ponudb, kot je navedeno v tabeli 27. Prav tako se opazi, da vsi ponudniki običajno dajejo ponudbe s skoraj maksimalno oziroma minimalno dovoljeno ceno. Posledično se realizacija izvede pri teh cenah ter s tem ne privede do občutnih razlik v razponu realizirane/ponujene aRPF+/aRPF–. Največjo razliko med slednjimi opazimo v septembru, ko so realizirane cene bile vseeno nekoliko nižje od ponudb.

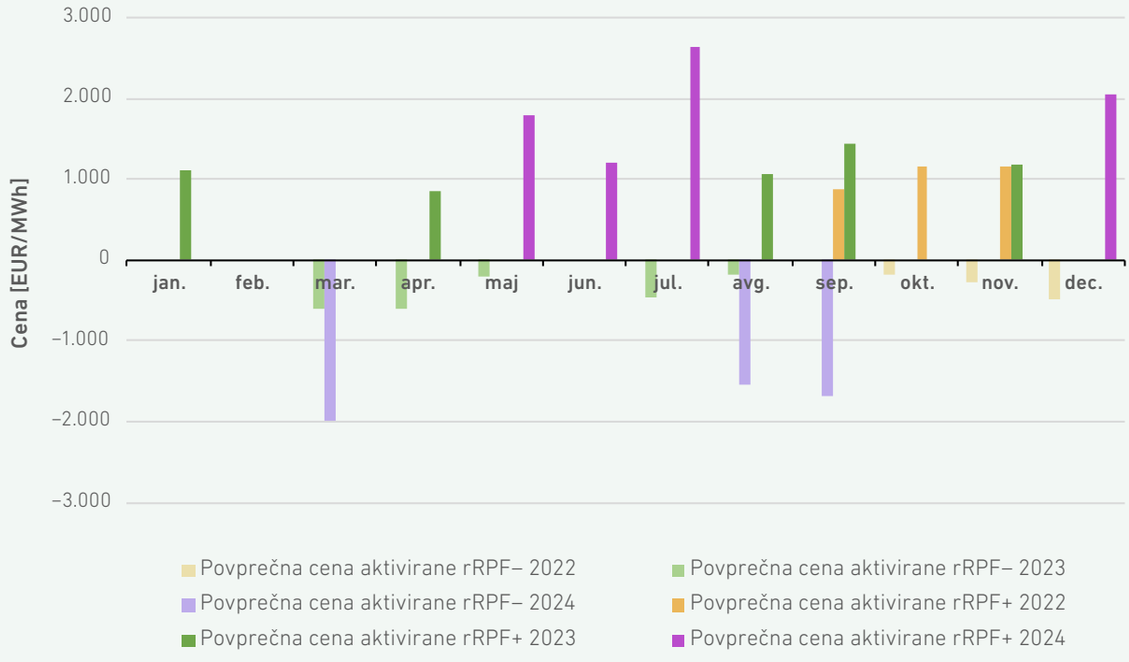
SLIKA 89: KORELACIJA MED RAZPONOM MINIMALNE CENE REALIZIRANE/PONUJENE aRPF– IN MAKSIMALNE CENE REALIZIRANE/PONUJENE aRPF+, POVPREČNE CENE TRGOVANJA ZA DAN VNAPREJ IN RAZPONOM MINIMALNE IN MAKSIMALNE CENE TRGOVANJA ZA DAN VNAPREJ



VIR: ELES

Slika 90 prikazuje povprečne cene aktivirane energije rRPF+ in rRPF– za mesece, ko je bila energija aktivirana. Cene aktivirane energije rRPF+ in rRPF– kažejo izrazit trend naraščanja. Zlasti v letu 2024 je opazen občuten skok v primerjavi s predhodnim letom. V letu 2024 je bila pozitivna izravnava rRPF+ aktivirana le v maju, juniju, juliju in decembru, negativna izravnava rRPF– pa v marcu, avgustu in septembru.

SLIKA 90: GIBANJE CEN AKTIVIRANE ENERGIJE rRPF



VIR: ELES

ŠTUDIJA PRIMERA
Primerjalna analiza cen na evropskih platformah MARI in PICASSO ter izravnalnem trgu ELES

V okviru prizadevanj za vzpostavitev enotnega in učinkovitega evropskega trga z električno energijo je evropsko združenje operaterjev prenosnih sistemov ENTSO-E že leta 2017 sprožilo razvoj dveh ključnih na EU ravni centraliziranih trgovalnih platform za izmenjavo izravnalne energije: PICASSO za avtomatsko rezervo za povrnitev frekvence (aRPF) in MARI za ročno rezervo za povrnitev frekvence (rRPF). Z uvedbo teh mehanizmov je evropski trg z rezervami postal bolj povezan in odziven – omogočajo namreč tržno sodelovanje med državami, večjo izbiro ponudnikov ter učinkovitejše reševanje odstopanj v elektroenergetskem sistemu, pričakovana bistveno večja likvidnost pa bo posebej še v prihodnosti, ko se bodo v PICASSO/MARI pridružile še preostale države članice, gotovo ugodno vplivala na razvoj cen.

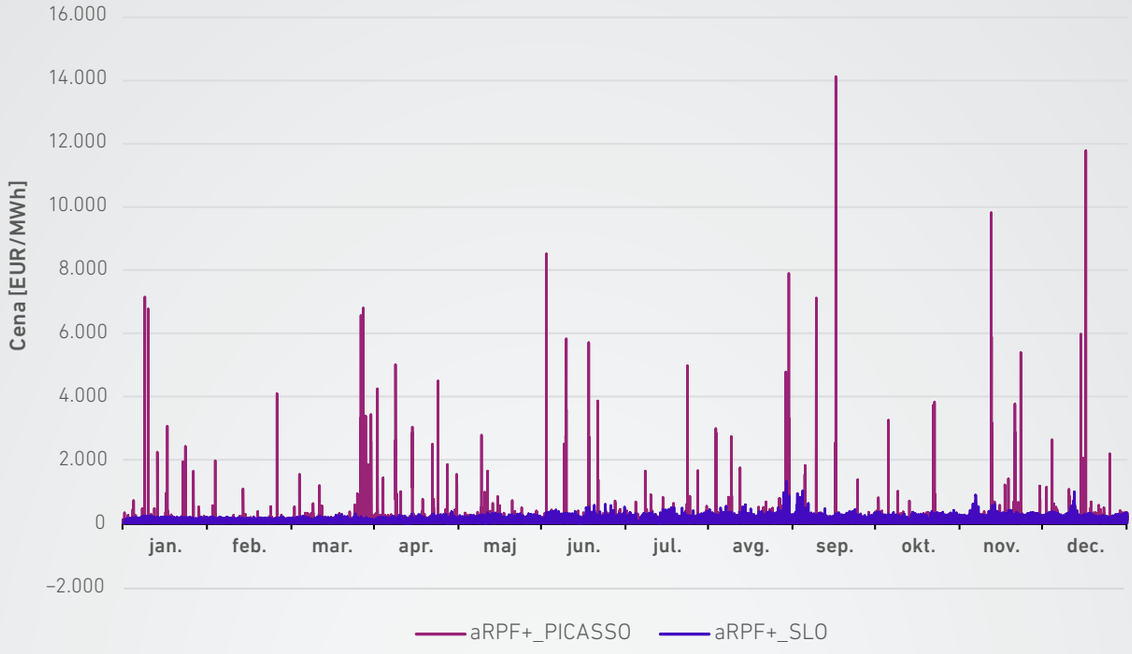
Platforma PICASSO je bila vzpostavljena z namenom izboljšanja učinkovitosti izravnave sistema, zniževanja stroškov aktivacije rezerv ter večje transparentnosti tržnih signalov. V operativno fazo je prešla leta 2022, do konca leta 2024 pa je povezovala operaterje prenosnih omrežij iz devetih držav.

Analiza doseženih cen v letu 2024 razkriva izrazite razlike med platformo PICASSO in izravnalnim trgom ELES za storitev izravnave aRPF.

Medtem ko se na PICASSO cene pozitivno aktivirane energije (aRPF+) gibljejo v širokem razponu – od približno 0 EUR/MWh pa vse do 14.129,29 EUR/MWh, so se na izravnalnem trgu ELES za storitev izravnave aRPF+ te vrednosti gibale med –27 EUR/MWh in 1.313 EUR/MWh.

Pomemben kazalnik razlike med trgom PICASSO in izravnalnim trgom ELES za storitev izravnave aRPF+ je utežena povprečna cena, ki upošteva količine posameznih aktivacij. V Sloveniji je ta znašala 186 EUR/MWh, medtem ko je bila na platformi PICASSO višja za približno 34 %, kar kaže na višjo frekvenco in ceno aktivacij na evropskem trgu.

SLIKA 91: PRIMERJAVA CEN POZITIVNE AVTOMATSKE IZRAVNAVE MED TRGOM PICASSO IN IZRAVNALNIM TRGOM ELES ZA STORITEV IZRAVNAVE aRPF+

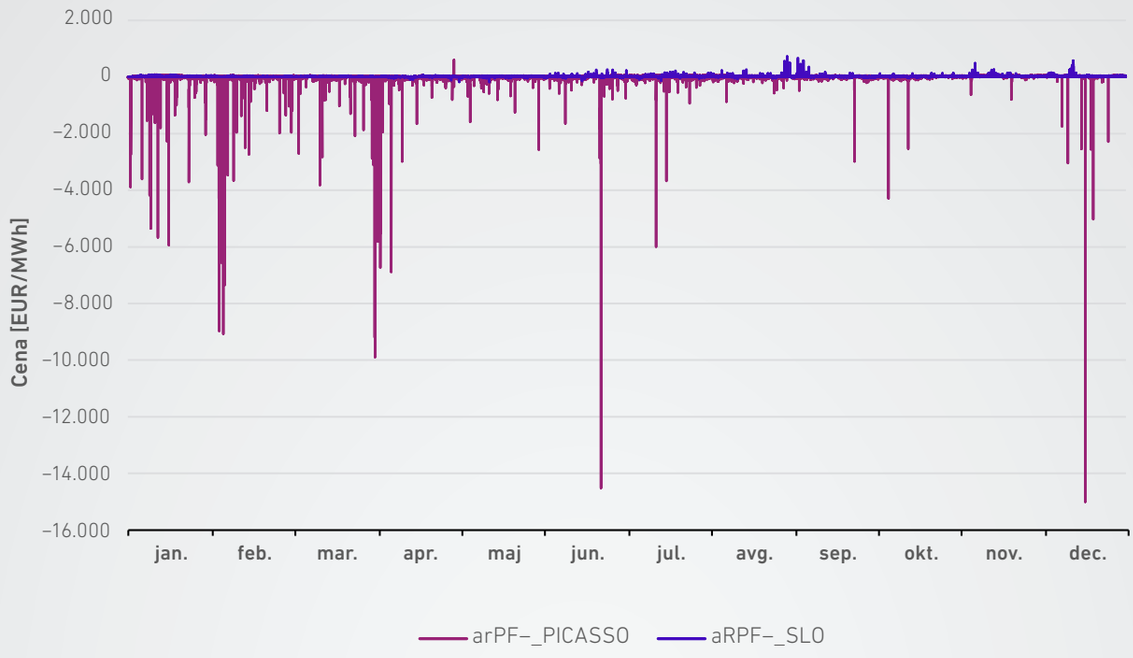


VIRA: ELES, APG

V negativni smeri (aRPF–) se razlike še poglobijo. Na platformi PICASSO so bile cene v intervalu od 598 EUR/MWh in –15.000 EUR/MWh, medtem ko so se na izravnalnem trgu ELES za storitev izravnave aRPF– cene gibale med –190,74 EUR/MWh in 720 EUR/MWh.

Utežena povprečna cena na izravnalnem trgu ELES za storitev izravnave aRPF– je bila pozitivna (18,14 EUR/MWh), medtem ko je bila na PICASSO negativna in znašala okoli –189 EUR/MWh, kar odraža dejstvo, da so v evropskem okviru negativne aktivacije (npr. zmanjšanje proizvodnje ali povečanje porabe) pogostejše.

SLIKA 92: PRIMERJAVA CEN NEGATIVNE AVTOMATSKE IZRAVNAVE MED TRGOM PICASSO IN IZRAVNALNIM TRGOM ELES ZA STORITEV IZRAVNAVE aRPF–



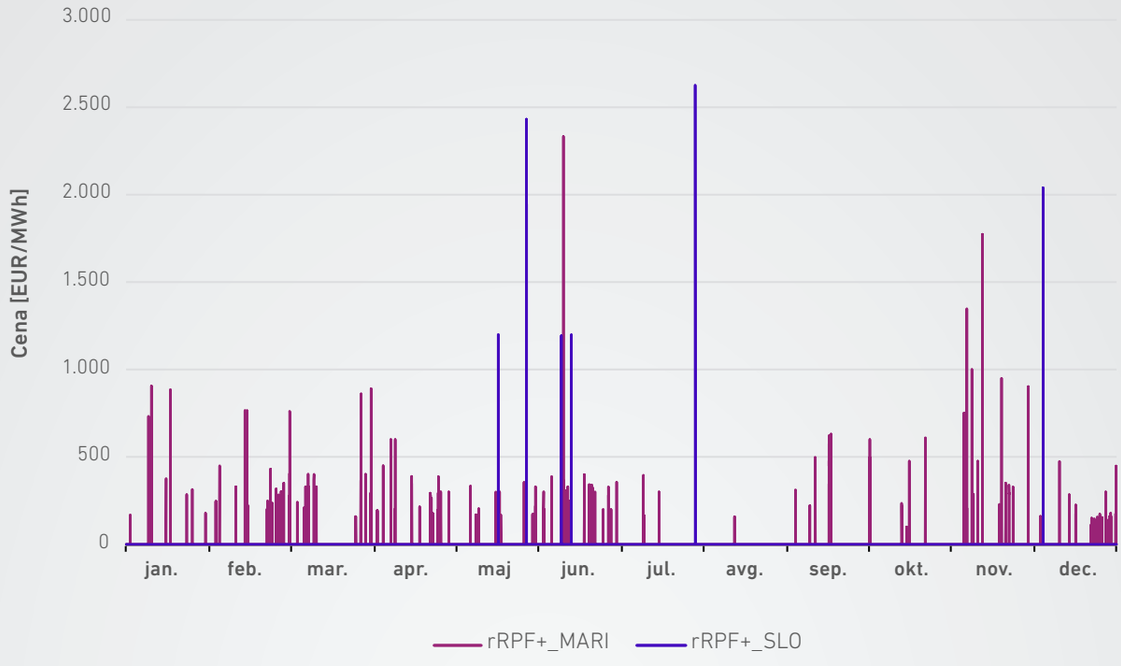
VIRA: ELES, APG

Projekt MARI, ki se je začel razvijati leta 2017, ima za cilj vzpostavitev skupne evropske platforme za izmenjavo rRPF rezerv (ročno aktiviranih), podobno kot je to za aRPF zagotovila platforma PICASSO. Platforma je začela z obratovanjem oktobra 2022 s peščico OPS-ov, do konca leta 2024 pa je vanjo aktivno sodelovalo že 10 operaterjev prenosnih sistemov iz različnih evropskih držav.

V nasprotju s primerom PICASSO pa primerjava med MARI in izravnalnim trgom ELES za storitev izravnave rRPF kaže z vidika doseženih cen drugačno sliko. Na izravnalnem trgu ELES so aktivacije redkejše, cene aktivacij pa v primerjavi s platformo MARI izrazito visoke.

Na platformi MARI so se cene pozitivno aktivirane energije v letu 2024 gibale med približno 91 in 2.332 EUR/MWh, medtem ko je bil cenovni razpon na izravnalnem trgu ELES za storitev izravnave rRPF+ manjši, vendar pozicioniran višje – med 1.192 in 2.625 EUR/MWh. Povprečne vrednosti na MARI pa so nižje – kar potrjuje tudi utežena povprečna cena, ki je bila v Sloveniji 1.933 EUR/MWh, na MARI pa približno 77 % nižja.

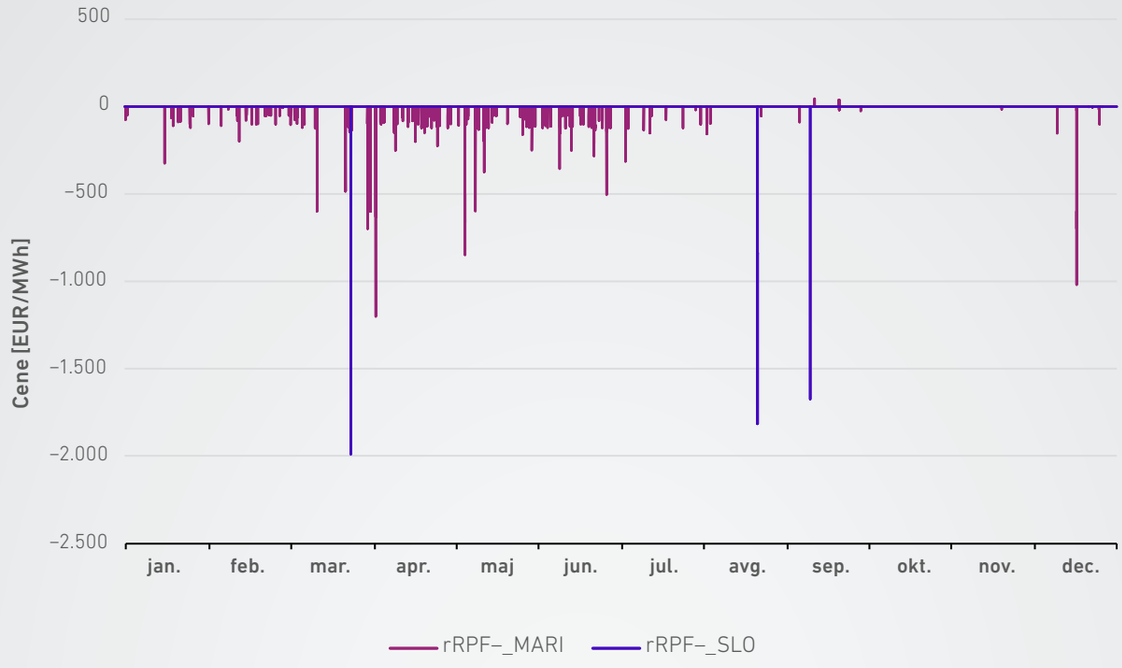
SLIKA 93: PRIMERJAVA CEN POZITIVNE ROČNE IZRAVNAVE MED TRGOM MARI IN IZRAVNALNIM TRGOM ELES ZA STORITEV IZRAVNAVE rRPF+



VIRA: ELES, APG

Pri negativni aktivaciji se razlike v ceni še povečajo. Na MARI so se cene gibale v intervalu med –1.203 EUR/MWh in 45 EUR/MWh, medtem ko so bile na izravnalnem trgu ELES za storitev izravnave rRPF– zabeležene cene med –1.991 EUR/MWh in –837 EUR/MWh, pri čemer je bila utežena povprečna cena na izravnalnem trgu ELES enaka –1.488 EUR/MWh, kar je za 85 % nižje kot uteženo povprečje na MARI (–222 EUR/MWh).

SLIKA 94: PRIMERJAVA CEN NEGATIVNE ROČNE IZRAVNAVE MED TRGOM MARI IN IZRAVNALNIM TRGOM ELES ZA STORITEV IZRAVNAVE rRPF–



VIRA: ELES, APG

Primerjalna analiza doseženih cen na platformah PICASSO in MARI v primerjavi z izravnalnim trgom ELES kaže na bistvene razlike v strukturi trga, dinamiki oblikovanja cen in tržni učinkovitosti.

Analiza potrjuje, da se platforma PICASSO kot del širšega in konkurenčnejšega evropskega trga soča z bistveno širšim razponom cen, kar je med drugim posledica raznolike strukture ponudnikov, večje likvidnosti, prožnejšega oblikovanja cen in čezmejnega sodelovanja. Ključen vzrok za manjši cenovni razpon pa je zamejevanje ponudbenih cen na izravnalnem trgu ELES za storitev izravnave aRPF na podlagi interventnega zakona za obvladovanje posledic energetske krize iz leta 2022[43], ki velja do konca leta 2025 in hromi konkurenco na tem trgu. Metodologija iz omenjenega zakona namreč omejuje cene ponudb z zamejitvenimi faktorji dosežene cene za dan vnaprej (SIPX).

Popolnoma drugačno sliko razkrije primerjava doseženih cen med platformo MARI in izravnalnim trgom ELES za storitev izravnave rRPF. Medtem ko slovenski trg beleži manj pogoste aktivacije, so te pogosto povezane z izrazito visokimi cenovnimi skrajnostmi. Na drugi strani platforma MARI izkazuje bolj enakomerno in stabilno razporeditev cen, kar kaže na večjo likvidnost trga in višjo stopnjo konkurence, katere pa zaradi omejenega števila ponudnikov na slovenskem trgu pogosto primanjkuje.

Glede na zakonsko omejitev (23. člen ZUOKPOE), ki nalaga operaterju prenosnega sistema za obdobje do konca leta 2025, da za ponudnike storitev izravnave postavi zamejitev ponudbe za izravnalno energijo avtomatske rezerve za povrnitev frekvence tako, da ponudniki storitev izravnave ne ustvarjajo neupravičenih dobičkov, se pričakuje, da bo ELES v prehodnem obdobju pripravil vse procese, da se po izteku omejitve ponudnikom omogoči hitro vključitev v obe platformi.

Načrtovana vključitev Slovenije v PICASSO/MARI bo torej pomembno vplivala na stroške izravnave bilančnih odstopanj, obenem pa bo končno zagotovila učinkovitost v okviru trga sistemske izravnave, saj bo ta podvržen ustrezni likvidnosti in konkurenci. Navedeno bo vzpostavilo ustrezen cenovni signal, ki bo stimuliral bilančne skupine k čim manjšim odstopanjem, kar v letu 2024 ni bilo zagotovljeno.

43 Zakon o ukrepih za obvladovanje kriznih razmer na področju oskrbe z energijo (ZUOKPOE)

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

V letu 2024 je bilo v Sloveniji proizvajalcem električne energije v okviru podporne sheme OVE in SPTE izplačanih podpor za 432,9 GWh proizvedene električne energije, od tega je bilo za 246,5 GWh izplačanih obratovalnih podpor, 186,4 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 2024 dosegli povprečno ceno 67,57 EUR/MWh, kar je le 39,9 % vrednosti dosežene povprečne cene v letu 2023, ko so bile dosežene visoke prodajne cene, ki so jih definirale takratne ekstremne razmere elektroenergetskega trga. Povprečna dosežena prodajna cena v letu 2024 pa je bila še zmeraj med 22 in 53 % višja kot v obdobju 2018–2021. Električna energija, prevzeta od proizvajalcev v okviru zagotovljenega odkupa s strani Centra za podpore, je bila za leto 2024 prodana na dražbi, izvedeni v skladu s Pravili za prenos EKO skupine Centra za podpore, po ceni 109,11 EUR/MWh, medtem ko je bila na dražbi za električno energijo Centra za podpore za leto 2023 dosežena cena 317,00 EUR/MWh. Uteženo povprečje obeh cen na trgu prodane električne energije, za katero so proizvajalcem izplačane tudi podpore, je v letu 2024 znašalo 85,46 EUR/MWh in je bilo za 6,4 % nižje od povprečne urne cene na BSP, ki je za leto 2024 91,29 EUR/MWh. Povprečna prodajna cena električne energije, ki so jo na trgu dosegli proizvajalci, ki prejemajo obratovalno podporo, pa je bila v letu 2024 26 % nižja od povprečne urne cene na BSP.

Ker je v letu 2024 električna energija, proizvedena v okviru podporne sheme, predstavljala le 3,2 % vse v Sloveniji proizvedene električne energije, ni imela pomembnega vpliva na trgovanje in v njegovem okviru dosežene cene.

TABELA 28: PRIMERJAVA POVPREČNE PRODAJNE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE, ZA KATERO SO PROIZVAJALCI UPRAVIČENI DO PODPORE, S POVPREČNO LETNO CENO PASOVNE ELEKTRIČNE ENERGIJE NA BSP V OBDOBJU 2018–2024

Leto	**Povprečna prodajna cena proizvajalcev z obratovalno podporo [EUR/MWh][44]**	**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	85,46	91,29

VIRI: AGENCIJA, BORZEN, BSP

44 Povprečna cena je objavljena na podlagi 20. člena ZSROVE.

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) 2018/41[45] in so začele učinkovati z Izvedbeno uredbo Komisije (EU) 2019/1842[46], 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, bi bilo zato treba odložiti z 28. februarja na 30. junij, rok, do katerega morajo upravljavci predati pravice, pa s 30. aprila na 30. september (Direktiva (EU) 2023/959[47])[48].

Slika 95 prikazuje gibanje cene emisijskih kuponov za terminske[49] pogodbe z zapadlostjo v decembru 2024 (produkt EUA na borzi EEX). Povprečna cena v opazovanem obdobju je znašala okoli 66 EUR za tono CO_2 in je približno 22 % nižja v primerjavi s povprečno ceno emisijskih kuponov iz leta 2023 za terminske pogodbe z zapadlostjo v decembru 2023. Najnižja poravnalna cena emisijskih kuponov v letu je bila dosežena ob koncu trgovalnega dne 23. februarja 2024 (52,21 EUR za tono CO_2) medtem ko je najvišja poravnalna cena emisijskih kuponov v letu bila dosežena ob koncu trgovalnega dne 3. januarja 2024 (77,35 EUR za tono CO_2). V prvem četrtletju 2024 je bila zaznana močna korekcija cen navzdol, predvsem zaradi blažje zime in nizke porabe plina ter premoga. Cena EUA je v tem obdobju padla z začetnih približno 75 EUR/t na najnižjo vrednost okoli 58 EUR/t marca.

EUA cena je leta 2024 v povprečju znašala 66,45 EUR/t in skozi vse leto ni presegla raven 80 EUR/t. Padec cene emisijskih kuponov (EUA) v letu 2024 je bil posledica kombinacije manjšega povpraševanja, povečane ponudbe in makroekonomskih dejavnikov, ki so vplivali na energetske trge in finančne tokove.

Na strani povpraševanja je imela pomembno vlogo upočasnitev gospodarske rasti v EU, zlasti v Nemčiji in Italiji, kjer se je industrijska proizvodnja zmanjšala. Visoke obrestne mere in negotovost na finančnih trgih so dodatno prispevale k nižjemu špekulativnemu zanimanju za EUA-je kot finančnega instrumenta. V preteklih letih so špekulanti pomembno vplivali na gibanje cen, v letu 2024 pa so se zaradi povečane negotovosti, regulativnih pritiskov in padajočega trenda cene številni finančni vlagatelji umaknili s trga, kar je dodatno zmanjšalo povpraševanje in ustalilo ceno na nižji ravni.

Na strani ponudbe so imeli ključno vlogo regulativni ukrepi EU, povezani s programom REPowerEU, v okviru katerega so se začele dodatne dražbe emisijskih kuponov. S tem se je povečala količina pravic na trgu, kar je dodatno pritiskalo na znižanje cen. Hkrati se je nadaljeval prehod na obnovljive vire energije, kar je zmanjšalo rabo fosilnih goriv za proizvodnjo električne energije in s tem tudi potrebo po emisijskih kuponih. Z januarjem 2024 se je sistem EU za trgovanje z emisijami (EU ETS) razširil na pomorski sektor. Čeprav je to dolgoročno povečalo povpraševanje po kuponih, je kratkoročno povzročilo negotovost in volatilnost na trgu. Omenjeni vpliv je v letu sicer nekoliko omejen, saj se popolna vključitev pričakuje šele do leta 2027. V naslednjih mesecih je sledilo okrevanje trga, saj so kupci iskali ugodno vstopno točko. Povpraševanje so dodatno spodbudile napovedi o manjših količinah kuponov v prihodnjih letih zaradi zaostritev pravil in strukture evropskega sistema za trgovanje z emisijami (EU ETS). Cena se je stabilizirala v razponu med 63 in 70 EUR/t.

V drugi polovici leta se je trg umiril. Nizka poraba energije v poletnih mesecih ter blaga jesen in začetek zime so ohranjali povpraševanje na nizki ravni. V kombinaciji z vztrajno ponudbo kuponov se je cena EUA do konca leta ustalila in leto zaključila pri približno 63 EUR/t.

45 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

46 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

47 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

48 Podatki o predanih emisijskih kuponih bodo razpoložljivi šele oktobra 2025. Zaradi tega je analiza trgovanja z emisijskimi kuponi okrnjena glede na vsebino iz preteklih let.

49 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 2024), medtem ko kratkoročne pogodbe zapadejo v obdobju, krajšem od enega leta (primer je denimo terminska pogodba z dobavo v decembru 2024).

SLIKA 95: GIBANJE CENE EMISIJSKIH KUPONOV (EUA) NA BORZI EEX ZA LETO 2024



VIR: MONTEL

Preglednost 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) je ključna podlaga za zagotavljanje celovitosti in preglednosti energetskega trga. Skupaj z Izvedbeno uredbo Komisije (EU) št. 1348/2014 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) in EZ-2 (do 8. 5. 2024 EZ-1) je celosten regulativni okvir za spremljanje in nadzor evropskega veleprodajnega trga z električno energijo in plinom. Sestavljajo jo trije poglavitni deli: prepoved tržnih manipulacij in trgovanja na podlagi notranjih informacij (NI), zahteva po učinkoviti in pravočasni objavi notranjih informacij ter ogrodje za celovito spremljanje trga.

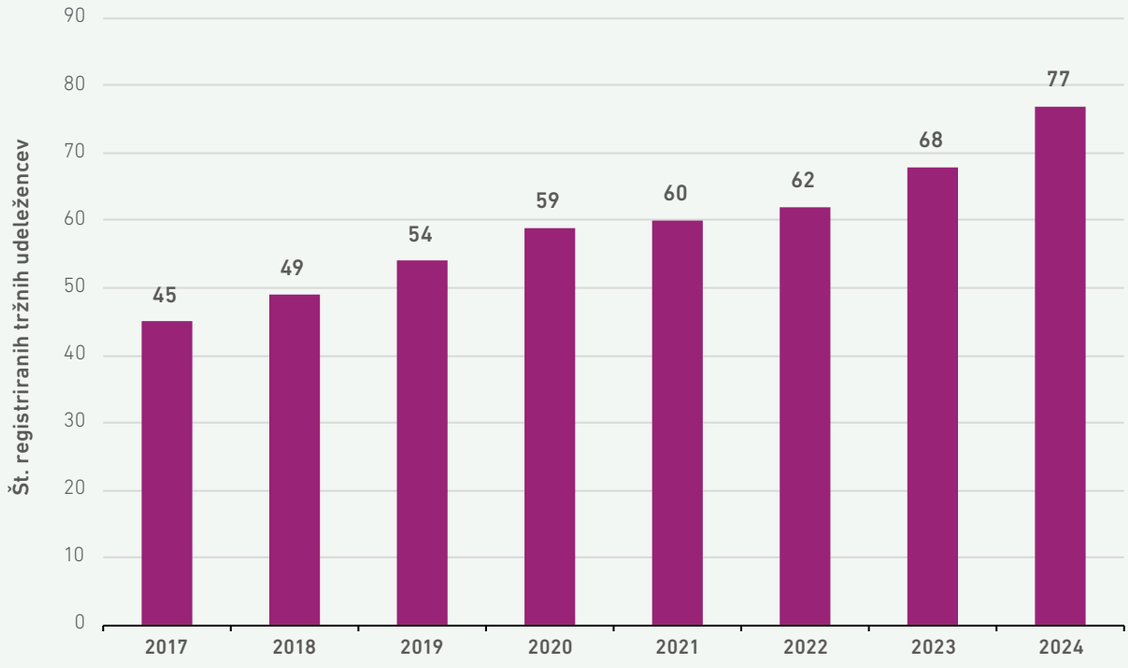
Spremljanje trga na podlagi REMIT vključuje spremljanje vseh veleprodajnih energetskih produktov, vključno z naročili za trgovanje ne glede na mesto trgovanja. Sem so vključeni še temeljni podatki o razpoložljivosti energetske infrastrukture. Vrsto in način poročanja podatkov natančneje opisuje izvedbena 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 Uradnem listu Evropske unije je bila 17. aprila 2024 objavljena 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 energetskem trgu. Ta uredba je znana tudi kot REMIT II.[50]

V skladu z REMIT se morajo udeleženci na trgu registrirati pri nacionalnem regulativnem organu v državi članici, v kateri so bili ustanovljeni ali so rezidenti; če niso niti ustanovljeni v državi članici EU niti niso rezidenti katere od njih, se morajo registrirati v državi članici, v kateri so dejavni. Pri agenciji se je do 31. decembra 2024 registriralo 77 udeležencev. V začetku novembra 2024 je agencija upravljanje registracije tržnih udeležencev prenesla neposredno na raven centralnega evropskega registra CEREMP (Central European Registry for Energy Market Participants), ki ga upravlja ACER. CEREMP je nadomestil obstoječi nacionalni register NAREMP, ki se mu je iztekla tehnično-ekonomska življenjska doba. S prehodom na CEREMP je tako bila zagotovljena skladnost z najnovejšimi zahtevami REMIT II.

50 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 2017–2024



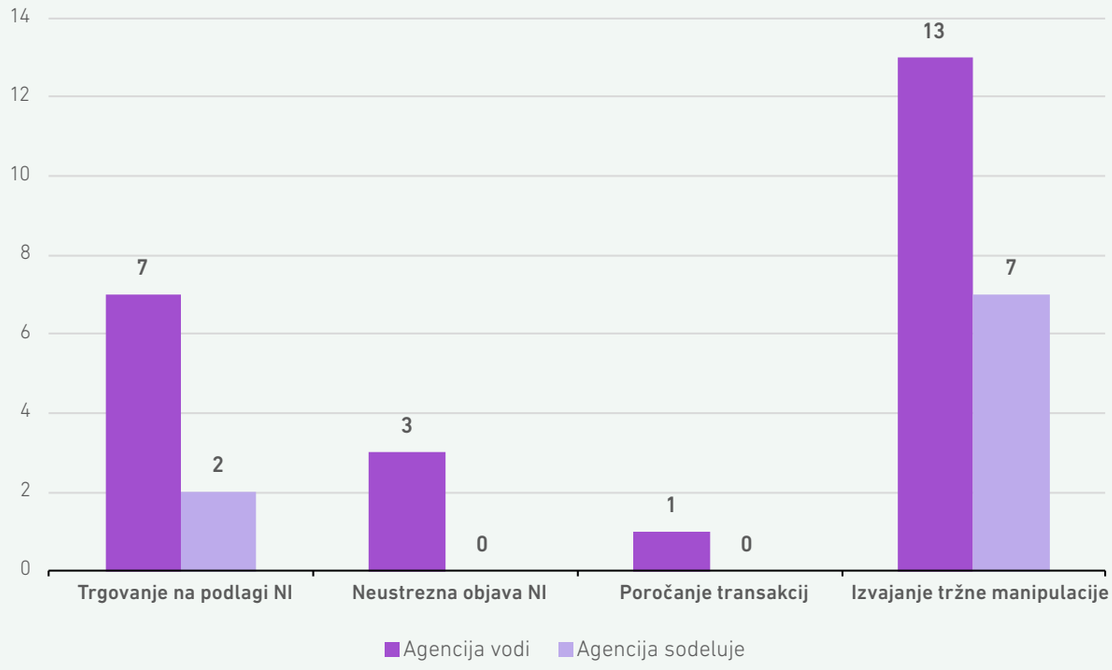
VIR: AGENCIJA

Agencija je v okviru spremljanja veleprodajnih energetskih trgov po REMIT v letu 2024 vodila 22 primerov, s tujimi nacionalnimi regulatorji pa je v okviru nudenja medsebojne pomoči sodelovala še pri devetih primerih. Število primerov, ki jih agencija vodi, se lahko medletno spreminja, če se primeri rešijo ali jih prevzame drug nacionalni regulator zaradi spremembe pristojnosti, do katere pravilo-ma pride v zgodnji fazi preiskave na podlagi novo ugotovljenih dejstev. V letu 2024 je agencija zaključila en postopek.

Agencija vodi 22 postopkov domnevne kršitve uredbe REMIT

Vrsta kršitev v preiskavah, ki jih vodi agencija, je prikazana na levi strani grafikona, preiskava pa poteka samostojno ali skupaj s tujimi nacionalnimi regulatorji, kar prikazuje slika 97. V posameznem primeru se lahko preiskuje več vrst kršitev (tj. trgovanje na podlagi notranjih informacij (NI), neustrezna objava NI, poročanje transakcij in izvajanje tržne manipulacije), zato je skupno število preiskovanih kršitev večje ali enako številu obravnavanih primerov. Ista slika prikazuje še vrsto kršitev, ki so predmet preiskav tujih nacionalnih regulatorjev, agencija pa pri tem nudi strokovno pomoč.

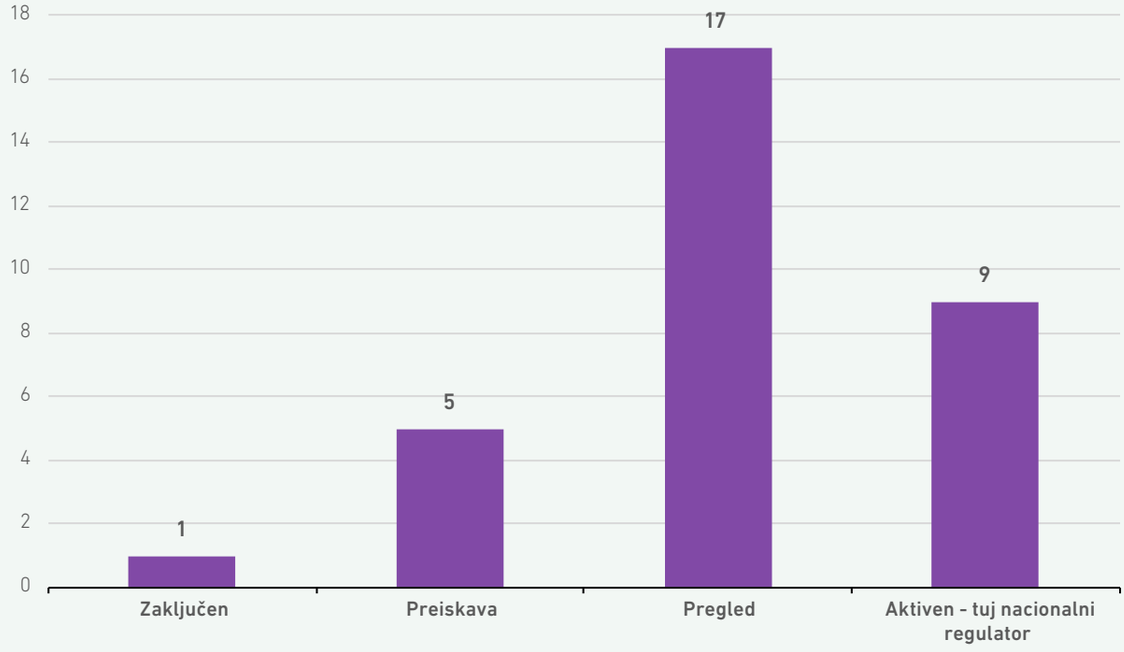
SLIKA 97: ŠTEVILO KRŠITEV PO VRSTAH KRŠITEV, KI SE OČITAJO TRŽNIM UDELEŽENCEM V POSTOPKIH, V KATERE JE VKLJUČENA AGENCIJA



VIR: AGENCIJA

Pregled statusa, v katerem so primeri, je prikazan na sliki 98. Ob enem zaključenem primeru je agencija v letu 2024 vodila pet preiskav, 17 pa jih je bilo v pregledu. Cilj pregleda je globlje razumevanje sumljivih ravnanj z zbiranjem dodatnih informacij. V tej fazi agencija ugotavlja okoliščine, v katerih je prišlo do domnevne kršitve, in sprejme odločitev o tem, ali so podani razlogi za sum storitve prepovedanih ravnanj. Če so razlogi zadostni, agencija uvede preiskavo. V devetih primerih, v katerih agencija nudi strokovno pomoč, so postopki vsaj v fazi pregleda.

SLIKA 98: STATUS PREISKAV



VIR: AGENCIJA

Pet od 22 primerov, ki jih je vodila agencija, je sprožil ACER na podlagi podpisanega sporazuma o sodelovanju. Postopki so se začeli na podlagi prijav sumljivih transakcij oziroma sproženih alarmov nadzornega sistema za odkrivanje manipulacij in zlorab v okviru stalnega spremljanja trga pri ACER. Osebe, ki se v okviru svoje dejavnosti dogovarjajo o transakcijah z veleprodajnimi energetskimi proizvodi, so agenciji neposredno predale 17 primerov. Tem osebam REMIT v 15. členu nalaga, da če upravičeno sumijo, da je bila na veleprodajnem trgu izvedena transakcija, ki pomeni kršitev prepovedi trgovanja na podlagi notranjih informacij ali takšna transakcija predstavlja tržno manipulacijo, o tem nemudoma obvestijo nacionalni regulativni organ. En primer pa je bil sprožen na podlagi samoprijave udeleženca na trgu.

Pri obravnavi vseh primerov agencija tesno sodeluje s tujimi regulativnimi organi v regiji in z ACER, ki skrbi za koordiniran pristop pri reševanju primerov.

S tem celovitim in proaktivnim pristopom agencija prispeva k zagotavljanju preglednosti, poštenosti in stabilnosti evropskega energetskega trga, kar koristi vsem udeležencem trga in spodbuja zaupanje v energetski sistem.

Učinkovitost trga

Evidentiranje zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi

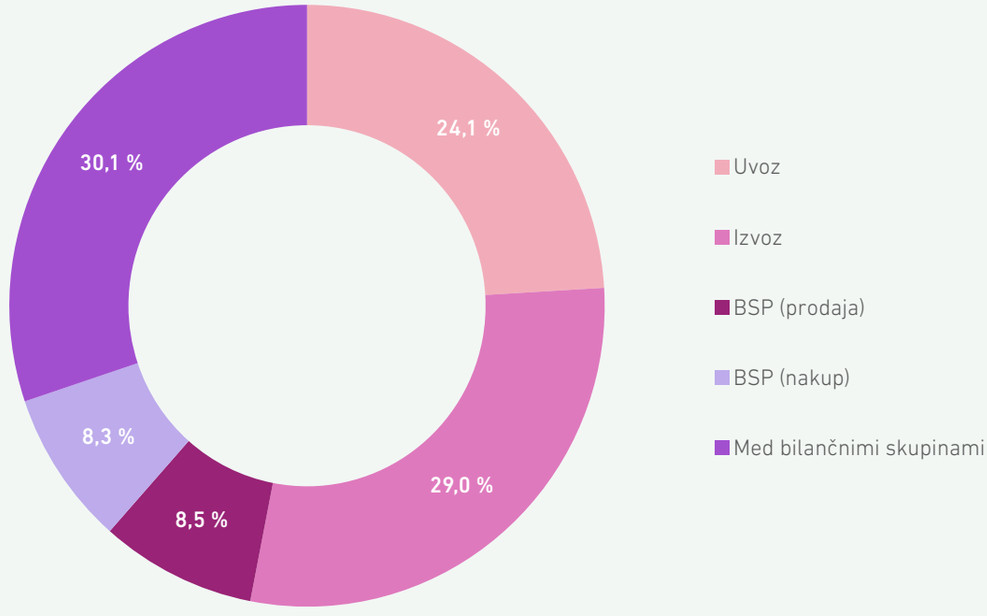
Evidentiranje zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi opravlja operater trga Borzen. So podlaga za izdelavo tržnih načrtov članov bilančne sheme in za izdelavo obratovalnega voznega reda operaterja prenosnega sistema, po dobavi pa za izračun bilančnega odstopanja nosilcev bilančnih skupin.

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 2024 evidentiral 114.238 zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi s skupno količino 76.627.298 MWh. Glede na leto pred tem je bilo skupno število evidentiranih zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi v letu 2024 višje za 12 %, obseg trgovanja pa se je povečal za 7,6 %.

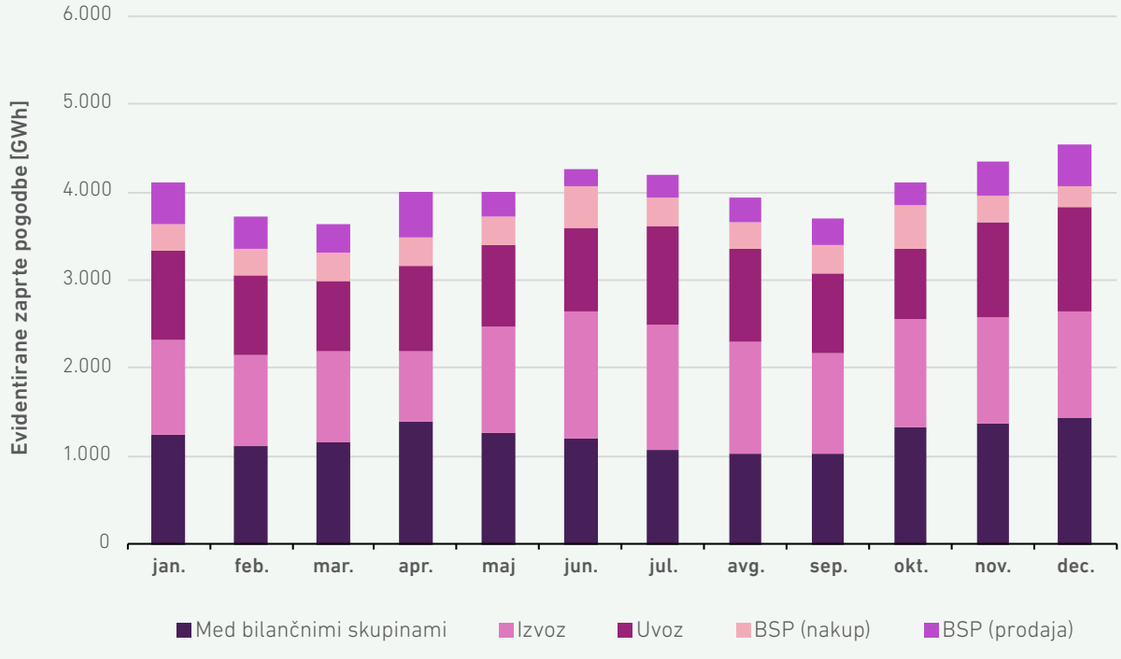
Količina električne energije, ki je bila prodana oziroma kupljena v letu 2024 z zaprtimi pogodbami, znaša 48.528.972 MWh. Ta količina je bila glede na leto 2023, ko je skupna količina zaprtih pogodb znašala 44.380.977 MWh, večja za 9,4 %. Skupna količina zaprtih pogodb se je povečala zaradi večjega obsega trgovanja na mejah regulacijskega območja. Prav tako se je povečala skupna količina zaprtih pogodb znotraj Slovenije v primerjavi z letom 2023, zmanjšal se je le obseg trgovanja med člani bilančne sheme.

SLIKA 99: STRUKTURA VOLUMNA EVIDENTIRANIH ZAPRTIH POGODB



VIR: BORZEN

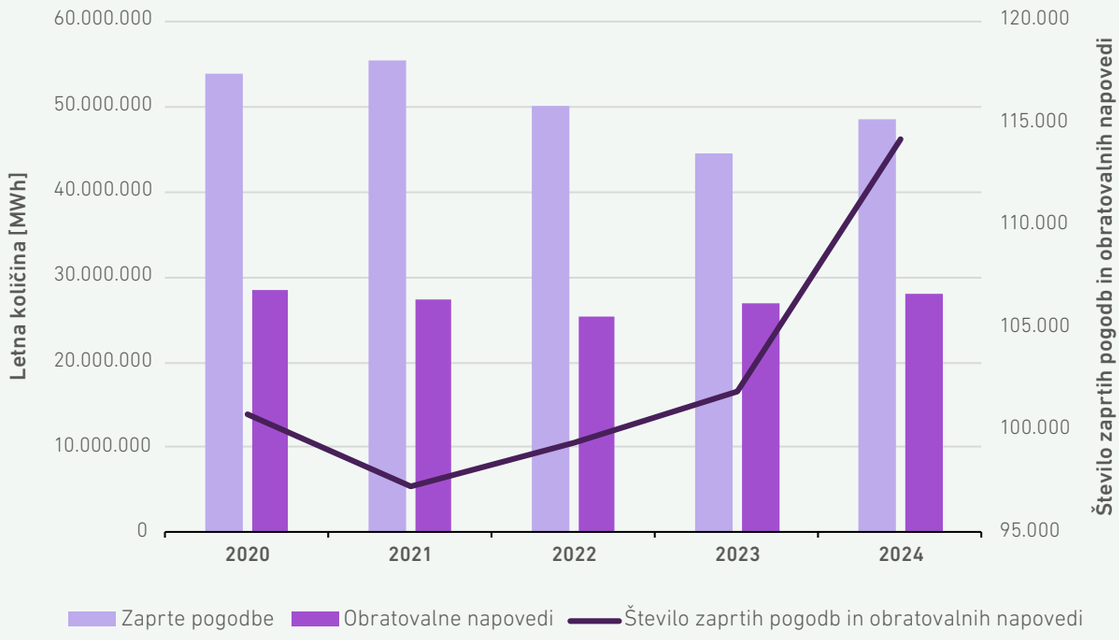
SLIKA 100: KOLIČINE PRODANE OZIROMA KUPLJENE ELEKTRIČNE ENERGIJE PREK ZAPRTIH POGODB



VIR: BORZEN

Slika 101 prikazuje gibanje letne količine evidentiranih zaprtih pogodb, letne količine obratovalnih napovedi in letnega števila teh dveh v petletnem obdobju. Vidimo, da se je količina zaprtih pogodb v letu 2024 v primerjavi z letom 2023 povečala za 9,3 %.

SLIKA 101: LETNA KOLIČINA ZAPRTIH POGODB, OBRATOVALNIH NAPOVEDI IN ŠTEVILA ZAPRTIH POGODB IN OBRATOVALNIH NAPOVEDI V OBDOBJU 2020–2024



VIR: BORZEN

Trgovanje na borzi za dan vnaprej

Trgovanje za dan vnaprej poteka na BSP na način avkcijskega trgovanja. Tržni udeleženci v fazi trgovanja vnašajo v trgovalno aplikacijo standardizirane urne produkte, izračun marginalne cene pa temelji na algoritmu trgovalne aplikacije. To trgovanje je vključeno tudi v večregijsko spajanje trgov, v okviru katerega se dodeljujejo tudi razpoložljive MPZ. Tudi v letu 2024 so bile v spajanje trgov vključene meje slovenskega trgovalnega območja s trgovalnimi območji Italije, Avstrije, Hrvaške in Madžarske. Na obseg trgovanja vplivajo številni dejavniki, najpomembneje količine prostih MPZ.

Pri trgovanju za dan vnaprej je v letu 2024 sodelovalo 21 tržnih udeležencev, kar je za pet več kot leta 2023. Večina udeležencev je bila domačih.

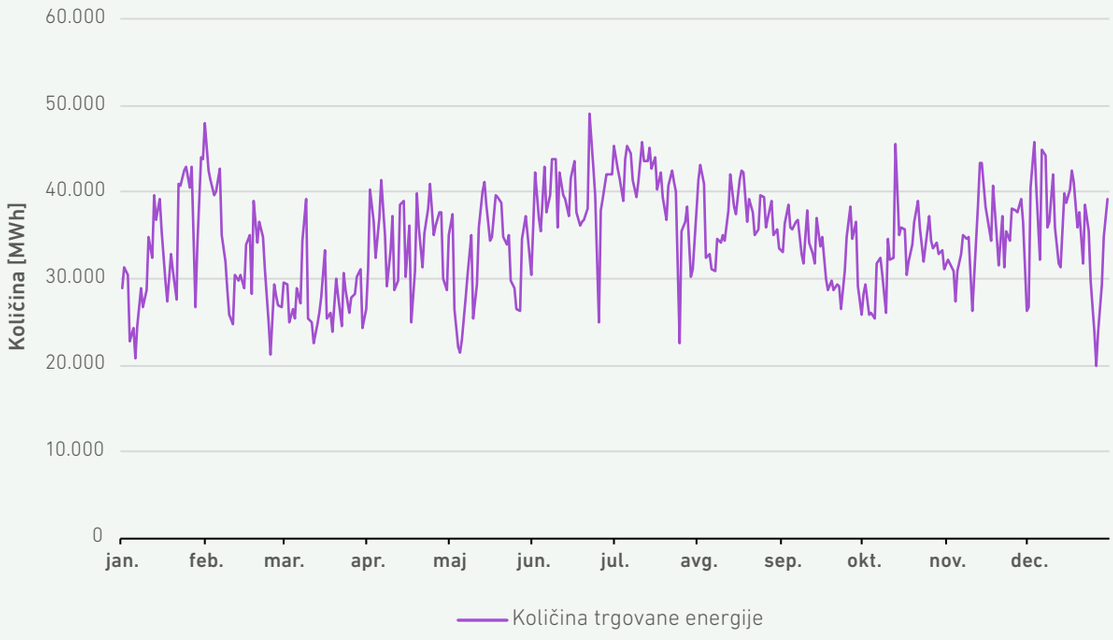
Celoten obseg trgovanja je v letu 2024 na slovenskem trgu za dan vnaprej znašal 12.639 GWh, kar je skoraj za 29 % več kot v letu 2023. Vnesenih je bilo za 8.723 GWh ponudb, od tega 4.559 GWh nakupnih in 4.164 GWh prodajnih ponudb. Obseg vnesenih ponudb se je v primerjavi z letom 2023 močno povečal in sicer za 35 %, predvsem zaradi povišanega obsega prodajnih ponudb. Povprečni dnevni obseg trgovanja je znašal 34.501 MWh, največji dnevni obseg trgovanja pa je znašal 49.105 MWh in je bil dosežen 22. 6. 2024 za dan dobave 23. 6. 2024. Če obseg trgovanja povzamemo še bolj nazorno, lahko rečemo, da se je za posamezno uro v povprečju trgovalo z 1,44 GW moči.

29 % večji obseg trgovanja na slovenskem trgu za dan vnaprej

Krepitev konkurenčnosti slovenskega trga za dan vnaprej

Največji mesečni obseg trgovanja v letu 2024 je bil dosežen julija, in sicer 1.244.598 MWh. Najmanjši mesečni obseg trgovanja je bil dosežen marca in je znašal 861.514 MWh. Izrazite razlike v obsegu trgovanja v prvi polovici leta in v drugi polovici leta ni bilo.

SLIKA 102: KOLIČINA ELEKTRIČNE ENERGIJE, S KATERO SE JE TRGOVALO V LETU 2024



VIR: BSP

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 Madžarsko[51]. Na sprotnem trgu znotraj dneva se trgovanje izvaja 24 ur na dan z urnimi, 15-minutnimi ter blok produkti[52].

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 bolje 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 2024 sodelovalo 12 domačih in osem tujih tržnih udeležencev. Poleg sprotnega trgovanja je tržnim udeležencem omogočeno še avkcijsko trgovanje znotraj dneva v okviru dopolnilnih regionalnih dražb z Italijo.

32 % večji obseg trgovanja na slovenskem borznem trgu znotraj dneva

V letu 2024 se je v primerjavi z letom 2023 za 14 % povečal obseg trgovanja na segmentu sprotnega trgovanja znotraj dneva, na segmentu avkcijskega trgovanja znotraj dneva pa se je povečal za 32 %.

Leta 2024 je skupni obseg sprotnega trgovanja znotraj dneva znašal 1.634 GWh, kar je več kot leto prej, ko je obseg sprotnega trgovanja znašal 1.434 GWh (glej tudi poglavje Cene na sprotnem trgu znotraj dneva). Vnesenih je bilo 6.267 GWh ponudb, od tega 2.887 GWh nakupnih in 3.380 GWh prodajnih ponudb. Obseg vnesenih ponudb na tem borznem segmentu se je v letu 2024 zmanjšal za 6,35 %.

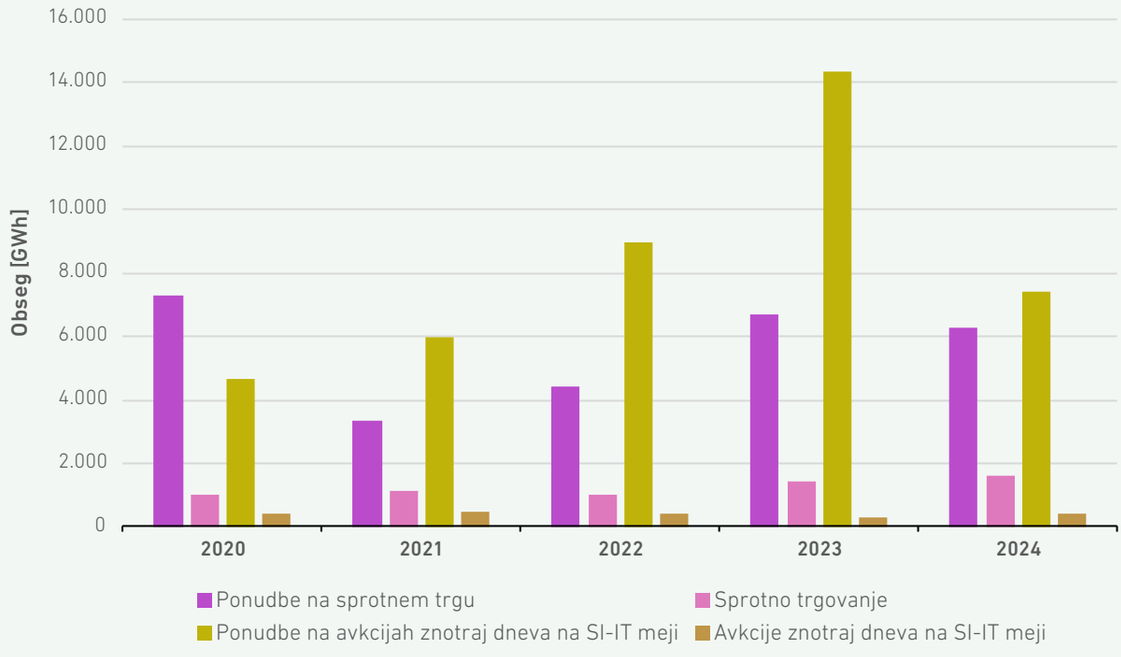
V skupnem obsegu trgovanja znotraj dneva je obseg trgovanja na izravnalnem trgu znašal 76 GWh.

51 Meja z Madžarsko je bila od 7. julija 2022 dodana tudi v trgovanje na ID trgu.
52 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

Obrazložitev, zakaj določene količine pri trgovanju znotraj dneva štejejo kot količine na izravnalnem trgu, je podana v naslednjem poglavju.

V letu 2024 je obseg avkcijskega trgovanja znotraj dneva znašal 430 GWh (implicitne avkcije MI1, MI2, in MI3 na SI-IT meji in IDA[53] avkcije), kar je 32,30 % več kot leto prej, ko je ta znašal 325 GWh. Vnesenih je bilo za 7.440 GWh ponudb, od tega 4.053 GWh nakupnih in 3.387 GWh prodajnih ponudb. Obseg vnesenih ponudb pri avkcijskem trgovanju znotraj dneva se je v primerjavi z letom 2023 skoraj razpolovil.

SLIKA 103: OBSEG TRGOVANJA IN VNESENIH PONUDB NA BORZI ZNOTRAJ DNEVA ZA OBDOBJE 2020–2024



VIR: BSP

Trgovanje na izravnalnem trgu operaterja trga

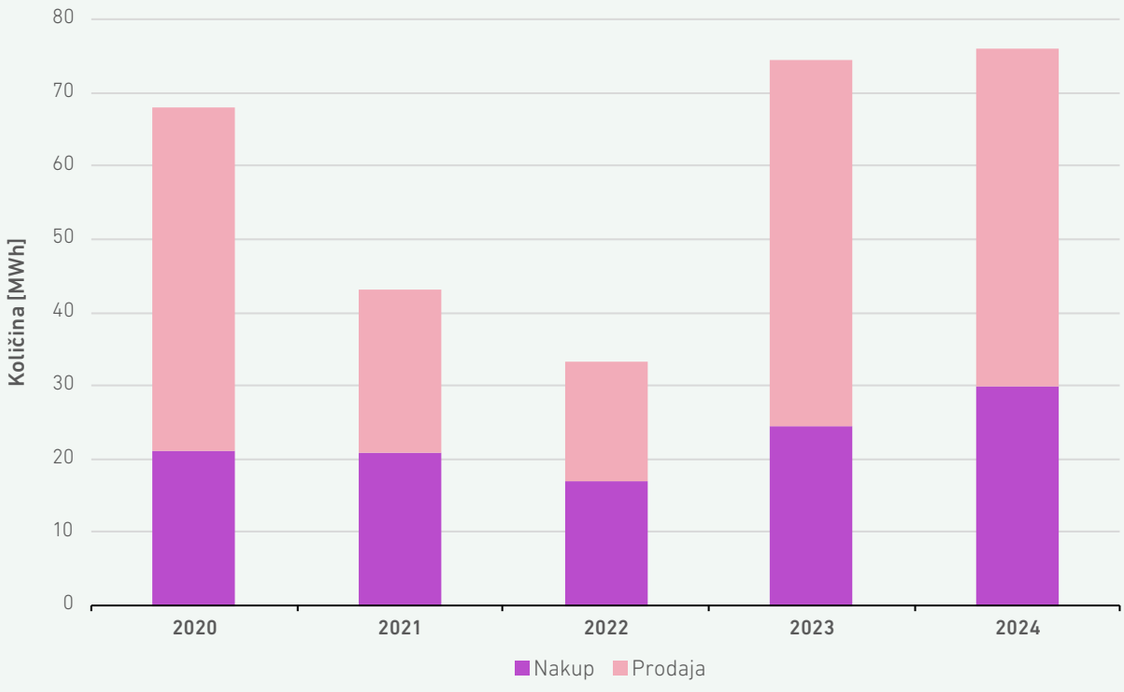
Izravnalni trg v Sloveniji vodi operater trga Borzen. Na izravnalnem trgu lahko operater prenosnega sistema od ponudnikov kupi ali proda izravnalno energijo za izravnavo odstopanj elektroenergetskega sistema. S tem sprošča obsege rezerv za povrnitev frekvence. Pravila za izvajanje izravnalnega trga določajo, 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 ponudbami 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 in je v letu 2024 znašal več kot 98 % (76 GWh), medtem ko je v letu 2023 znašal 96,2 % in letu 2022 kar 99,4 % celotne količine sklenjenih poslov. To pomeni, da operater prenosnega sistema na izravnalnem trgu operaterja trga kupuje oziroma prodaja električno energijo večinoma le še 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 2024 je bilo na izravnalnem trgu operaterja trga sklenjenih 2.290 poslov v skupni količini 76 GWh. Od tega je 30 GWh nakup izravnalne energije, 46 GWh pa prodaje izravnalne energije operaterja prenosnega sistema.

53 IDA so implicitne avkcije znotraj dneva. Po avkciji za dan vnaprej (DA) sledijo čez dan še tri IDA avkcije.

Po obdobju konstantnega upada števila in količin sklenjenih poslov na platformi operaterja trga med letoma 2020 in 2022 je leta 2023 prišlo do preobrata, ki ga lahko pripišemo predvsem višjim negativnim in pozitivnim odstopanjem bilančnih skupin v letu 2023 ter posledično povečanju aktivacije operaterja prenosnega sistema pri vseh vrstah aktivacij – vključno s platformo operaterja trga za izravnalno energijo. Količina in število sklenjenih poslov se tudi v letu 2024 v primerjavi letom 2023 nista bistveno spremenila. Količina sklenjenih poslov se je povečala za 2,2 %, število poslov pa se je zmanjšalo za 6,6 %.

Največ poslov je bilo sklenjenih z urnimi produkti s skupno količino 69,2 GWh električne energije. S 1.642 sklenjenimi posli so bili urni produkti tudi najbolj trgovan produkt na izravnalnem trgu.

SLIKA 104: KOLIČINA TRGOVANJA VSEH PRODUKTOV NA IZRAVNALNEM TRGU OPERATERJA TRGA V OBDOBJU 2020–2024



VIRA: BORZEN, BSP

Izravnalni trg operaterja trga je v letu 2024 obsegal 9,8 %[54] celotne izravnave sistema, kar je za 0,7 odstotne točke nižja raven kot v letu 2023, ko je delež izravnalnega trga v celotni izravnavi sistema znašal 10,5 %. Poleg operaterja prenosnega sistema je pri trgovanju sodelovalo še devet od skupno 33 članov, ki sodelujejo v platformi operaterja trga, kar je za pet več kot v letu 2023. Skupno število članov se je povečalo za ena, in sicer z 32 na 33 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 dražb 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

54 Delež od seštevka količin RVF, aRPF, rRPF, RN, IGCC in FSkar

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.

V letu 2024 sta energijske ponudbe za izravnalno energijo aRPF vnašala le dva ponudnika, za izravnalno energijo rRPF pa šest kvalificiranih ponudnikov storitve izravnave. Koncentracija na trgu sistemskih storitev je posledično zelo velika, konkurenčnost in likvidnost trga pa sta nizki. V trgovalni platformi za izravnalno energijo aRPF je v letu 2024 količina vnesenih ponudb za pozitivno smer izravnave znašala 524,2 GWh, za negativno pa 520,5 GWh. Aktivirane je bilo 53,6 GWh za pozitivno smer in 61,4 GWh za negativno smer. Za izravnalno energijo rRPF+ so bile vnesene ponudbe v obsegu 1.709,5 GWh, za izravnalno energijo rRPF– pa 436,9 GWh. Od teh količin pa je bilo aktiviranih 497,0 MWh za pozitivno smer in 162,0 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 zagotovo vnesene vsaj v vseh mesecih drugega polletja[55], a predstavljajo le do 0,2 % vseh količin ponudb v omenjenih mesecih. Za izravnalno energijo rRPF so prostovoljne ponudbe bile podane v vseh mesecih v letu in za pozitivno izravnavo predstavljajo okoli 2,4 % vseh ponujenih količin, medtem ko za negativno izravnavo predstavljajo okoli 3,7 % vseh ponujenih količin. Odstotek prostih ponujenih količin se je od prehodnega leta, ko je skupno znašal le do 0,005 % vseh ponujenih količin, povečal.

Raven konkurenčnosti na trgu sistemskih storitev aRPF in rRPF ostaja nespremenjena in je zelo nizka

SLIKA 105: REALIZIRANE KOLIČINE aRPF IN rRPF

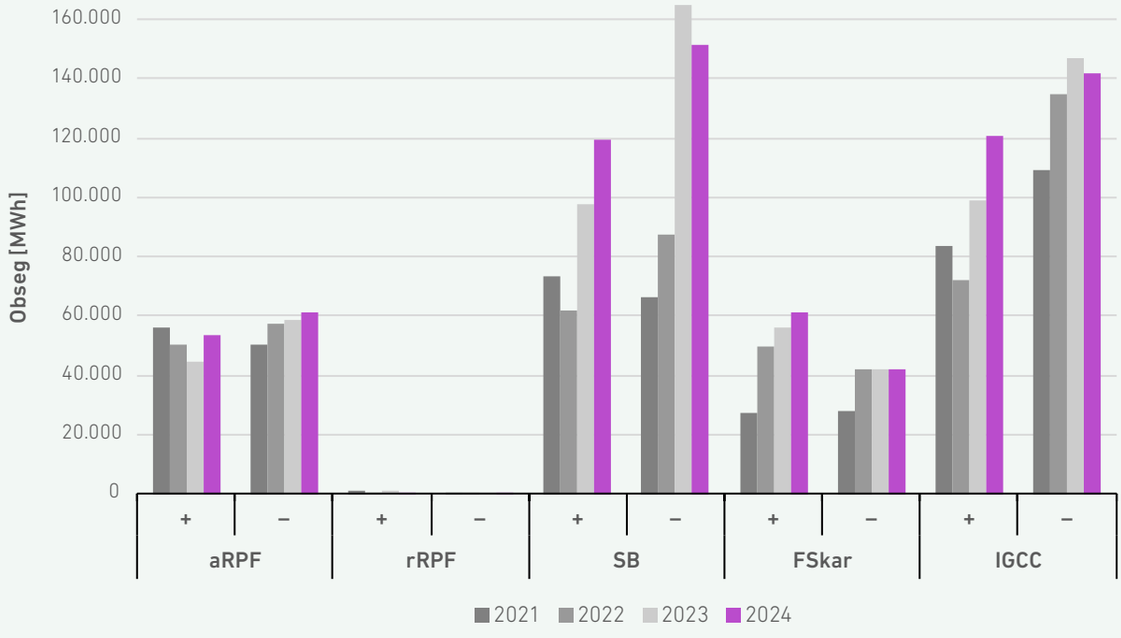


VIR: ELES

55 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 nudenju storitev, kar posledično zniža mesečno vsoto ponujenih količin.

Pri izvajanju aRPF angažirane količine 53,6 GWh pozitivne in 61,35 GWh negativne energije pomenijo, da je ELES v letu 2024 angažiral več pozitivne in več negativne energije kot v letu 2023, ko je angažiral 44,53 GWh pozitivne in 58,8 GWh negativne energije. Podobno kot pri netiranju odstopanj je tudi pri storitvi aPPF že tretjo leto zapored prevladovala nekoliko večja potreba po regulaciji v negativni kot v pozitivni smeri. Tako je v letu 2024 ELES za odpravo pozitivnih odstopanj v okviru sodelovanja v IGCC izvozil 142 GWh, s čimer je zmanjšal potrebo po angažiranju negativne energije aPPF, medtem ko je za odpravo negativnih odstopanj uvozil 120,822 GWh, za kolikor je tudi zmanjšal potrebo po angažiranju pozitivne energije aPPF. 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.

SLIKA 106: KOLIČINA AKTIVIRANE POZITIVNE IN NEGATIVNE ENERGIJE PO STORITVAH V OBDOBJU 2021–2024



VIR: ELES

V okviru izvajanja rPPF je v letu 2024 bilo angažirane 497,0 MWh pozitivne energije, kar je manj kot leto prej, ko je ELES angažiral 799 MWh pozitivne energije. Na drugi strani pa je ELES pri domačih ponudnikih v letu 2024 angažiral 162,0 MWh energije rRPF–, kar je 1 MWh manj kot v predhodnem letu. Večinski del (128 MWh) energije rRPF– je bil aktiviran pri slovenskih ponudnikih, v avgustu pa je bil v okviru VTL[56] energijskih izmenjav aktiviran tuji operater prenosnega sistema NOS BIH, in sicer v obsegu 34 MWh.

Skupaj je v letu 2024 bilo 41 aktivacij rRPF, in sicer 25 v pozitivni in 16 v negativni smeri, kar je več kot v letu 2023, ko je bilo skupaj deset aktivacij ročne rezerve za povrnitev frekvence.

ELES je v letu 2024 del energije za izravnavo odstopanj nabavil tudi na izravnalnem trgu operaterja trga, del pa je je moral zagotoviti za izravnavo nenamernih odstopanj elektroenergetskega sistema (FSkar). V okviru nenameravanih izmenjav energije (obračun FSkar) je bilo v letu 2023 izmenjanih 61,5 GWh pozitivne in 42,0 GWh negativne energije.

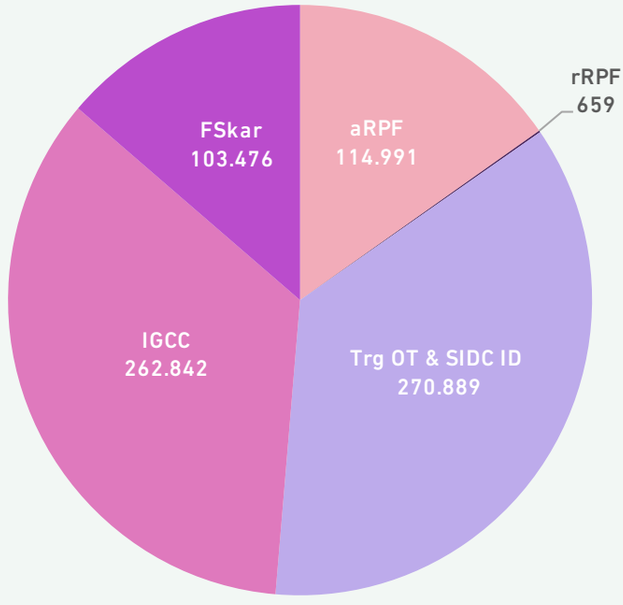
Na trgu znotraj dneva, ki zajema izravnalni trg operaterja trga in sprotni trg znotraj dneva, je ELES angažiral 119,5 GWh pozitivne in 151,4 GWh negativne energije.

Slika 107 prikazuje razdelitev angažiranih absolutnih količin (vsota absolutnih negativne in pozitivne izravnalne energije) po vrstah storitev. V letu 2024 je moč opaziti še vedno visoko trgovanja za potrebe izravnave na sprotnem trgu znotraj dneva, kar pomeni kar 36,0 % absolutne vrednosti angažiranih količin izravnalne energije. Prav tako je razviden predvsem velik pomen, ki jo slovenskemu elektro-

56 angl. »Virtual Tie Line« je mehanizem, ki se uporablja za virtualno dodelitev proizvodne enote drugemu območju LFC (angl. Load-Frequency Control area), v katerem proizvodna enota ni bila fizično povezana.

energetskemu sistemu prinaša izravnava odstopanj s sosednjimi operaterji prenosnih sistemov in znaša 34,9 % absolutne vrednosti angažiranih količin izravnalne energije. Najmanjši odstotek pričakovano predstavlja terciarna aktivacija, in sicer 0,1 % absolutne vrednosti angažiranih količin izravnalne energije.

SLIKA 107: ABSOLUTNE VREDNOSTI ANGAŽIRANIH KOLIČIN IZRAVNALNE ENERGIJE V MWh



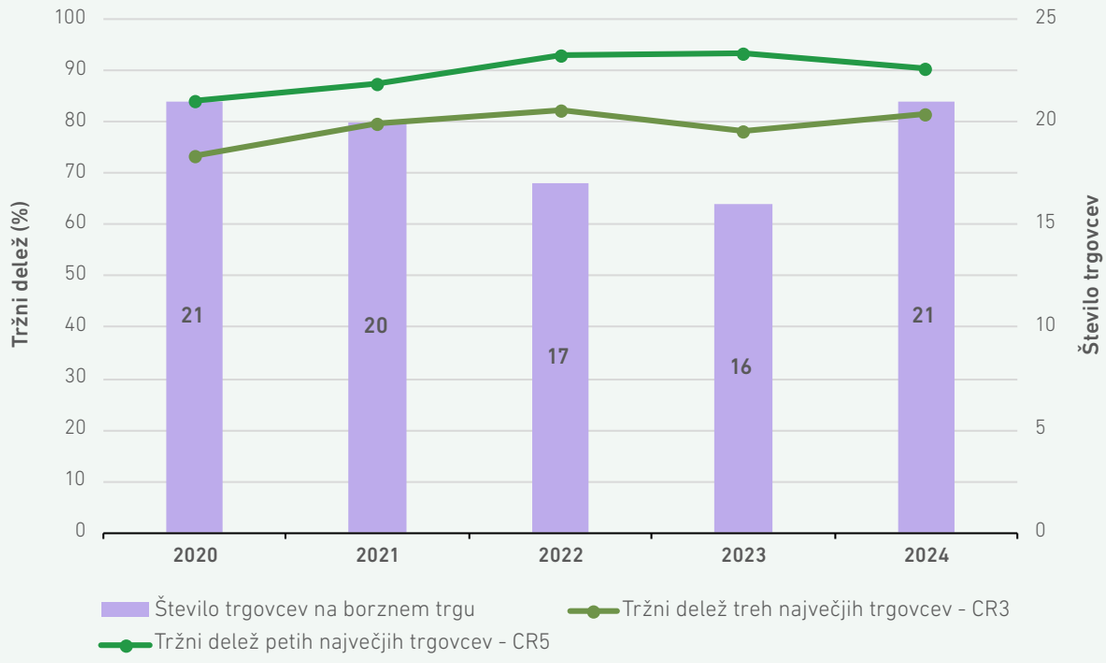
VIR: ELES

Koncentracija na borznem trgu

V letu 2024 je na domači borzi BSP na trgu za dan vnaprej trgovalo 21 domačih in tujih družb, kar je pet več kot konec leta 2023. Število trgovcev se je v zadnjih letih nenehno zmanjševalo, v letu 2024 pa je število trgovcev ponovno primerljivo z letom 2020. Skupni tržni delež največjih treh trgovcev (CR3) kot kazalnik stopnje koncentracije je v letu 2024 znašal 81,5 % in se je v primerjavi z letom 2023 povečal za 3,2 %. Skupni tržni delež petih trgovcev (CR5) je znašal 90,5 % in se je v primerjavi z letom 2023, ko je znašal 93,2 %, zmanjšal.

Indeks koncentracije HHI se je glede na leto 2023 sicer zmanjšal za kar 639 in znaša 2.814, kar kaže na visoko koncentracijo na veleprodajnem trgu.

SLIKA 108: TRŽNI DELEŽ IN ŠTEVILO TRGOVCEV NA SLOVENSKI BORZI GLEDE NA TRGOVANO KOLIČINO



VIR: BSP

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 odjemalcu[57]. Gibanje indeksa v opazovanem petletnem obdobju prikazuje slika 109.

Vrednost indeksa »Churn ratio« v Sloveniji je v letu 2024 znašala 2,72, kar sicer predstavlja rahel porast glede na leto 2023, vendar še vedno ostaja pod mednarodno priznanim pragom 3, ki je mejna vrednost kazalnika za doseganje zadovoljive likvidnosti slovenskega veleprodajnega trga z električno energijo[58].

Veleprodajni trg je v primerjavi z drugimi evropskimi trgi po obsegu manjši, na njem še vedno nastopa sorazmerno veliko število aktivnih udeležencev. Ti so tako domači kot tuji, veliki in majhni, kar kaže na odprtost slovenskega trga za vstop novih udeležencev. Tržne razmere, ki oblikujejo cene, se kot na tujih trgih podobno preslikujejo tudi na cene produktov na slovenskem trgu.

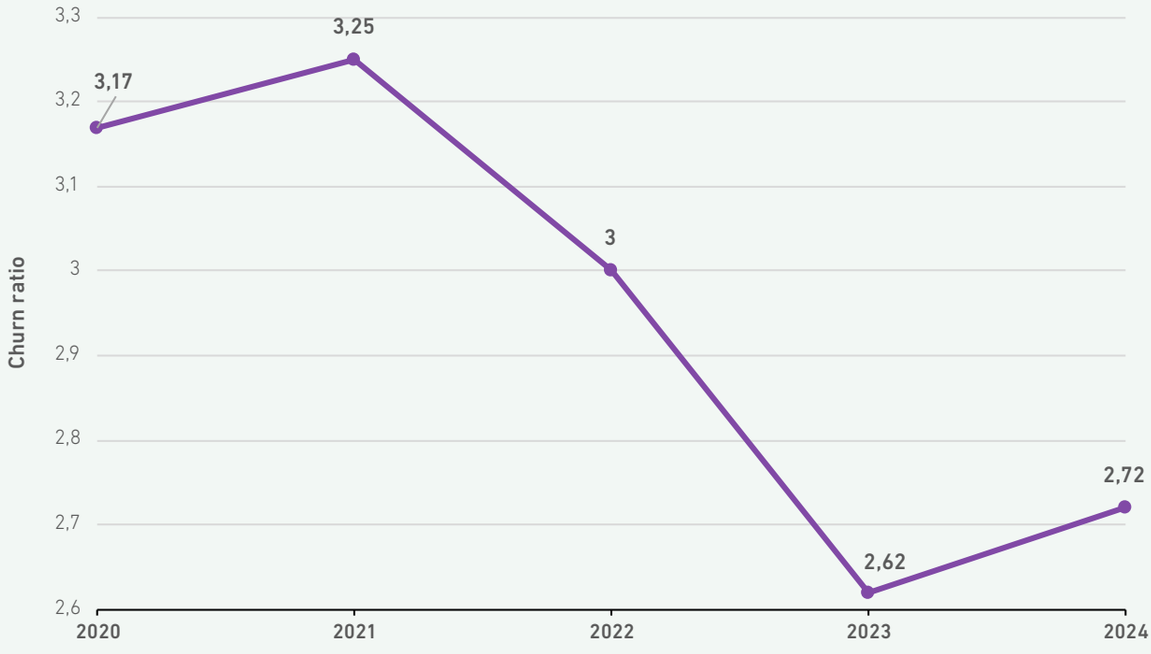
Likvidnost veleprodajnega trga ostaja že drugo leto pod teoretično mejo zadovoljive razvitosti

Vsekakor pa znižanje »Churn ratio« pod mejno vrednost pomeni, da na slovenskem trgu udeleženci tudi v letu 2024 niso sklepali po obsegu primerljivega števila poslov kot udeleženci na likvidnih tujih trgih.

57 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.

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

SLIKA 109: TREND GIBANJA INDEKSA »CHURN RATIO« PO LETIH V OBDOBJU 2020–2024



VIRA: AGENCIJA, BORZEN

ŠTUDIJA PRIMERA
Dolgoročne pogodbe o nakupu električne energije iz OVE

Power Purchase Agreements (PPA) oziroma dolgoročne pogodbe o nakupu električne energije iz obnovljivih virov so pogodbeni instrument, ki omogoča neposredno prodajo električne energije med proizvajalcem in odjemalcem, ki je lahko fizična ali pravna oseba. Osnovni namen PPA je zagotavljanje dolgoročne stabilnosti cen, zmanjšanje izpostavljenost tržnim tveganjem in omogočanje financiranja projektov OVE brez neposredne podpore države. PPA s tem prispevajo k tržno orientiranemu razvoju OVE in povečujejo udeležbo zasebnih akterjev pri doseganju podnebno-energetskih ciljev EU. V skladu z Uredbo (EU) 2019/943 in še posebej v luči izboljšanja zasnove evropskega trga z električno energijo[59] je vloga PPA poudarjena kot orodje, ki krepi naložbene signale za OVE in ščiti odjemalce pred volatilnostjo trga.

PPA predstavlja pogodbo o nakupu električne energije, v kateri so opredeljeni vnaprej določena ali določljiva cena, pričakovana količina ter dinamika proizvodnje električne energije in trajanje pogodbe. Pogodba lahko vključuje tudi podatke o vrsti obnovljivega vira ter določbe o ukrepih v primeru neplačevanja s strani odjemalca. V praksi obstaja širok spekter modelov PPA, ki se razlikujejo glede na trajanje, cenovne formule, vrsto energije in strukturo pogodbenih strani. V zadnjih letih je zaznati porast zanimanja za PPA z vidika večjih korporacij, ki sledijo ciljem razogljičenja svojih nabavnih verig. Čeprav se definicije PPA najpogosteje nanašajo na dolgoročne pogodbe za nakup električne energije iz obnovljivih virov, v praksi na trgu zasledimo tudi produkte, ki temeljijo na prodaji električne energije iz jedrske energije. Ti se označujejo kot »nPPA« (angl. »nuclear PPA«, v nadaljevanju nPPA)[60] in po svojih značilnostih ustrezajo tipičnim PPA (npr. vnaprej določena, tj. določljiva cena, dolgoročnost, neposredno pogodbeno razmerje med proizvajalcem in odjemalcem).

Čeprav PPA omogočajo dolgoročno cenovno stabilnost, spodbujajo zasebne naložbe in zmanjšujejo odvisnost od neposrednih podpornih mehanizmov, njihovo širšo uveljavitev omejujejo številne pravne, finančne in tržne ovire. Ugotovitve ACER[61] so, da pomanjkanje standardizirane oblike pogodbe ni glavni izziv pri sklepanju PPA, ampak da večje omejitve predstavljajo regulativne in administrativne ovire, pomanjkanje dostopa do financiranja, kreditna nesposobnost manjših odjemalcev ter omejena ponudba novih projektov OVE. Poleg tega je eden izmed ključnih izzivov tudi potreba po povečanju pravnega znanja in razumevanja kompleksnosti PPA med tržnimi udeleženci.

V Sloveniji se zakonodajni okvir za PPA postopoma oblikuje. Osnutek novega Zakona o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije (ZSROVE-1) predvideva dva ključna instrumenta: sistematično odpravo regulativnih in administrativnih ovir (69. člen) ter vzpostavitev centralnega registra PPA (43. in 118. člen). Obvezna prijava vseh PPA, daljših od treh let, predstavlja pomemben korak k preglednosti in boljšemu razumevanju razmer na trgu. Pričakovane posodobitve zakonodaje bodo tako v prihodnje omogočile boljši monitoring, analizo tržnih trendov in oblikovanje ciljno usmerjenih podpornih ukrepov za spodbujanje sklenitve PPA, hkrati pa povečale pravno varnost pogodbenih strank. Vzpostavitev registra bo pripomogla k večji preglednosti trga in boljšemu razumevanju dinamike dolgoročnih pogodb v slovenskem energetskem prostoru. Za zdaj neposredni vpogled v število sklenjenih pogodb PPA v Sloveniji ni zagotovljen, iz česar izhajajo omejitve te analize.

Prvi pregled aktivnosti na področju sklepanja PPA v Sloveniji v obdobju 2020–2024 je bil opravljen s strani agencije z namenom pridobiti vpogled v to, kako aktivni so dobavitelji električne energije na tem področju. Čeprav zakonska definicija PPA določa, da mora biti ena izmed pogodbenih strank proizvajalec električne energije, smo v tej analizi definicijo PPA namenoma razširili. V analizo smo vključili tudi primere, kjer pogodbeni partner ni neposredni upravljavec proizvodne enote, vendar zaradi lastniške ali strateške povezave s proizvajalcem upravlja z energijo iz proizvodnih virov v svojem portfelju. Takšen pristop omogoča podrobnejši vpogled v trg dolgoročnih pogodb za dobavo električne energije, kjer pomembno vlogo igrajo tudi holdingi, krovne energetske družbe ali nosilci portfeljev, ki razpolagajo z energijo iz konkretnih proizvodnih virov in so vključeni v pogodbe, ki po svoji vsebini in namenu iz-

59 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

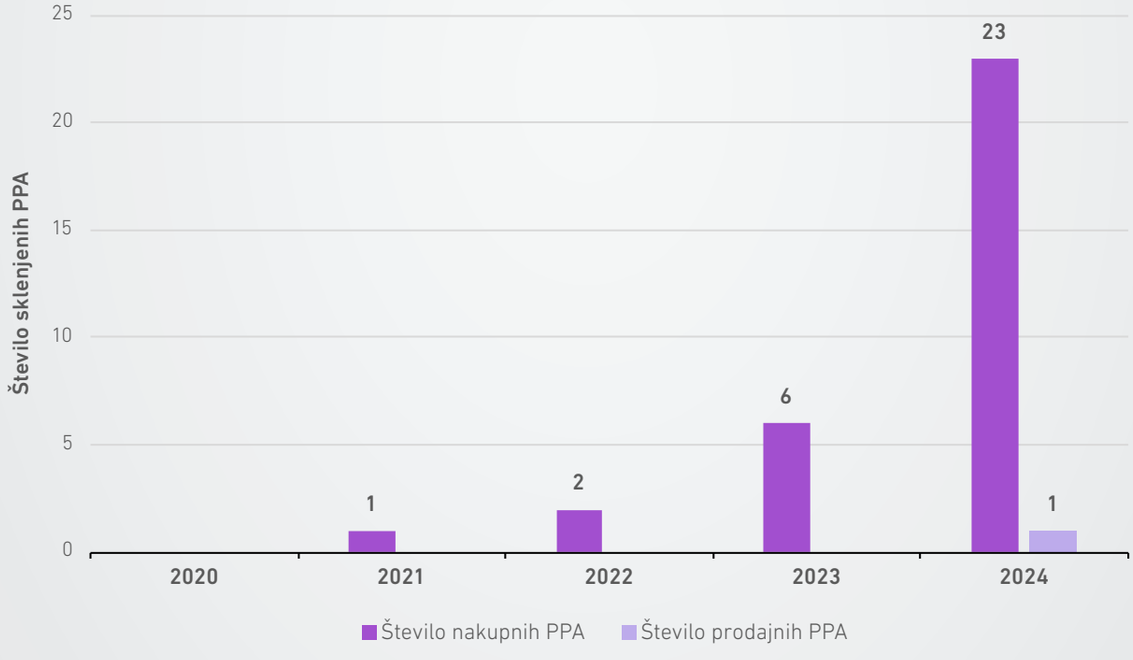
60 Primere tovrstnih pogodb beležimo v ZDA (npr. Google) in v Sloveniji (npr. GEN energija)

61 ACER, Assessment on the need of ACER's voluntary Power Purchase Agreement contract template(s), 15. 10. 2024

polnjujejo ključne značilnosti PPA (trajanje, določljiv vir, cenovni mehanizem, zavezanost k odkupu). Hkrati smo upoštevali dodatne metodološke omejitve, ki izhajajo iz opredelitve obsega analiziranih pogodb. V analizo so bile vključene zgolj pogodbe, ki jih je sklenil tržni udeleženec s sedežem v Republiki Sloveniji. Upoštevane so bile le tiste pogodbe, ki so bile sklenjene dolgoročno in vključujejo vnaprej določene količinske zaveze. Iz pregleda pa so bile izključene pogodbe za manjše proizvodne enote ter pogodbe, sklenjene po načelu »as produced« z nedoločenim trajanjem, saj ne izpolnjujejo meril, določenih v okviru definicije dolgoročnih PPA.

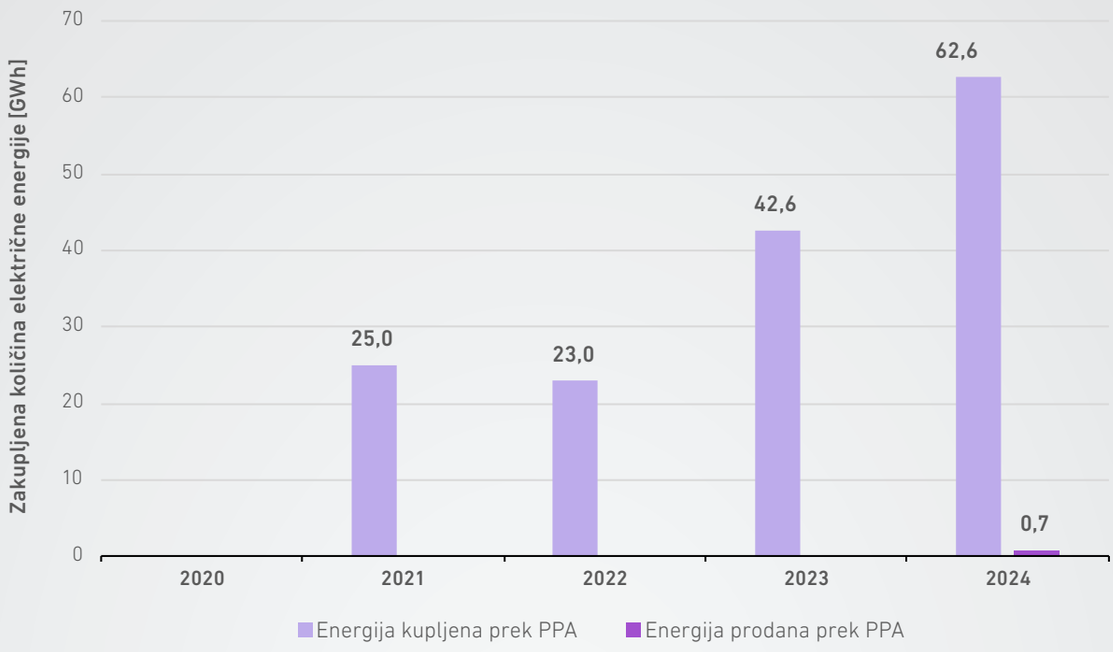
Na podlagi informacij, posredovanih s strani dobaviteljev, je bilo ugotovljeno, da so bile aktivnosti razmeroma omejene, se pa v zadnjem času povečujejo. Od skupno 25 vprašanih podjetij jih je pet poročalo o sklenitvi PPA za nakup električne energije, tri pa o sklenitvi PPA za prodajo. Med temi sta bila identificirana le dva dobavitelja, pri katerih so bili sklenjeni posli tako za nakup kot za prodajo električne energije. Čezmejni PPA v obravnavanem obdobju niso bili sklenjeni, nekateri dobavitelji pa so navedli, da se njihovo sklepanje načrtuje v prihodnje. Štirje dobavitelji so navedli, da sklenjeni PPA vključujejo tudi potrdila o izvoru, trije med njimi pa, da so te prenesene na kupca. Število sklenjenih pogodb ter celotne zakupljene količine električne energije po posameznih letih, ne glede na dejansko leto dobave, podajata slika 110 in slika 111, in iz njiju je razviden naraščajoč trend sklepanja PPA. Vendar pa predstavljeni rezultati ne vključujejo produktov nPPA, saj ti zaradi uporabe jedrske energije kot vira ne izpolnjujejo pogoja o obnovljivem viru, kot ga določa definicija PPA. Ne glede na to so dobavitelji poročali o petih sklenjenih prodajnih nPPA v skupni višini 995,42 GWh, ter dveh nakupnih pogodbah v višini 293,62 GWh, ki pa v vizualizacijah niso zajete.

SLIKA 110: ŠTEVILO SKLENJENIH PPA ZA NAKUP IN PRODAJO ELEKTRIČNE ENERGIJE



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI

SLIKA 111: KOLIČINA ELEKTRIČNE ENERGIJE, SKLENJENIH PPA ZA NAKUP IN PRODAJO ELEKTRIČNE ENERGIJE



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI

Poročana dolžina trajanja PPA za nakup električne energije se giblje v razponu od enega do 25 let, medtem ko so bile poročane pogodbe za prodajo sklenjene za obdobje petih let. Kot vir proizvodnje električne energije so bili najpogosteje navedeni sončni in vetrni viri, ponekod pa tudi jedrska, hidroenergija, biomasa ali kombinacija virov. Večina pogodb je sklenjena za fizično dobavo energenta, zasledimo tudi virtualni PPA ter pogodbo EFET.

Med pogostejšimi oblikami določanja cene v PPA prevladujejo fiksne cene, redkeje so omenjene indeksirane cene ali lastne metodologije. Dodatne pogodbene izbire, ki so bile izkoriščene pri sklepanju PPA, so predvsem pravice do predčasnega odstopa, zavarovanje proti cenovnim nihanjem (angl. hedging) ter možnosti podaljšanja pogodb ali spremembe zakupljenih količin. Kot ključne ovire pri sklepanju PPA dobavitelji navajajo regulativne nejasnosti, omejen interes, neprivlačnost modela PPA ter nejasne postopke, kar kaže na morebitno nezrelost slovenskega trga za tovrstne pogodbe. Dobavitelji pričakujejo da bodo prihodnji PPA v Sloveniji verjetno usmerjeni v sončne elektrarne, pogosto v kombinaciji z baterijami na lokaciji. Želijo si tudi bolj stabilne in predvidljive tržne razmere. Predlogi pričakovanih izboljšav vključujejo tudi jasnejšo zakonodajo, razjasnitev davčnih obveznosti izhajajočih iz PPA ter boljšo dostopnost zanesljivih informacij in tržnih signalov.

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 precejšne spremembe. Na trgu se je zaradi izstopa dobaviteljev (predvsem v obdobju od 2021 do 2022) ter lastniških sprememb pri pomembnejših dobaviteljih električne energije koncentracija na trgu povečala, konkurenčnost pa se je vsaj statistično začela zmanjševati. Na drugi strani je zaradi napredka digitalizacije dostopnost do informacij vse lažja, odjemalci so zaradi energetske krize postali bolj ozaveščeni, na trgu pa so se v letu 2024 pojavili novi ponudniki in številne nove storitve.

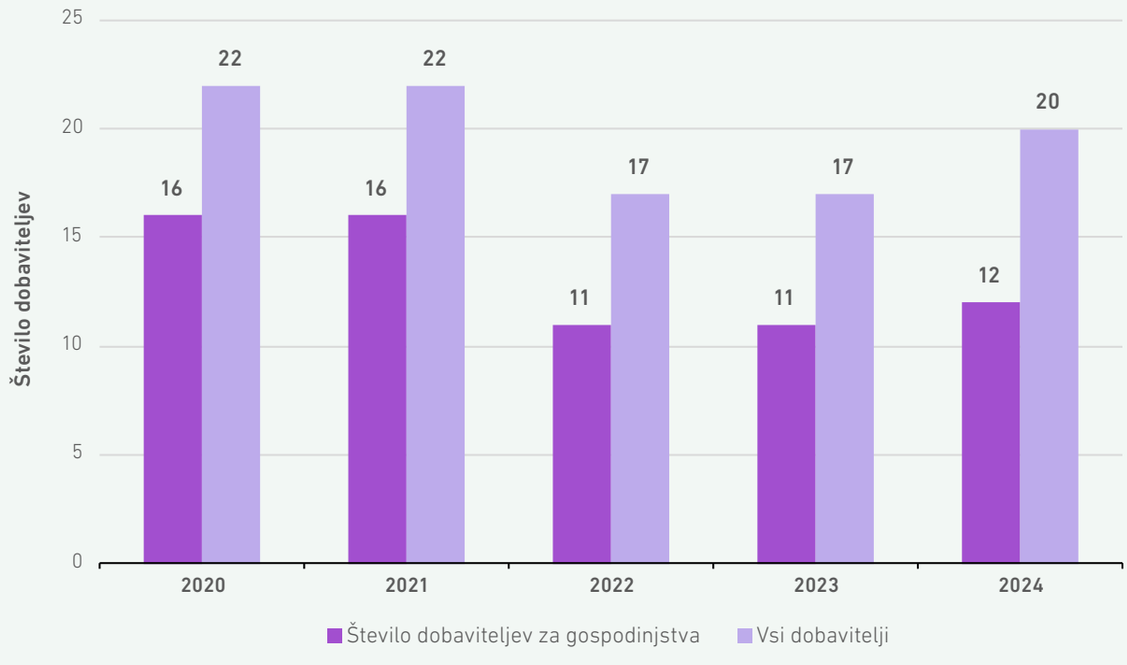
Maloprodajne cene za najmanjše odjemalce se v letu 2024 niso kaj bistveno spreminjale zaradi še zmeraj trajajočih interventnih posegov na maloprodajni trg. Od 1. 1. 2024 do 31. 10. 2024 je vlada določila najvišjo dovoljeno maloprodajno ceno za električno energijo za 90 % dejanske mesečne porabe za vsako tarifo posebej, za preostalih 10 % porabe je veljala cena iz pogodbe o dobavi električne energije. Od 1. 11. 2024 in vse do 28. 2. 2025 je vlada z interventnim ukrepom določila zamejitev najvišje maloprodajne cene električne energije celotne mesečne porabe za vsako tarifo posebej. Obe uredbi sta določali najvišjo dovoljeno maloprodajno ceno električne energije za gospodinjske odjemalce in za porabo v skupnih prostorih večstanovanjskih stavb in skupnih prostorih v mešanih večstanovanjsko-poslovnih stavbah. Zamejitev cen je tudi v letu 2024 bistveno zaznamovala kazalnike, ki jih agencija spremlja v okviru stalnega monitoringa in so predstavljeni v nadaljevanju.

Vstop treh novih dobaviteljev na maloprodajni trg z električno energijo

V letu 2024 so na trg vstopili trije novi dobavitelji, in sicer: FLEXGRID, KOLEKTOR sETup in Bisol Energija. Slednji je od marca 2024 naprej začel dobavljati energijo tudi gospodinjskemu odjemu.

Ob koncu leta je tako bilo na maloprodajnem trgu dejavnih 20 dobaviteljev električne energije, 12 od teh je dobavljalo električno energijo gospodinjskim odjemalcem.

SLIKA 112: GIBANJE ŠTEVILA DOBAVITELJEV NA MALOPRODAJNEM TRGU V SLOVENIJI V OBDOBJU 2020–2024[62]



VIR: AGENCIJA

62 V statistiko dobaviteljev je vključeno število dobaviteljev, ki so dobavljali električno energijo na zadnji koledarski dan posameznega leta.

Poslovni modeli dobaviteljev še naprej ostajajo različni. Nekateri dobavljajo električno energijo samo gospodinjskim odjemalcem, drugi samo poslovnim, večina pa obojim.

Cene

V letu 2024 je Vlada Republike Slovenije sprejela več ukrepov 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 gospodinjske odjemalce in za porabo v skupnih prostorih večstanovanjskih stavb in skupnih prostorih v mešanih večstanovanjsko-poslovnih stavbah. V tabeli 29 je prikazana veljavnost posamezne uredbe:

TABELA 29: 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. 107/23	1. 1. 2024–31. 10. 2024	90 % porabe (10 % po tržni ceni)	0,118	0,082	0,098	Oproščen
Uradni list RS, št. 96/24	1. 11. 2024–28. 2. 2025	100 % porabe	0,084	0,07	0,077	Oproščen

VIRA: UREDBA O DOLOČITVI CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE (URADNI LIST RS, ŠT. 107/23) IN UREDBA O DOLOČITVI CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE (URADNI LIST RS, ŠT. 96/24)

Ukrepa sta izhajala iz različnih temeljnih vzrokov: prvi je bil, kljub stabilizaciji veleprodajnih cen, še vedno povezan s posledicami energetske krize; drugi pa je bil posledica zvišanja končnega zneska oskrbe, predvsem zaradi višjih stroškov omrežnin ob začetku visoke sezone.

Maloprodajni indeks cen za značilne gospodinjske odjemalce

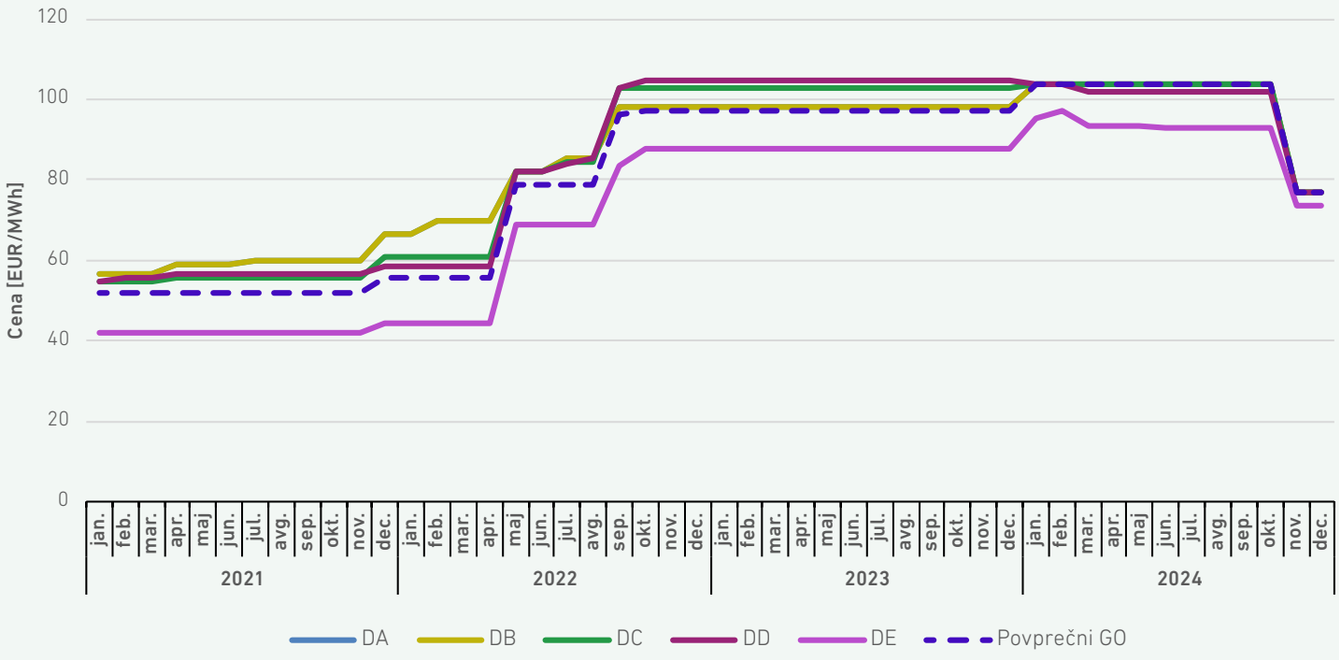
Agencija na podlagi spremljanja maloprodajnega trga za gospodinjske odjemalce določa maloprodajne indekse cen (MPI). MPI temelji na najcenejši ponudbi na maloprodajnem trgu, ki je dostopna vsem gospodinjskim odjemalcem in omogoča odjemalcu menjavo dobavitelja v vsakem času brez pogodbene kazni. MPI torej odraža cenovni potencial zadevnega trga.

Slika 113 prikazuje trend gibanja MPI za standardne porabniške skupine DA, DB, DC, DD, DE[63] in povprečnega slovenskega gospodinjskega odjemalca[64] v Sloveniji v obdobju 2021–2024. Na maloprodajnem trgu ima večina odjemalcev (razen tistih, ki imajo sklenjene pogodbe, ki vsebujejo pogodbene kazni) možnost, da si z menjavo dobavitelja ali produkta (ponudbe) pri trenutnem dobavitelju zagotovi dobavo električne energije s ceno, ki jo odraža MPI.

63 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

64 Profil odjema povprečnega gospodinjskega odjemalca v Sloveniji: obračunska moč 8 kW, letna poraba 1.996 kWh (VT) in 2.100 kWh (MT)

SLIKA 113: MALOPRODAJNI INDEKS CEN V OBDOBJU 2021–2024



VIR: AGENCIJA

S slike 113 je razvidno, da je v času trajanja zamejitve 90 % maloprodajne cene v skladu z uredbo vlade o določitvi cen električne energije MPI v vseh porabniških skupinah dokaj konstanten. Le pri porabniški DCE je v začetku leta prišlo do manjšega poskoka v ceni, ki pa se je nato od marca naprej ustalila. Vrednost MPI za povprečnega GO odjemalca in za porabniško skupino DB se je dvignila na raven porabniških skupin DC in DD. Občuten padec cene je viden v novembru, ko je začela veljati 100-odstotna zamejitev cen električne energije z Uredbo o določitvi cene električne energije[65].

Cene električne energije so bile celo leto delno ali popolno zamejene – do razlike je prihajalo le zaradi različnih dodatkov in pavšalov

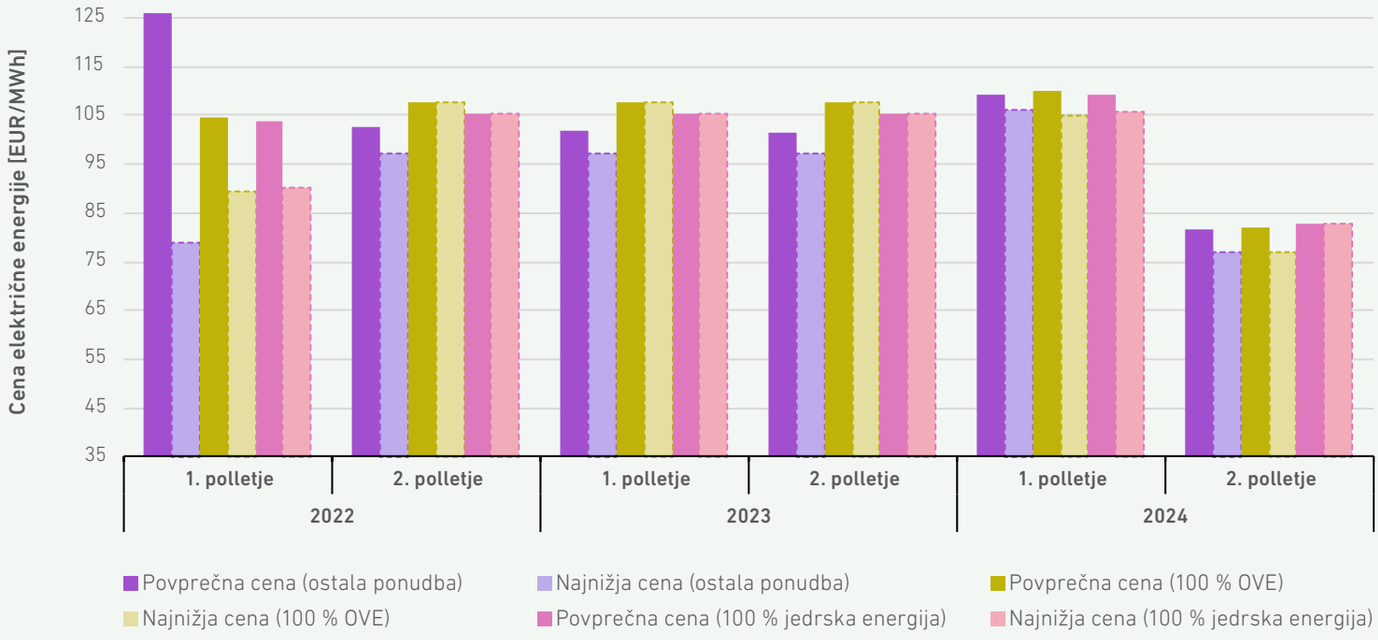
Analiza gibanja cen ponudbe zelene ali nizkoogljične energije

Dobavitelji električne energije odjemalcem v okviru storitev dobave električne energije ponujajo produkte, ki se med drugim razlikujejo po strukturi primarnih proizvodnih virov. Odjemalci lahko izbirajo med ponudbami, za katere je energija v celoti pridobljena iz OVE, med ponudbami, za katere je energija v celoti pridobljena z jedrsko tehnologijo, in ostalimi ponudbami, ki v strukturo proizvodnih virov vključujejo tudi druge vire energije.

Slika 114 prikazuje gibanje povprečnih cen energije[66] 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 2022–2024 za povprečnega gospodinjskega odjemalca[67].

65 Uradni list RS, št. 96/24
66 V ceno energije so vključeni tudi pavšalni stroški poslovanja in drugi dodatki, ki so nekoliko bolj pojavni pri zelenih ponudbah.
67 Profil odjema povprečnega gospodinjskega odjemalca: obračunska moč 8 kW, 1.996 kWh (VT) in 2.100 kWh (MT)

SLIKA 114: GIBANJE CEN PONUDB V SLOVENIJI SESTAVLJENIH IZ 100 % OVE, 100 % JEDRSKE ENERGIJE IN IZ OSTALIH VIROV ENERGIJE ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA V OBDOBJU 2022–2024



VIR: AGENCIJA

Od 1. januarja 2024 do 31. oktobra 2024 je vlada Republike Slovenije z Uredbo o določitvi cen električne energije[68] omejila 90 % cene električne energije za gospodinjske odjemalce. V 1. polletju 2024 so se povprečne cene vseh ponudb gibale okoli 109,5 EUR/MWh, prav tako so si tudi najnižje cene vseh ponudb zelo blizu, in sicer okoli 105,5 EUR/MWh.

Na še nižje cene električne energije v 2. polletju 2024 je vplivala nova Uredba o določitvi cene električne energije[69], ki je veljala od 1. novembra 2024 do 28. februarja 2025, s čimer je vlada Republike Slovenije zamejila 100 % cene električne energije. Povprečna in najnižja cena ponudb, sestavljenih iz 100 % jedrske energije, je enaka in je znašala 82,65 EUR/MWh. Najnižja cena ponudb, sestavljenih iz 100 % OVE, je bila v letu 2024 za 18 % nižja v primerjavi z letom 2023 kot posledica prej navedenega ukrepa Vlade RS.

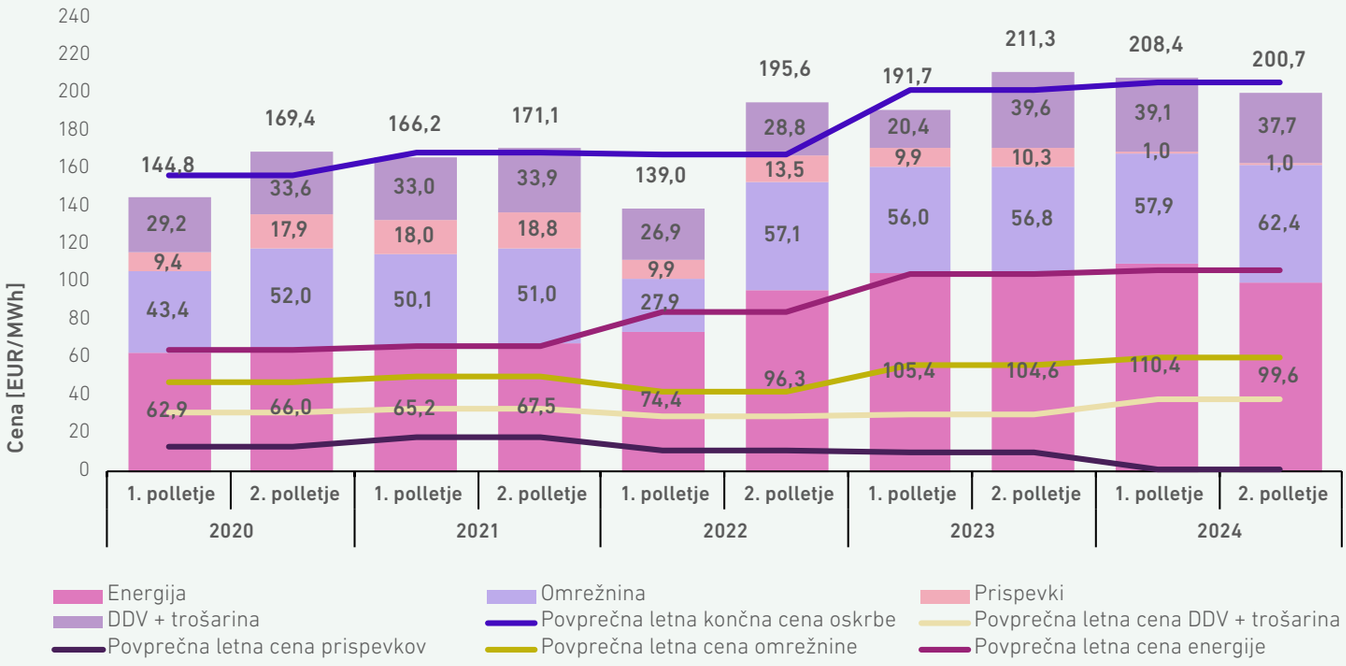
Končne cene električne energije za gospodinjski odjem

V nadaljevanju je prikazana analiza strukture končnih cen oskrbe z električno energijo za gospodinjske odjemalce iz standardne porabniške skupine DC[70]. Končna cena oskrbe z električno energijo za odjemalca je sestavljena iz:

- cene električne energije, ki je bila v letu 2024 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 energetsko učinkovitost (URE) in
  - prispevek za delovanje operaterja trga;
- trošarine na električno energijo in
- davka na dodano vrednost (DDV).

68 Uradni list RS, št. 107/23
69 Uradni list RS, št. 96/24
70 Standardna porabniška skupina DC zajema gospodinjske odjemalce z letnim odjemom med 2.500 in 5.000 kWh.

SLIKA 115:GIBANJE KONČNE CENE OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V SLOVENIJI ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA V OBDOBJU 2020–2024



VIRA: AGENCIJA, SURS[71]

Povprečna letna končna cena se je v letu 2024 zvišala za 2,2 %. Za blaženje energetske krize je v letu 2023 veljala omejitev najvišje cene električne energije za gospodinjske odjemalce, vključno z večstanovanjskimi stavbami. Za leto 2024 je bila regulacija cen električne energije za gospodinjstva podaljšana, vendar le za 90 % porabe, medtem ko so za preostalih 10 % porabe veljale tržne cene. V obdobju od novembra 2024 do februarja 2025 je vlada dodatno omejila cene električne energije za gospodinjstva, tako da so bile regulirane za celotno porabo. Ta ukrep je bil sprejet za omilitev visokih računov za električno energijo v zimski sezoni 2024/2025. Celotno leto 2024 in vse do 30. junija 2025 je veljala oprostitev plačila prispevkov OVE in SPTE za gospodinjske odjemalce.

Povprečna letna cena energije se je zvišala za 1,3 %. Ob tem beležimo še 6,7-odstotno zvišanje omrežnine[72], 27,7 % skupnega zvišanja DDV in trošarine ter 91,0 % nižji prispevek OVE in SPTE, kar je predvsem posledica ukrepov Vlade RS – ukinitev prispevka OVE in s koncem leta 2023 je prenehala veljati nižja trošarina.

2,2-% zvišanje povprečne letne končne cene oskrbe za značilnega gospodinjskega odjemalca

Delež omrežnine v končni ceni oskrbe z električno energijo za značilnega gospodinjskega odjemalca je v letu 2024 znašal 29,4 %, delež energije 51,3 %, delež prispevkov 0,5 %, delež DDV in trošarine pa 18,8 %.

71 SURS – Metodološko pojasnilo: https://www.stat.si/StatWeb/File/DocSysFile/8130

72 Omrežnina se je povečala zaradi sezonske zasnove nove metodologije in medletnega začetka njene uporabe (četrto četrtletje 2024; pri določitvi je upoštevana zgolj ena osmina nižje sezone in polovica višje sezone). Če bi bila nova metodologija v uporabi celo leto 2024, bi se omrežnina za obravnavanega odjemalca znižala.

Končne cene električne energije za poslovni odjem

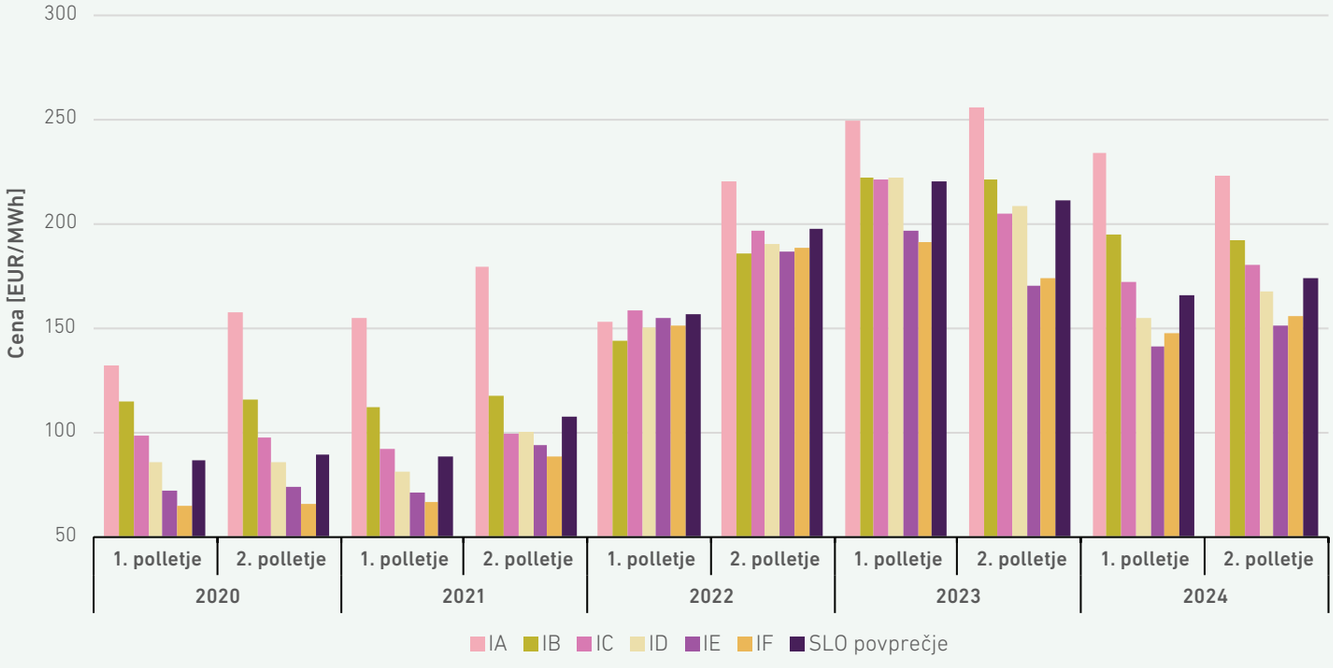
Končna cena oskrbe z električno energijo za povprečen poslovni odjem, ki obsega povprečje cen prve in druge polovice leta brez upoštevanja DDV[73], je v letu 2024 znašala 169,8 EUR/MWh in se je v primerjavi z letom 2023 znižala za 21,4 %[74]. Končne cene oskrbe so se znižale za vse porabniške skupine.

Največje znižanje je bilo za porabniško skupino ID, za katero je bila povprečna letna končna cena oskrbe v 2024 za 25,1 % nižja v primerjavi z letom 2023. Najmanjše znižanje je bilo za najmanjšo porabniško skupino IA, za katero je bila povprečna letna končna cena oskrbe v 2024 za 9,5 % nižja v primerjavi z letom 2023.

21,4-% znižanje končnih cen oskrbe z električno energijo za povprečen poslovni odjem

Gibanje končne cene oskrbe z električno energijo v Sloveniji za značilne poslovne odjemalce po polletjih v letih od 2020 do 2024 in primerjava s povprečno končno ceno oskrbe za poslovni odjem v Sloveniji je prikazano na sliki 116.

SLIKA 116: GIBANJE KONČNE CENE OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V SLOVENIJI ZA ZNAČILNE POSLOVNE ODJEMALCE V OBDOBJU 2020–2024



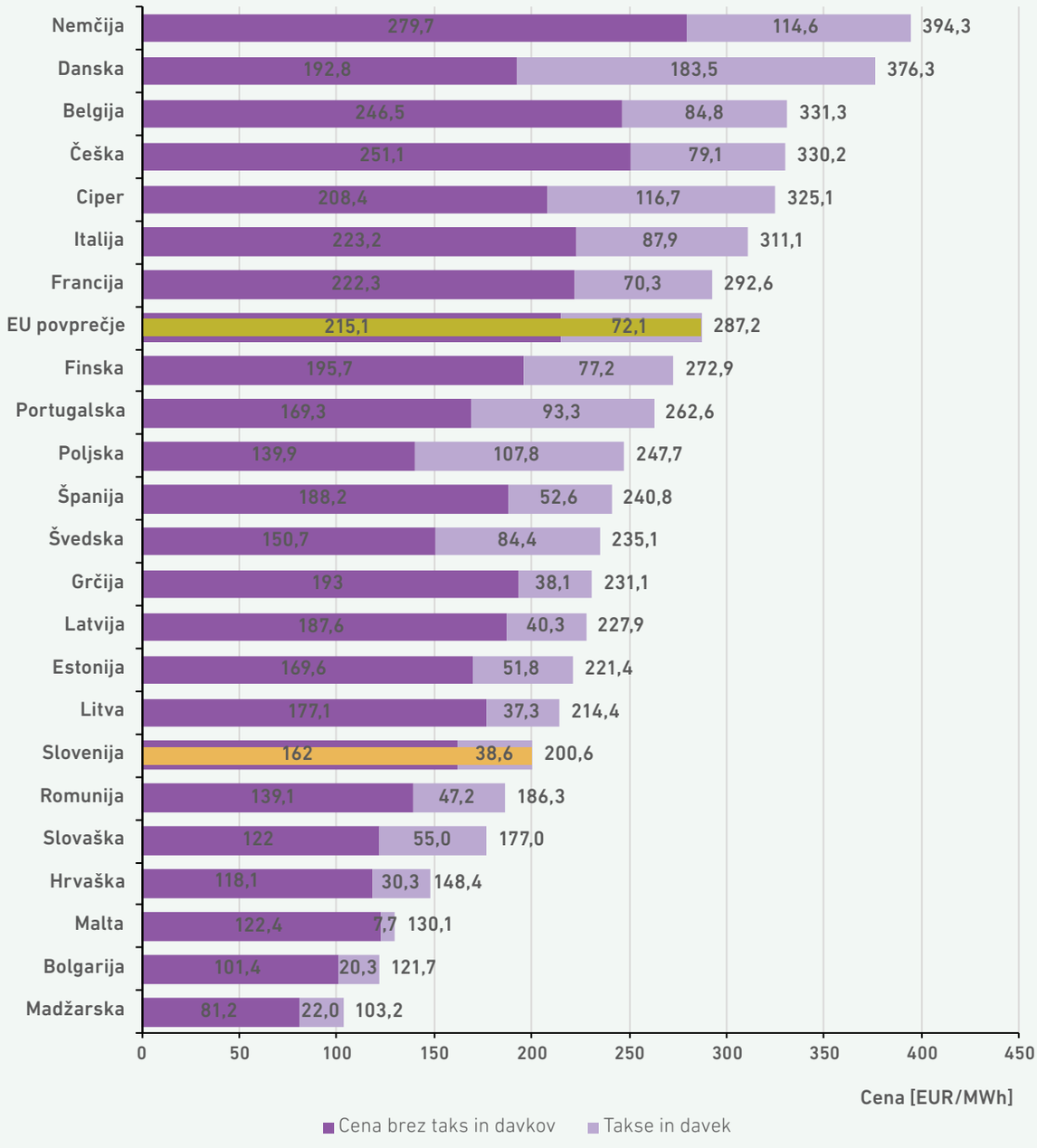
VIR: SURS

Primerjava končnih cen električne energije v državah EU

Slika 117 in slika 118 prikazujeta primerjavo končnih cen oskrbe z električno energijo v državah EU za drugo polovico leta 2024 za značilne gospodinjske 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.

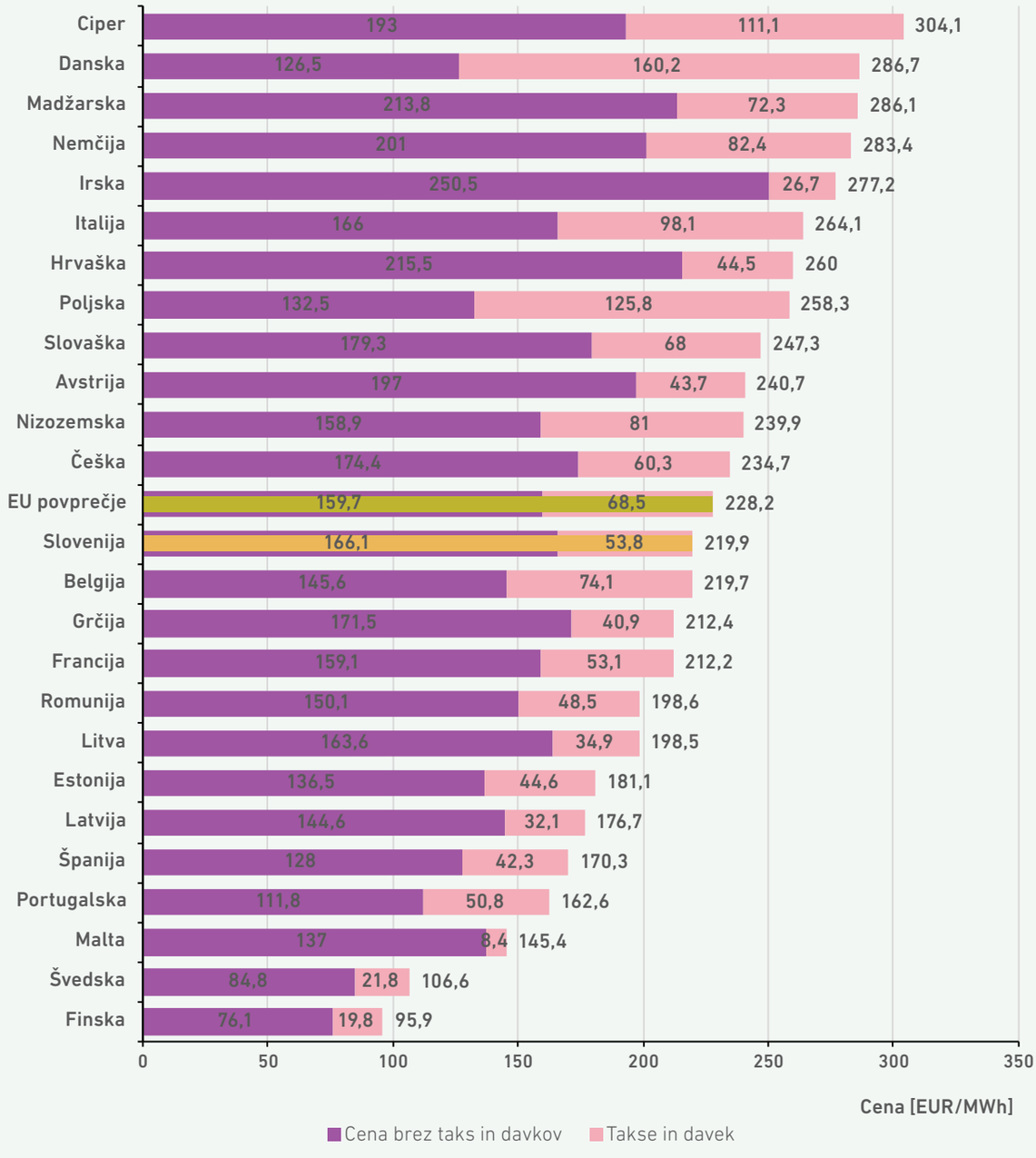
73 DDV ni upoštevan zaradi zagotavljanja primerljivosti z metodologijo Eurostata.
74 Razlika je zaokrožena na eno decimalno mesto.

SLIKA 117: 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 2024 V EUR/MWh



VIR: EUROSTAT

SLIKA 118: PRIMERJAVA KONČNIH CEN OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO ZA ZNAČILNEGA POSLOVNEGA ODJEMALCA Z LETNO PORABO OD 20 MWh DO 500 MWh (IB) V DRŽAVAH EU ZA DRUGO POLOVICO LETA 2024 V EUR/MWh

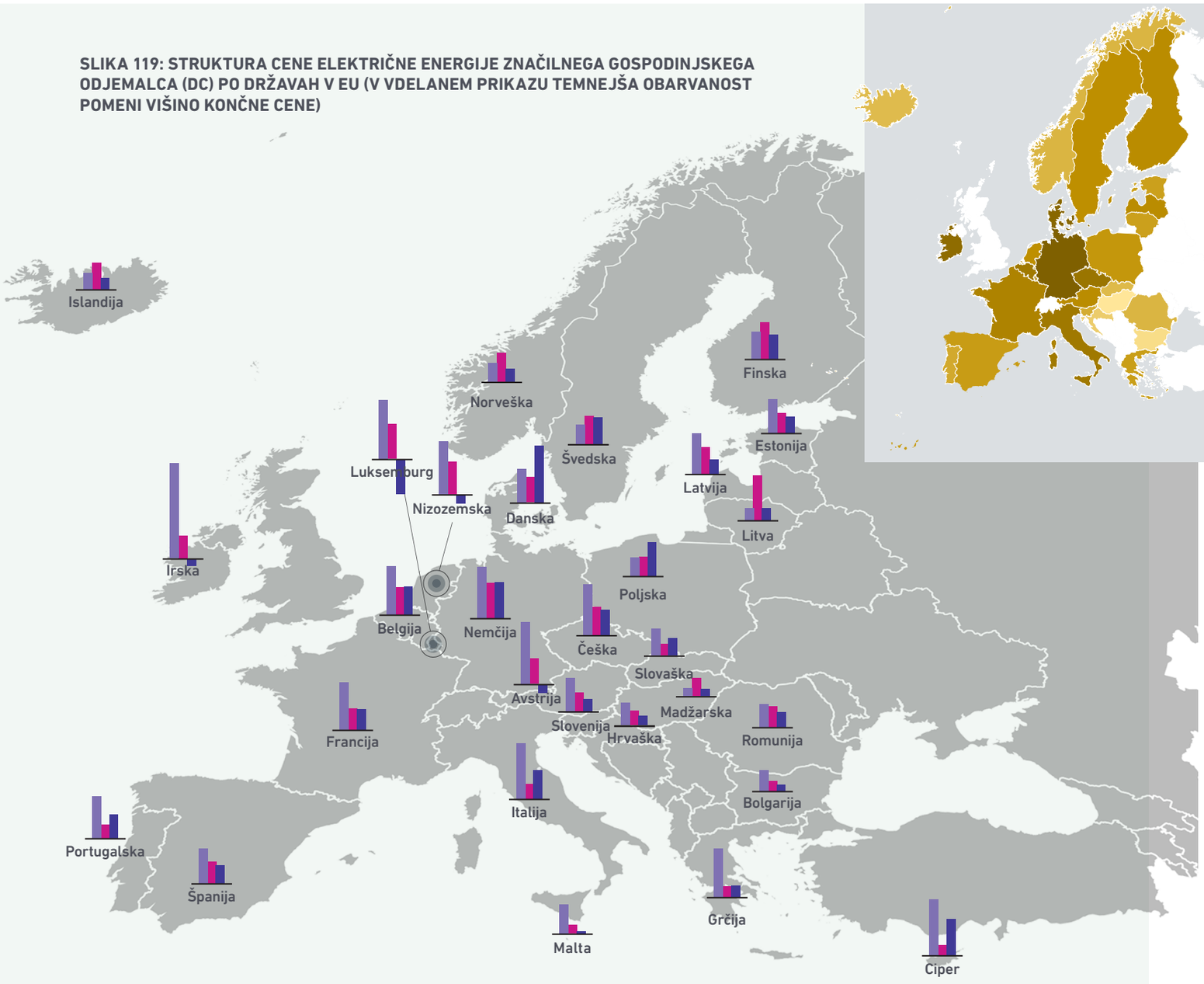


VIR: EUROSTAT

Na notranjem trgu z električno energijo se v večini držav EU maloprodajna cena električne energije oblikuje tržno, v nekaterih državah EU pa je moč zaslediti tudi regulirane maloprodajne cene električne energije. Maloprodajna cena je odvisna od strukture proizvodnih virov in dostopnosti do sosednjih trgov ter tržnih aktivnosti.

Za značilnega gospodinjskega odjemalca v Sloveniji je bila končna cena oskrbe nominalno na ravni, ki je znatno pod povprečjem v EU, prav tako pa tudi nižja kot v Avstriji in Italiji ter višja kot na Hrvaškem in Madžarskem. Končna cena oskrbe z električno energijo za značilnega poslovnega odjemalca v Sloveniji je na nominalni ravni tik pod povprečjem EU. V primerjavi s sosednjimi državami je nižja kot v Avstriji, Italiji ter na Madžarskem in na Hrvaškem.

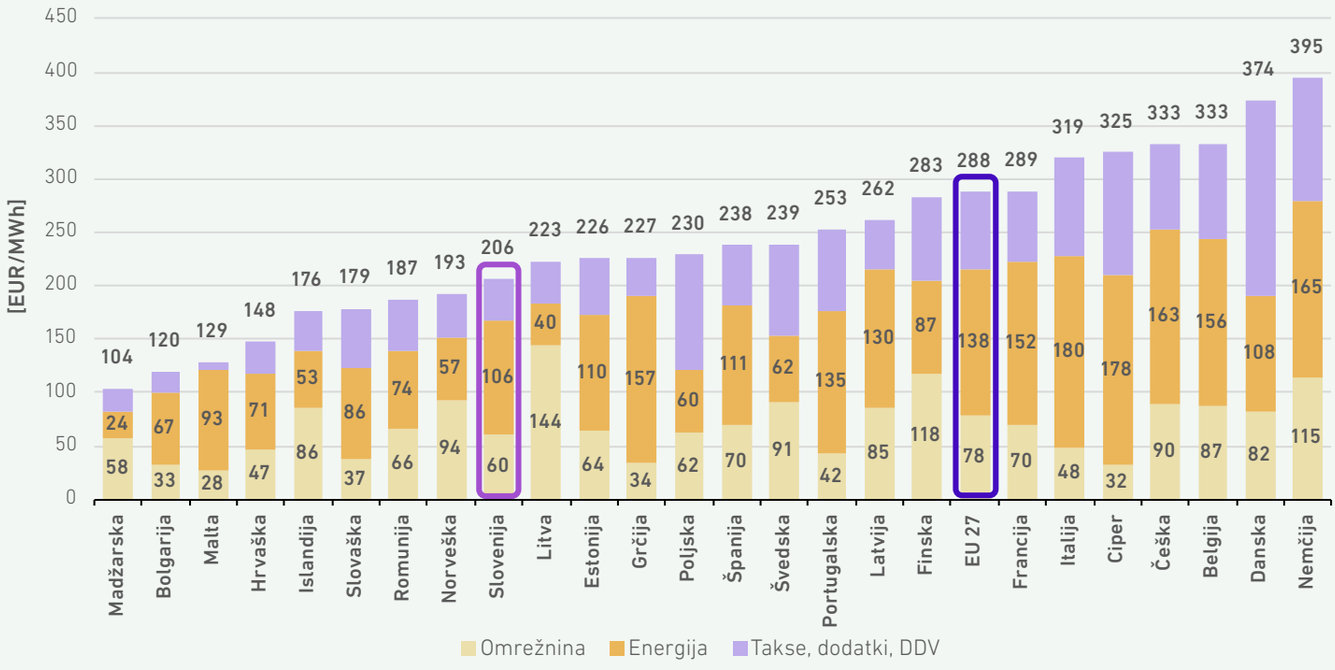
SLIKA 119: STRUKTURA CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA (DC) PO DRŽAVAH V EU (V VDELANEM PRIKAZU TEMNEJŠA OBARVANOST POMENI VIŠINO KONČNE CENE)



VIR: EUROSTAT

Dobra povezanost trgov s čezmejnimi povezavami in enotnimi pravili za trgovanje med državami podajajo oceno, da so cene po državah večinoma stabilizirale, vendar so ostale na ravni, ki je še vedno višja kot pred energetsko krizo leta 2022 (slika 119). V obdobju po energetski krizi je prepoznati različne stopnje dejavnikov, ki so prispevali k ohranjanju cen in vplivali na blaginjo. Med te sodijo različne subvencije, spremembe davčne politike in tudi spremembe pri stroških za omrežnino. K povprečno 7 % rasti cen na ravni EU v 2024 glede na 2023, je stopnja obdavčitev predstavljala največji del povečanj (25 %), druga pa strošek omrežnin (17 %). Razkoraki med deleži posameznih komponent v skupni ceni oskrbe še vedno ostajajo veliki (slika 120). V Sloveniji so se po podatkih Eurostat cene za značilnega gospodinjskega odjemalca povečale za 23 %, k povečanju so prispevale višje cene energije in omrežnine. Slednja je ob višjih cenah električne energije predstavljala le 29-odstotni delež skupne cene oskrbe (v letu 2023 je bil ta 28 %). Oskrba značilnega gospodinjskega odjemalca z električno energijo v Sloveniji še vedno ostaja pod povprečjem EU, vendar zaradi nižje kupne moči slovensko gospodinjstvo občuti večje breme stroškov električne energije v primerjavi z gospodinjstvi v državah z višjo kupno močjo.

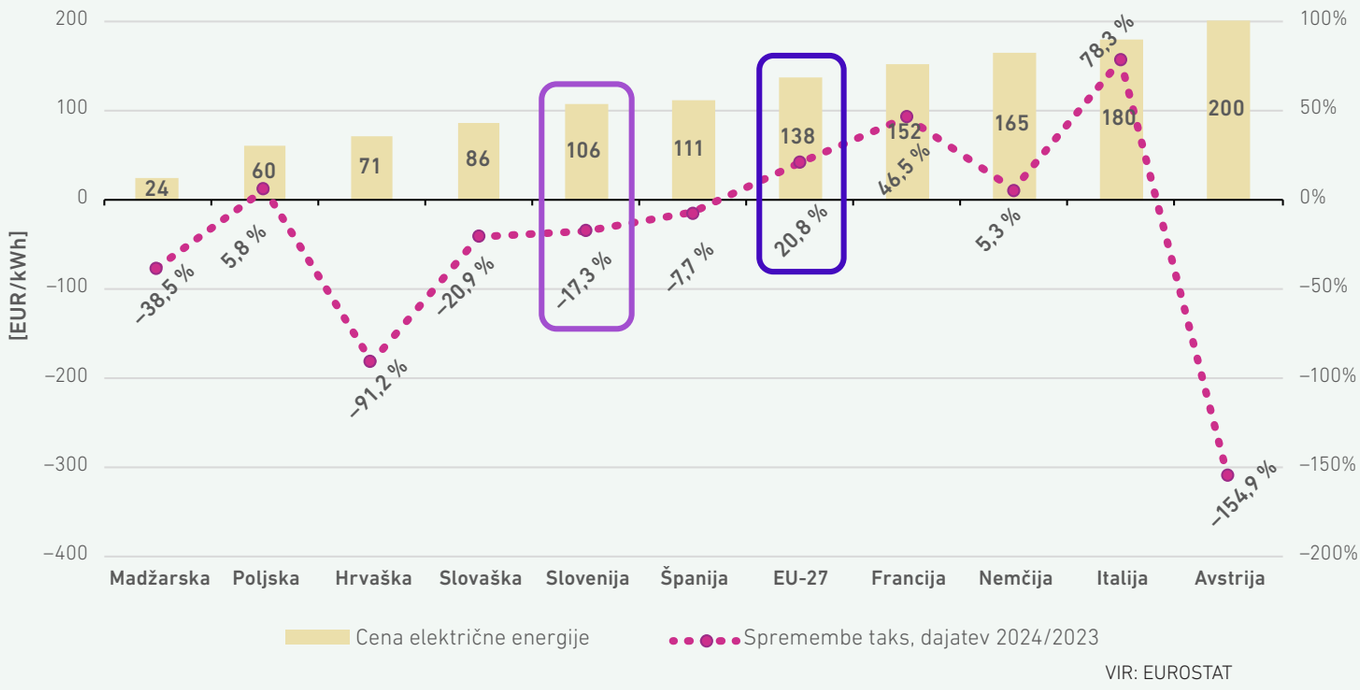
SLIKA 120: PRIMERJAVA DELEŽEV V SKUPNI CENI OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA V DRŽAVAH EU



VIR: EUROSTAT

Da bi bilo blaženje rasti cen električne energije za gospodinjske odjemalce sprejemljivo, so v večini držav posegali v regulacijo cen največ na področju dajatev in taks. Ukrepi so bili v skladu z zakonodajo EU, ki je državam članicam omogočala, da v izjemnih okoliščinah, kot je energetska kriza, začasno regulirajo maloprodajne cene električne energije za zaščito gospodinjstev in malih podjetij. Ob sami regulaciji cen, ko je Vlada RS določila najvišje dovoljene tarifne postavke za električno energijo, je v Sloveniji veljala popolna oprostitev plačevanja prispevka za OVE in SPTE, ki je bila sprejeta konec 2023 in podaljšana do polovice leta 2025. Ukrepi po EU tako kažejo na velike razlike pristopov regulacije, dodatno pa Evropska komisija spodbuja postopno in premišljeno odpravo ukrepov, da ne bi povzročila socialnih pretresov ali nestabilnosti trga. Razkoraki med stanjem ukrepov po državah podaja slika 121.

SLIKA 121: MEDLETNE SPREMEMBE KONČNE CENE IN CEN ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA V DRŽAVAH EU

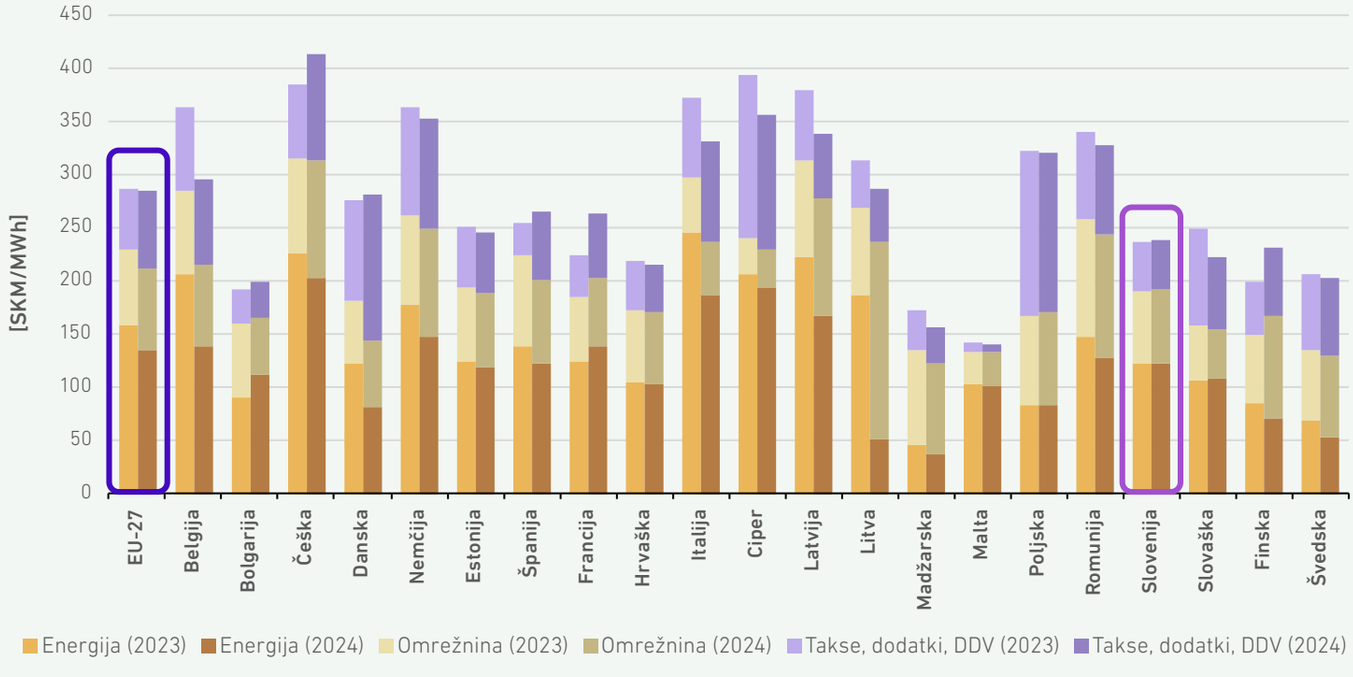


VIR: EUROSTAT

Slika 122 kaže na spremembe stroškov glede na kupno moč potrošnikov (standard kupne moči) po posameznih komponentah električne energije v EU. Kljub dobro delujočemu notranjemu trgu med državami še vedno ostajajo velike razlike.

Zaradi ukrepov za blaženje energetske krize tudi v letu 2024 cena oskrbe pod povprečjem EU

SLIKA 122: SPREMEMBE 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 korelacije ali povezanosti med veleprodajnimi cenami in energijsko komponento maloprodajnih cen za gospodinjske odjemalce je ocena bruto marže dobaviteljev, kaže pa tudi stopnjo odzivnosti maloprodajnih cen na cenovne spremembe na veleprodajnem trgu. Analiza prikazuje skupne kazalnike za Slovenijo in ne primerja marž posameznih dobaviteljev.

Marža je tukaj le teoretičen kazalnik, pozitivna marža namreč ne pomeni dobička dobaviteljev, saj imajo ti poleg nabave električne energije še druge stroške, povezane s celovito ponudbo. Negativna marža pa z veliko verjetnostjo pomeni neugoden rezultat poslovanja, če ga omejimo le v kontekst dobička.

Marža je v tem kontekstu razlika med ceno na računih za energijo značilnega gospodinjskega odjemalca z letno porabo od 2.500 kWh do 5.000 kWh (odjemna skupina DC) ter oceno stroškov nabave te energije. Pri oceni stroškov nabave energije uporabimo indeks veleprodajne cene, ki ga obtežimo na način, da je približek optimalne strategije nabave energije na terminskih in dnevnih veleprodajnih trgih[75].

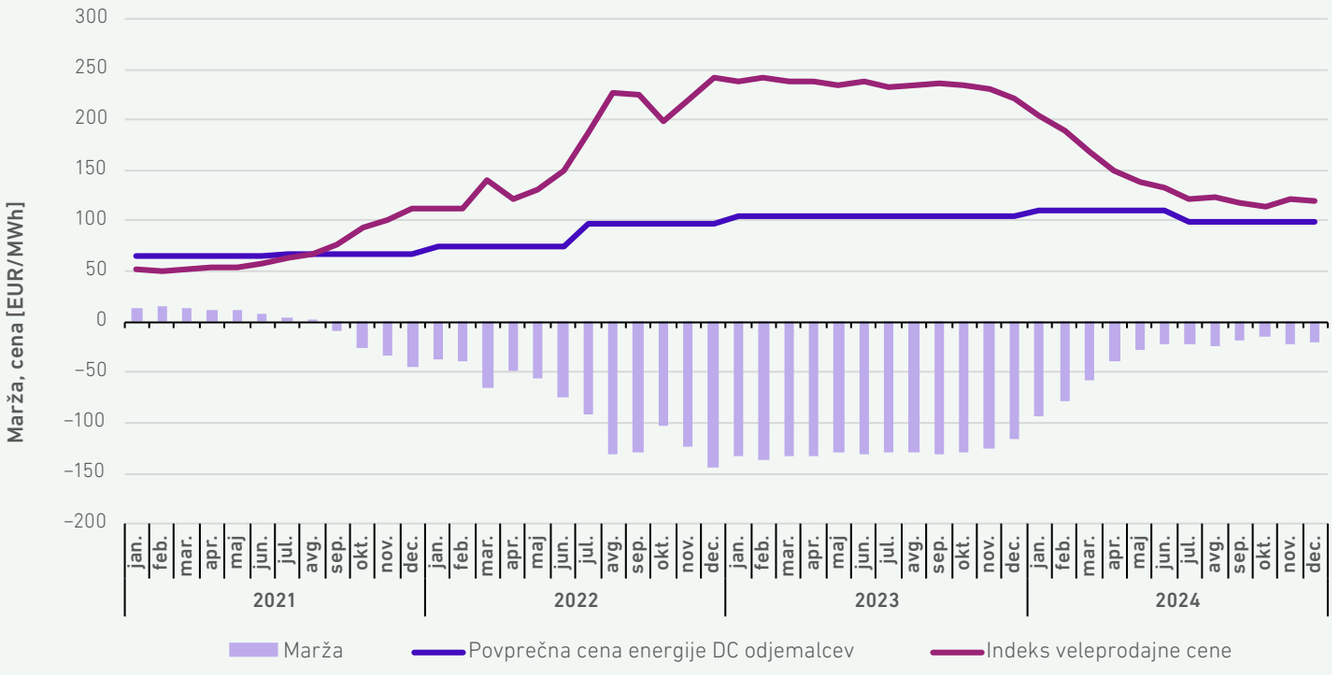
Raven ujemanja med energijsko komponento maloprodajnih cen in veleprodajnimi cenami skozi daljše časovno obdobje lahko uporabimo kot dodaten kazalnik učinkovitosti in konkurenčnosti maloprodajnega trga.

V letu 2024 je povprečna marža maloprodajnih cen znašala –36,71 EUR/MWh, kar predstavlja izboljšanje v primerjavi z letom 2023, ko je bila –128,78 EUR/MWh. Vpliv hitro naraščajočih veleprodajnih cen na sprotnem trgu in na trgu z dolgoročnimi terminskimi pogodbami skupaj s počasnim prilagajanjem maloprodajnih cen za gospodinjske odjemalce, se je začel kazati že v zadnjem četrtletju leta 2021 in je povzročil izrazit porast negativne marže v prvi polovici leta 2022. Od septembra 2022 naprej je vlada uvedla zamejitev maloprodajnih cen z uredbami, ki so določile najvišje dovoljene tarifne postavke. Zamejitev maloprodajnih cen je v kombinaciji z neugodnimi razmerami na veleprodajnih trgih bila ključni dejavnik za ohranjanje negativnih marž v obdobju 2022–2024. Posledično trg ni deloval v polni meri in se maloprodajne cene zaradi administrativne omejitve niso mogle prilagoditi dogajanju na veleprodajnem trgu, kar pomeni, da je bila marža odvisna zgolj od gibanja veleprodajnih cen. Tudi ko so se veleprodajne cene do marca 2024 postopoma zniževale, so ostale maloprodajne marže negativne, saj je bila njihova vrednost odvisna izključno od veleprodajnih pogojev, ne pa od tržnega ravnotežja v maloprodaji.

Nadomestilo dobaviteljem zaradi negativne marže pri dobavi električne energije – vladni ukrep

75 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 123: MARŽA IN ODZIVNOST ENERGIJSKE KOMPONENTE MALOPRODAJNIH CEN



VIRA: AGENCIJA, SURS

Vlada RS je uvedla ukrep nadomestil za dobavitelje električne energije, ki so zaradi regulacije cen utrpeli finančno škodo. Ta ukrep je bil vzpostavljen z Uredbo o določitvi nadomestila dobaviteljem električne energije. Uveden je bil z namenom zagotavljanja stabilnosti trga z električno energijo in preprečevanja motenj v oskrbi zaradi finančnih težav dobaviteljev in je veljal za celotno leto 2024. Z omejitvijo drobnoprodajnih cen je vlada dobaviteljem povzročila finančno škodo, saj je cene omejila na nižji nivo, kot bi ga dobavitelji določili sami glede na svoje nakupne in proizvodne stroške oziroma cene in razmere na maloprodajnem in na veleprodajnem trgu, kar indikativno potrjuje tudi analiza teoretične marže agencije. Višina nadomestila je izračunana kot zmnožek med dobavljeno količino električne energije za regulirani odjem in razliko med povprečno nabavno ceno ter regulirano maloprodajno ceno. Dobavitelji, ki imajo lastno proizvodnjo električne energije ali so povezani s proizvajalci, so upravičeni do nadomestil le za količine, ki presegajo njihovo lastno proizvodnjo. Za te količine se upošteva posebna metodologija izračuna nadomestila.

Negativna marža maloprodajnih cen v zadnjih treh letih

V letu 2024 so glede na prejšnje leto maloprodajne cene za gospodinjski odjem ostale na isti ravni, indeks veleprodajnih cen pa se je znižal za 39,6 %. Koeficient korelacije mesečnih ravni omenjenih dveh elementov cen v obdobju zadnjega leta znaša 0,77 in kaže na veliko ujemanje, kar je posledica že nekaj časa prisotnega pretežno rastočega trenda rasti cen.

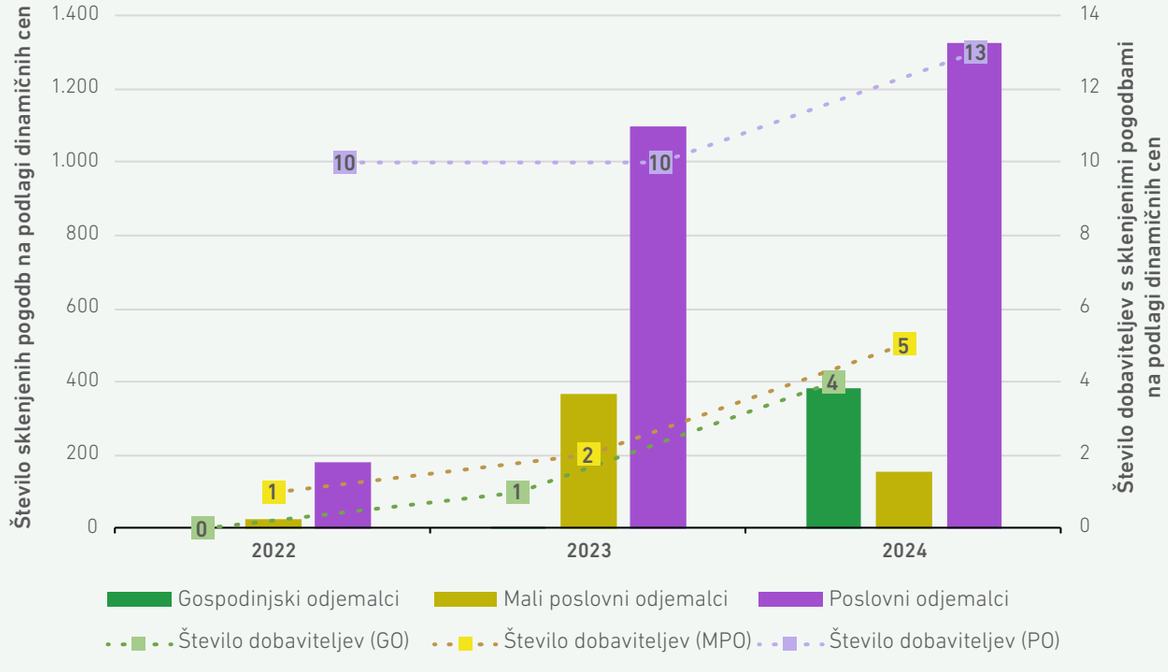
Dinamične cene

Pogodbe na podlagi dinamičnih cen so v segmentu poslovnega odjema na slovenskem maloprodajnem trgu že nekaj let stalnica, v segment gospodinjskega in malega poslovnega odjema pa so svoje prve zametke dobile po implementaciji Direktive (EU) 2019/944 v ZOEE, in sicer leta 2022. ZOEE dinamične cene obravnava v 17. členu, ki opredeljuje pravice do pogodb z dinamičnimi cenami električne energije. Vsak dobavitelj, ki ima sklenjene pogodbe o dobavi električne energije z več kot 100.000 končnimi odjemalci, mora ponujati pogodbe z dinamičnimi cenami električne energije, hkrati pa vsak končni odjemalec, ki ima nameščen napredni števec, lahko zahteva sklenitev pogodbe z dinamičnimi cenami.

V letu 2024 je pet dobaviteljev oskrbovalo več kot 100.000 odjemalcev. Po abecednem vrstnem redu so ti dobavitelji bili: E 3, ECE, Elektro energija, Energija plus in GEN-I. V okviru stalnega monitoringa trga, izvedenih nadzornih postopkov ter poročanja dobaviteljev je bilo ugotovljeno, da večina dobaviteljev v preteklem obdobju ni imela vzpostavljene ustrezne ponudbe z dinamično cenovno strukturo, kar je predstavljalo neskladje z zakonskimi obveznostmi. Dobavitelji so bili v začetku leta 2024 pozvani, da v skladu z zakonskimi določbami 17. člena ZOEE vzpostavijo oziroma posodobijo svojo ponudbo dinamičnih pogodb za predmetne končne odjemalce. V odzivu na ta poziv so zavezanci v prvi polovici leta 2024 izvedli ustrezne spremembe v svojih cenikih, pogojih in poslovni politiki ter s tem odpravili vse predhodno ugotovljene nepravilnosti. Agencija je nato izvedla končno presojo in ugotovila, da so vsi zavezanci v celoti uskladili svojo ponudbo z zakonom. Zato so bili vsi nadzorni postopki konec leta 2024 zaključeni s formalnimi sklepi o ustavitvi, ob predhodnem opozorilu brez izrečenih sankcij. Takšen izid potrjuje učinkovitost nadzornega dialoga in pomen sorazmernega ukrepanja v izrednih razmerah.

Slika 124 prikazuje število sklenjenih pogodb na podlagi dinamičnih cen v obdobju 2022–2024 za gospodinjske odjemalce (GO), male poslovne odjemalce (MPO) in poslovne odjemalce (PO). Energetska kriza in s tem povezan izrazit porast veleprodajnih cen električne energije ter cenovna nestanovitnost sta leta 2022 omejili interes za ponudbo ter povpraševanje po tovrstnem produktu, kar se odraža v zelo nizkem številu sklenjenih pogodb, zlasti pri gospodinjstvih, kjer sklenjenih pogodb še ni bilo. V naslednjih letih se je število pogodb pri gospodinjskih in poslovnih odjemalcih izrazito povečalo, medtem ko se je pri malih poslovnih odjemalcih po vrhuncu v letu 2023 nekoliko zmanjšalo. Hkrati se je število dobaviteljev s sklenjenimi pogodbami postopoma povečevalo pri vseh treh skupinah odjemalcev, kar kaže na razvoj in širitev trga. V letu 2024 so štirje dobavitelji imeli sklenjene pogodbe na podlagi dinamičnih cen s 385 gospodinjskimi odjemalci, pet dobaviteljev s 154 malimi poslovnimi odjemalci ter 13 dobaviteljev s 1.325 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.

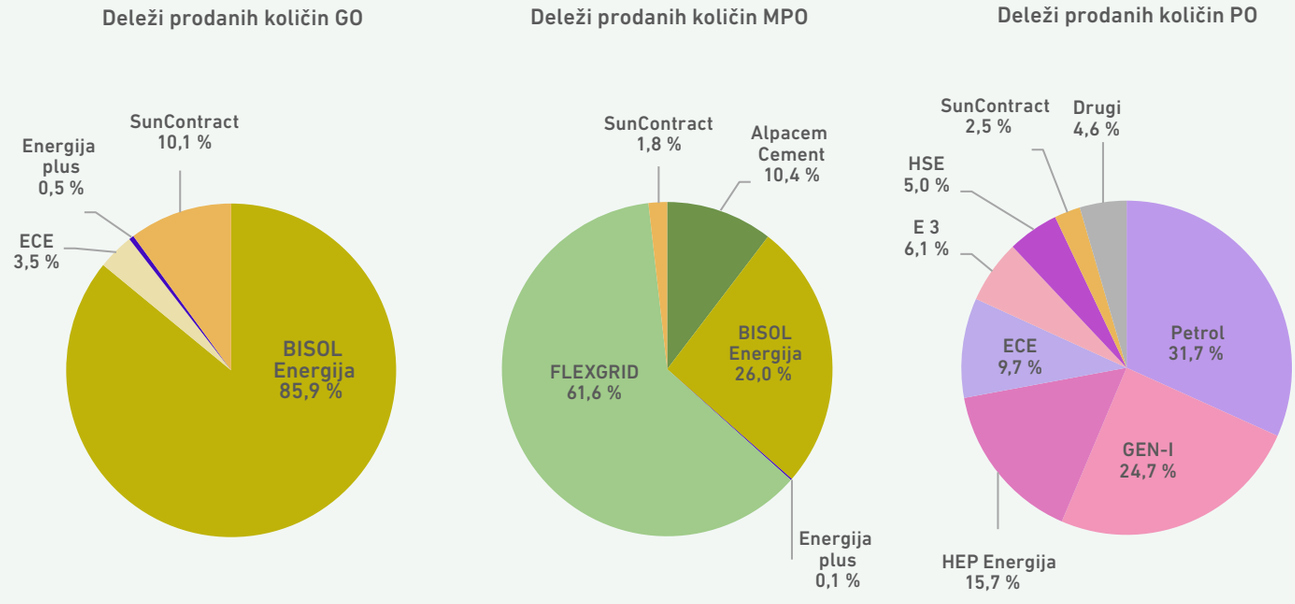
SLIKA 124: ŠTEVILO SKLENJENIH POGODB NA PODLAGI DINAMIČNIH CEN TER ŠTEVILO DOBAVITELJEV, S KATERIMI SO ODJEMALCI SKLENILI TE POGODBE V OBDOBJU 2022–2024



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI

Skupna količina električne energije, dobavljene odjemalcem s pogodbami na podlagi dinamičnih cen, je v letu 2024 znašala 841,17 MWh za gospodinjski odjem (v povprečju 2,18 MWh na gospodinjskega odjemalca), 1.322,87 MWh za mali poslovni odjem (v povprečju 8,59 MWh na malega poslovnega odjemalca) ter 2,85 TWh (v povprečju 2.154,56 MWh na poslovnega odjemalca). Dobavljena količina energije na podlagi dinamičnih pogodb se je med letoma 2022 in 2024 razvijala različno po posameznih skupinah odjemalcev. Pri gospodinjstvih je v letu 2022 bila ničelna, naslednje leto le 1 MWh, v letu 2024 pa je zabeležen izrazit porast. Mali poslovni odjemalci so med letoma 2022 in 2023 zabeležili več kot trikratno rast (206,5-odstotno povečanje), vendar sta se število sklenjenih pogodb ter dobavljena količina v letu 2024 skoraj prepolovila (49,8-odstotno zmanjšanje dobavljene količine energije glede na leto 2023). Količina električne energije dobavljena poslovnim odjemalcem se je v letu 2023 podvojila glede na 2022 (113,3-odstotno povečanje), medtem ko je v letu 2024 ostala skoraj nespremenjena (0,94-odstotno povečanje). Porazdelitev dobavljene količine električne energije na podlagi pogodb z dinamičnimi cenami po dobaviteljih je za različne skupine odjemalcev prikazana na sliki 125. Iz podatkov je razvidno, da je BISOL Energija s 85,9 % dobavljene električne energije vodilni dobavitelj med gospodinjskimi odjemalci. Pri malih poslovnih odjemalcih največji delež dobavljene energije pripada FLEXGRID (61,6 %), v primeru poslovnih odjemalcev pa se struktura dobave porazdeli med več dobaviteljev, brez izrazite prevlade enega samega, kar kaže na večjo stopnjo konkurence na tem delu trga.

SLIKA 125: DELEŽI PRODANIH KOLIČIN ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PODLAGI POGODB Z DINAMIČNIMI CENAMI PO DOBAVITELJIH V LETU 2024[76]



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI

Večina razpoložljivih ponudb, ki so temeljile na dinamičnih cenah, je bila vezana na urni indeks električne energije SIPXhourly (EUR/MWh) na borznem trgu z električno energijo v Sloveniji (BSP Southpool). Izjema je dobavitelj, ki je navedel, da pri oblikovanju cene uporabljajo kombinacijo dolgoročnega zakupa ter sprotnega trga, kjer približno 70 % količin energije zakupijo vnaprej prek terminskih pogodb, preostanek pa pridobijo na trgih za dan vnaprej ali znotraj-dneva. Opisi oblikovanja dinamičnih cen razpoložljivih ponudb, posredovani od strani dobaviteljev, večinoma ne vključujejo cenovnih zamejitev, z izjemo enega dobavitelja, ki vse negativne cene zameji na vrednost 0 EUR/MWh in se s tem zaščiti, da v primeru negativnih cen ne bo plačeval odjemalcem za dobavljeno električno energijo. Neobstoj možnosti zamejevanja najvišjih cen električne energije predstavlja za odjemalce pomembno tveganje, saj jih izpostavlja cenovni nestanovitnosti veleprodajnega trga in lahko ima odvračilni učinek na zainteresiranost za tovrstne ponudbe.

76 Razlika med skupno vsoto in seštevki je posledica zaokroževanja na eno decimalno mesto.

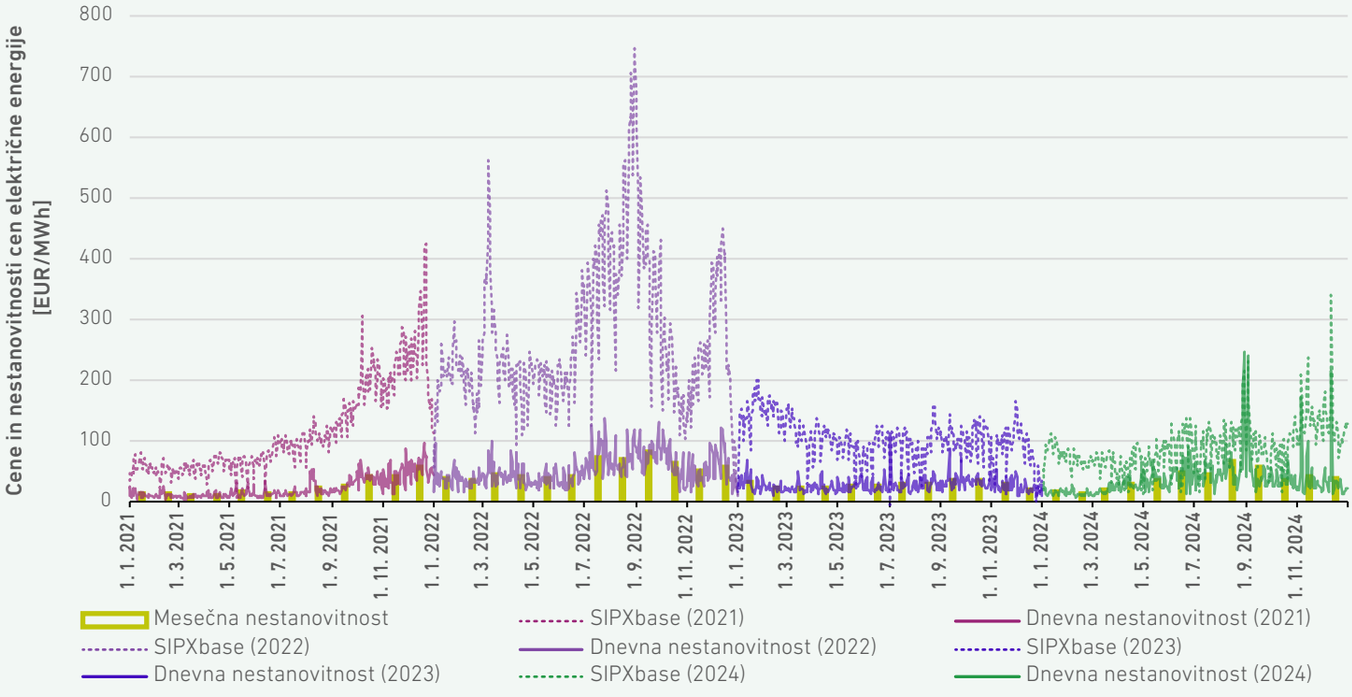
Dobavitelji so dinamičnim cenam večinoma dodajali pribitke, ki so bodisi nespremenljivi glede na dogajanja na veleprodajnem trgu, oz. fiksni in podani v EUR/MWh, ali pa so podani kot relativni pribitek, ki se doda vrednosti urnega indeksa. Vrednosti relativnega pribitka se po podatkih dobaviteljev gibljejo v obsegu med 8 % in 12 % vrednosti urnega indeksa, fiksne vrednosti pribitkov, ki se prištejejo k posameznem urnem indeksu SIPXhourly, pa med 13–14 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. Pribitkov, ki so vezani na količino dobavljene energije, agencija ni zasledila. 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, dodatno pa je bilo moč zaslediti tudi premijo za kritje odstopanj.

Cenovne nestanovitnosti

V skladu s 53. členom EZ-2 mora agencija spremljati tudi stopnjo volatilnosti, tj. nestanovitnosti cen na trgu električne energije, predvsem v kontekstu vpliva nestanovitnosti cen 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 2024 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 2021–2024.

Analiza nestanovitnosti cen električne energij je bila narejena skozi ovrednotenje standardnih deviacij urnih indeksov električne energije SIPXhourlyi od vrednosti indeksa SIPXbase, kjer indeks i predstavlja uro v dnevu[77]. SIPXbase je indeks električne energije na borznem trgu z električno energijo v Sloveniji in predstavlja povprečno dnevno ceno za posle, sklenjene v urah i na slovenskem borznem trgu[78] Gibanje povprečnih dnevnih cen električne energije (SIPXbase) ter dnevne vrednosti nestanovitnost v obdobju 2021–2024 prikazuje slika 126.

SLIKA 126: RAZVOJ CEN TER NESTANOVITNOSTI CEN NA SLOVENSKI ENERGETSKI BORZI



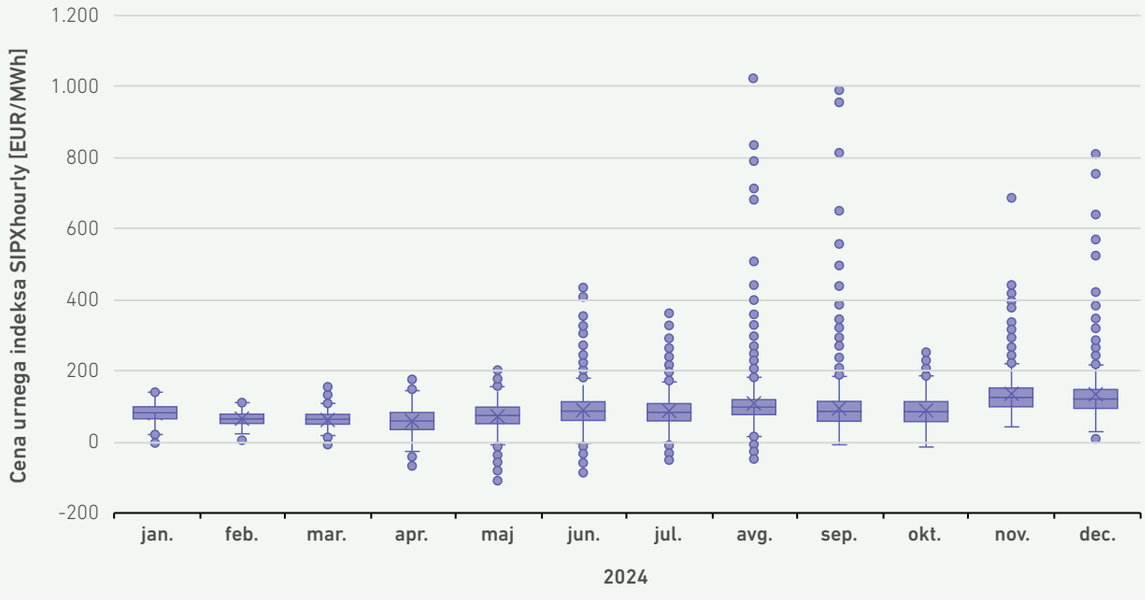
VIRA: AGENCIJA, BSP

77 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 volatilnosti cen električne energije na trgu za dan vnaprej v obdobju 2021–2024, str. 102 – 104

78 BSP SouthPool Energetska Borza, Slovenski borzni indeks [dostop 6. 5. 2025] Slovenski borzni indeks - BSP SouthPool Energetska Borza (bsp-southpool.com)

V letu 2024 beležimo povečanje stopnje nestanovitnosti cen na trgu za dan vnaprej, ki so v določenih obdobjih dosegle ravni, primerljive s tistim iz leta 2022, tj. iz časa energetske krize. Kljub umiritvi trga v letu 2023 so avgusta in septembra 2024 zabeležene nove konične vrednosti nestanovitnosti cen, kar kaže na ponovno rast negotovosti na trgu, v smislu večje pojavnosti izrazito visokih kot tudi negativnih cen, oboje pa je močno povezano s stohastično naravo obratovanja obnovljivih virov električne energije. V kontekstu dinamičnih pogodb, ki so vezane na sprotni trg, nestanovitnost cen predstavlja pomembno tržno tveganje za končne odjemalce. V nadaljevanju je prikazana porazdelitev veleprodajnih cen električne energije na trgu za dan vnaprej (slika 127) in primerjava z maloprodajnimi cenami električne energije, ki so v letu 2024 bile zamejene.

SLIKA 127: PORAZDELITEV URNIH VREDNOSTI VELEPRODAJNIH CEN ZA DAN VNAPREJ NA SLOVENSKI ENERGETSKI BORZI BSP SOUTHPOOL



VIRA: AGENCIJA, BSP

ŠTUDIJA PRIMERA
Ovrednotenje konkurenčnosti dinamičnega maloprodajnega produkta v obdobju cenovne regulacije

Vlada Republike Slovenije je za obdobje od 1. januarja 2024 do 31. oktobra 2024 z Uredbo o določitvi cene električne energije[79] omejila ceno električne energije za 90 % dejanske mesečne porabe za gospodinjske odjemalce in za porabo v skupnih prostorih večstanovanjskih stavb in skupnih prostorih v mešanih večstanovanjsko-poslovnih stavbah. Najvišji dovoljeni tarifni postavki cen za 90 % dejanske mesečne porabe sta do oktobra 2024 bili omejeni na vrednost 118 EUR/MWh za višjo dnevno tarifno postavko ter 82 EUR/MWh za nižjo dnevno tarifno postavko. Za preostalih 10 % porabe odjemalcev pa je veljala tržna cena iz pogodbe o dobavi električne energije. V zadnjih dveh mesecih leta 2024 je vlada z novo Uredbo o določitvi cene električne energije[80] določila novi vrednosti cenovne zamejitve za celotno količino dobavljene električne energije, in sicer 84 EUR/MWh za višjo dnevno tarifno postavko ter 70 EUR/MWh za nižjo dnevno tarifno postavko. Zamejitev cen pa ni bila veljavna za pogodbe, ki so temeljile na dinamičnih cenah.

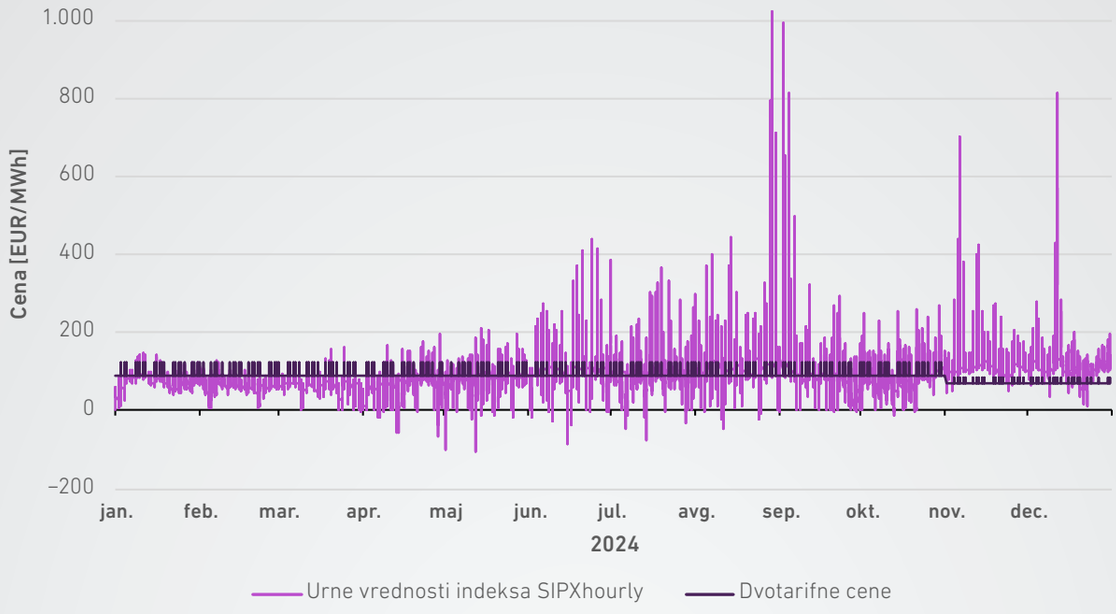
Za primerjavo dinamičnega in zamejenega dvotarifnega maloprodajnega produkta v letu 2024 je bila izvedena analiza urnih tržnih cen (SIPXhourly) in zamejenih dvotarifnih postavk (dvotarifna cena), kot jih določata vladni uredbi. Na podlagi dneva v tednu in ure dneva je vsaki urni postavki pripisana ustrezna vrednost tarifne postavke (VT ali MT), pri čemer je bila v obdobju januar–oktober uporabljena utežena kombinacija regulirane in tržne cene[81] (90/10), v novembru in decembru pa izključno regulirana cena. Pri tem se zavedamo, da dinamične cene, oblikovane na podlagi urnih cen na borzi BSP predstavljajo le teoretični indikator, ki prikazuje najnižje možne cene dobave na podlagi ponudb z dinamično ceno. Od dejanskih ponudb dobaviteljev se razlikuje v tem, da gre za gole borzne cene brez pribitkov, ki so sestavni del ponudbe dobaviteljev.

Slika 128 primerja urne vrednosti dinamične cene električne energije (indeks SIPXhourly) ter pripadajoče zamejene dvotarifne urne postavke. V prvi polovici leta so bile urne dinamične cene pogosto nižje od dvotarifnih ter s povečano pojavnostjo negativnih vrednosti cen. Od poletja naprej pa je vidna nestanovitnost dinamičnih cen, z izrazitimi konicami avgusta in septembra, kjer so posamezne urne cene presegle vrednost 1.000 EUR/MWh.

Slika 129 poda primerjavo med dinamičnim ter dvotarifnim produktom na mesečni ravni. Razvidno je, da se v prvih desetih mesecih leta delež ur, v katerih so bile dinamične cene višje od dvotarifnih, povečuje. Posamezni mesečni deleži ur so se gibali od 1,9 % marca do največ 51,5 % avgusta. V tem obdobju je bila povprečna urna razlika med produktoma, z izjemo avgusta, negativna, kar pomeni, da so bile dinamične cene v povprečju nižje od dvotarifnih, hkrati pa se je v tem obdobju zmanjševala povprečna razlika med cenami produktov. Situacija se bistveno spremeni novembra in decembra, ko zaradi porasti veleprodajnih cen električne energije ter dodatnega znižanja zamejene dvotarifne postavke, delež ur z višjimi dinamičnimi cenami preseže 90-odstotkov, povprečna razlika pa postane izrazito pozitivna V povprečju so novembra in decembra dinamične cene bile za okoli 60 EUR/MWh višje od dvotarifnih.

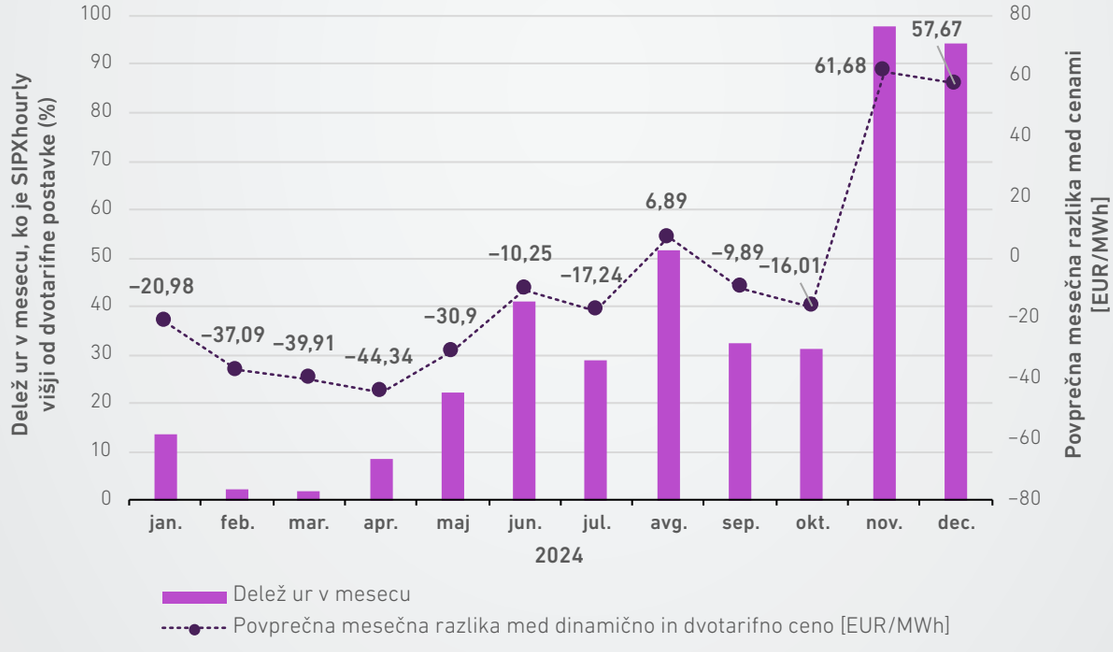
79 Uredba o določitvi cene električne energije (Uradni list RS, št. 107/23)
80 Uredba o določitvi cene električne energije (Uradni list RS, št. 96/24)
81 Pri izbiri tržne cene je izbrana povprečna vrednost pregledanih ponudb v prvi polovici leta 2024, in je tako izbrana tržna vrednost višje tarifne postavke znašala 168,45 EUR/MWh, nižje pa 145,19 EUR/MWh.

SLIKA 128: PRIMERJAVA URNIH VREDNOSTI DINAMIČNEGA TER ZAMEJENEGA, DVOTARIFNEGA PRODUKTA



VIRA: BSP, AGENCIJA

SLIKA 129: MESEČNI DELEŽ UR Z VIŠJO DINAMIČNO CENO IN POVPREČNA RAZLIKA GLEDE NA DVOTARIFNI OBRAČUN

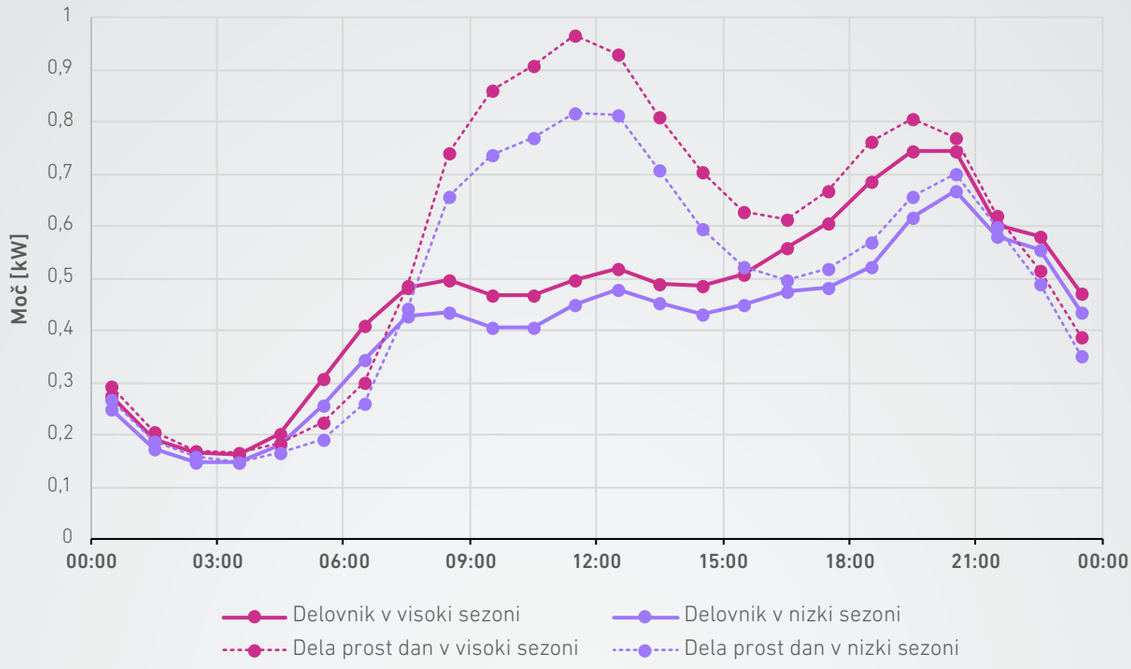


VIR: AGENCIJA

Na podlagi sintetičnega profila porabe, značilnega za gospodinjske odjemalce s priključno močjo med 7 in 14 kW ter letno porabo med 2.500 in 5.000 kWh, je bila izvedena ocena stroškov električne energije za leto 2024. Primerjava vključuje regulirano dvotarifno maloprodajno ceno ter dinamični cenovni model, temelječ na urnih vrednostih indeksa SIPXhourly – bodisi brez pribitka bodisi s pribitkom v višini 12 %.

Povprečni dnevni profil odjema za visoko in nizko sezono (delovnim in dela prost dan) so normirani tako, da gospodinjski odjemalec porabi 4.000 kWh električne energije letno. Profila se po obliki nekoliko razlikujeta za visoko sezono (november–februar) ter nizko sezono (marec–oktober), kot prikaže slika 130.

SLIKA 130: SINTETIČNI PROFIL NAVIDEZNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA

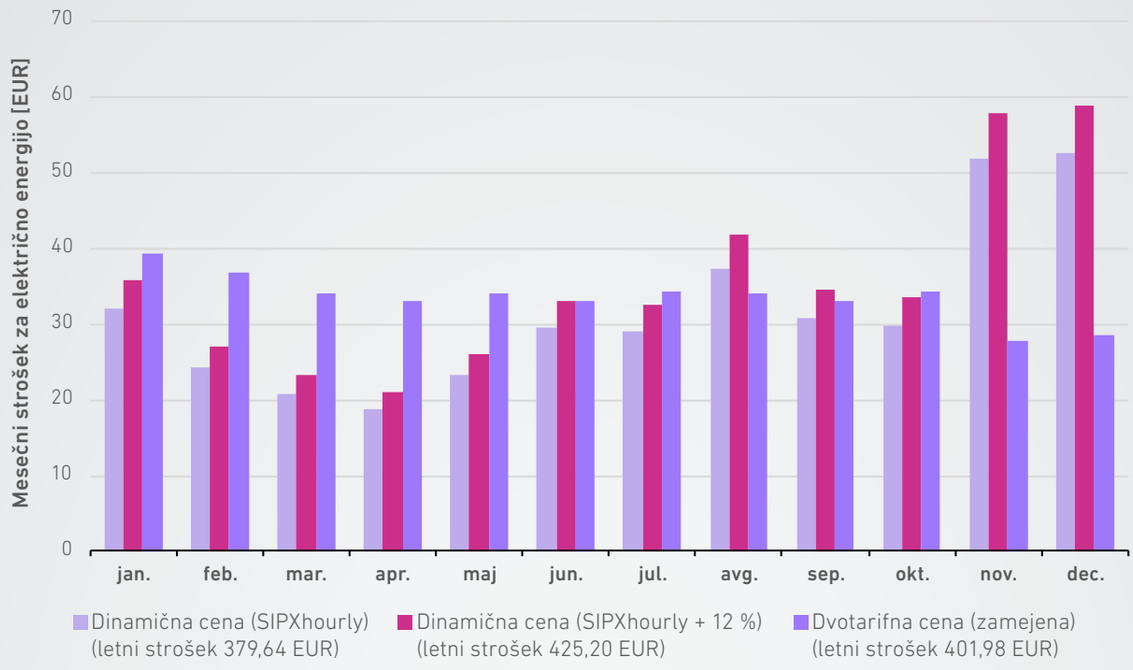


VIR: AGENCIJA

Glede na gibanje cen električne energije na borzi za dan vnaprej v Sloveniji, ob upoštevanju različnih pribitkov dobaviteljev (0 % ter 12 %), so ocenjene razlike med stroški za dobavljeno električno energijo v letu 2024. Rezultati primerjalne analize stroškov električne energije za navideznega gospodinjskega odjemalca kažejo, da bi bili letni stroški v letu 2024 najnižji ob uporabi dinamičnega produkta, vezanega na čiste vrednosti indeksa SIPXhourly, in sicer 379,64 EUR, ob upoštevanju 12-odstotnega pribitka pa bi stroški narasli na 425,20 EUR, kar presega stroške tradicionalne dvotarifne (VT/MT) ponudbe, ki znašajo 401,98 EUR.

Pri tem je treba poudariti, da najugodnejša možnost, ki temelji na »goli« vrednosti veleprodajnega indeksa brez pribitkov, ne predstavlja realne tržne ponudbe. Gre za teoretično ceno, ki ne vključuje običajnih dodatkov na ceno (npr. stroškov bilančnih odstopanj, marž, poslovnega tveganja ipd.), ki so v praksi sestavni del končne cene za končnega odjemalca. Ta vrednost služi predvsem kot spodnja meja stroškov. Prikaz mesečnih stroškov je za navideznega gospodinjskega odjemalca prikazan na sliki 131, iz katere je razvidno poslabšanje razmer na veleprodajnih trgih novembra in decembra 2024.

SLIKA 131: MESEČNI STROŠKI DOBAVE ELEKTRIČNE ENERGIJE Z DINAMIČNIM TER DVOTARIFNIM PRODUKTOM



VIR: AGENCIJA

Preglednost

Finančna preglednost dobaviteljev, preglednost računov ter obveza javne objave ponudb

Na podlagi Zakona o gospodarskih družbah (ZGD-1) so zagotovljena letna poročila tržnih udeležencev električne energije, 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 in so revidirana s strani neodvisnih revizorjev ter predložena AJPES za potrebe javne objave.

Krovna zakonodaja na tem področju je tudi v letu 2024 zagotavljala minimalno raven preglednosti, kljub odsotnosti specifičnega normativnega okvira. 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. Junija 2024 je zaradi časovnega zamika uporabe nove metodologije obračunavanja omrežnine na 1. oktober 2024 začel veljati posodobljen »Akt o načinu izkazovanja informacij na računu za električno energijo in v dodatnem pojasnilu«, s katerim je zagotovljena ustrezna sistemska ureditev preglednosti računov za električno energijo, ki ustrezno ureja način prikazovanja informacij povezanih s prenovo metodologije obračunavanja omrežnine.

Uveljavljena reforma tarifnega sistema za obračunavanje omrežnine uvaja nekoliko večjo kompleksnost tarife za uporabo omrežja. Obenem pa zahteve svežnja Čista energija za vse Evropejce, ki so implementirane v ZOEE, določene dobavitelje na maloprodajnem trgu obvezujejo končnim odjemalcem zagotavljati produkte dobave na podlagi dinamičnih cen energije, povezanih z veleprodajnimi cenami, npr. s cenami na trgu za dan vnaprej, kar pa 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, 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. Pričakovati je, da dobavitelji skupnega računa v primerih dobave energije na podlagi produktov z dinamičnimi cenami oziroma drugih inovativnih produktov dobave energije najverjetneje ne bodo več izdajali, temveč bo odjemalec prejel ločen račun za uporabo omrežja in ločen račun za inovativnejšo storitev dobave energije.

V vsakem primeru stanje tehnike oziroma digitalizacija omogoča nove, modernejše 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 razumljivost informacij.

Dobavitelji gospodinjskim odjemalcem in malim poslovnim odjemalcem so bili obvezani tudi v letu 2024 z objavo na svoji spletni strani zagotoviti pregledne informacije o svojih ponudbah za dobavo električne energije in z njimi povezanimi ceniki in tudi splošne pogoje za storitev dobave, ki jo nudijo odjemalcem. Dodatno so pri ponudbah produktov, ki temeljijo na podlagi dinamičnih cen, obvezani ustrezno informirati odjemalce s tveganji, ki se lahko realizirajo na podlagi tovrstne dobave energije.

Prej navedene javno objavljene informacije so vhodni podatek za primerjalne storitve stroškov oskrbe z električno energijo in plinom, ki jih po zakonu zagotavlja agencija.

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 količine 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. Z razveljavitvijo je potrdilo o izvoru uporabljeno ter služi dobaviteljem in odjemalcem za dokazovanje izvora električne energije.

Za električno energijo, proizvedeno v letu 2024, je bilo izdanih za 14.120 GWh potrdil o izvoru, od tega 5.389 GWh za električno energijo, proizvedeno iz OVE, 5.551 GWh za električno energijo, proizvedeno iz jedrske energije (potrdila o izvoru so izdana za celotno količino proizvedene električne energije v NEK). Preostala potrdila so bila izdana za energijo, proizvedeno iz fosilnih energentov.

Za dokazovanje izvora električne energije na domačem trgu je bilo razveljavljenih 4.278 GWh potrdil o izvoru, od tega 1.758 GWh za OVE. V druge članice EU je bilo prenesenih 6.021 GWh potrdil (od tega 4.857 GWh za električno energijo, proizvedeno iz OVE), 2.284 GWh potrdil (od tega 1.263 GWh za električno energijo, proizvedeno iz OVE) pa je bilo iz drugih članic EU prenesenih v Slovenijo.

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.

Po implementaciji svežnja EU Čista energija za vse Evropejce so vzpostavljeni pogoji za pospešen razvoj maloprodajnega trga in za bistveno povečanje možnosti izbire za odjemalce, ki pa ju je 2024 hromila regulacija maloprodajnih cen, v obliki intervencijskih ukrepov Vlade RS za blaženje posledic energetske krize. Na maloprodajnem trgu so v letu 2024 obstali sicer redkoštevilni inovativni poslovni modeli, ki vključujejo prožnost na strani odjema, prav tako se je na podlagi nadzornih ukrepov agencije vzpostavila 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 2024 še vedno zelo omejeno. Rezultati analize kažejo, da bi v letu 2024, ob veljavni regulaciji maloprodajnih cen, dobavitelji v večini mesecev dosegali višje prihodke s ponudbo statičnih (dvotarifnih) produktov. Izjeme bi lahko predstavljali avgust, november in december, ko so bile veleprodajne cene na trgu za dan vnaprej v Sloveniji izrazito visoke, regulirana maloprodajna cena pa je bila od novembra dalje dodatno znižana. Poleg tega večina dobaviteljev v preteklem obdobju sploh ni ponujala produktov z dinamično cenovno strukturo, kar je omejevalo njihovo prepoznavnost in razumevanje med odjemalci, medtem ko tisti, ki so jih sicer imeli v ponudbi, teh praviloma niso aktivno 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 2024 ni spodbudil razvoja novih poslovnih modelov na modelu deljene dobave. Pričakovati je, da se bo po končanju regulacije maloprodajnih cen pestrost ponudbe povečala, pričakuje pa se lahko tudi vstop novih udeležencev na trg.

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 zagotavljata 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 eMonitor[82]), poročila o stanju na maloprodajnih in veleprodajnih trgih in druge koristne podatke ter pomembne in sprotno 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 gospodinjske odjemalce in mikropodjetja s pričakovano letno porabo pod 100.000 kWh. Zakon je z vidika dodatne zaščite usmerjen v gospodinjski in mali poslovni odjem, pri čemer slednji po razpoložljivih analizah zelo redko dosega porabo 100.000 kWh,

82 https://www.agen-rs.si/web/emonitor

zato v praksi primerjalno orodje izpolnjuje zakonske zahteve[83].

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 gospodinjskim 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 gospodinjske in male poslovne odjemalce[84]. Agencija je v domeni primerjalnih storitev prenehala zagotavljati spletno aplikacijo »Preveri mesečni obračun«[85] ter spletno aplikacijo »Izračun stroška za uporabo omrežja«[86]. Agencija je to aplikacijo že konec leta 2023 nadomestila z novo – »Primerjalnik stroškov omrežnine«.

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 2024 zagotavljala z dvema rešitvama – staro rešitev, ki je temeljila na zasnovi iz časa polnega odprtja trga v letu 2007 in ji je tehnološka doba iztekla 12. 10. 2024, je zamenjala z novo rešitvijo, ki temelji na sistemu za spremljanje maloprodajnega trga.

Agencija je v letu 2024 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. V letu zamejenih cen je bila sicer tovrstna ponudba na trgu še bolj okrnjena, zato njihova odsotnost v primerjalnem izračunu ni imela pomembnejšega vpliva na celovitost primerjalnega izračuna.

Število primerjalnih izračunov stroškov dobave električne energije zmanjšano na nepomembno raven

Analiza števila opravljenih primerjav in preverjanj računov (slika 132) potrjuje nepomemben interes uporabnikov za izvajanje primerjalnih izračunov v letu 2024 (do 12. 10. 2024): število opravljenih primerjalnih izračunov se je v primerjavi z letom 2023 zmanjšalo še za dodatnih 86 % (dobava električne energije) oziroma 92 % (dobava plina). Ob tem se je število uporabnikov, ki so uporabljali primerjalne storitve na področju dobave električne energije, zmanjšalo med 90 % (preverjanje izdanih računov) in 91 % (primerjalni izračuni), na področju dobave plina pa med 88 % (preverjanje izdanih računov) in 93 % (primerjalni izračuni). Število analiz stroškov za uporabo elektroenergetskega omrežja se je pričakovano zmanjšalo na povsem nepomembno raven nekaj sto opravljenih izračunov (na sliki spodaj »Analiza CUO – EE«, 96-odstotno medletno zmanjšanje).

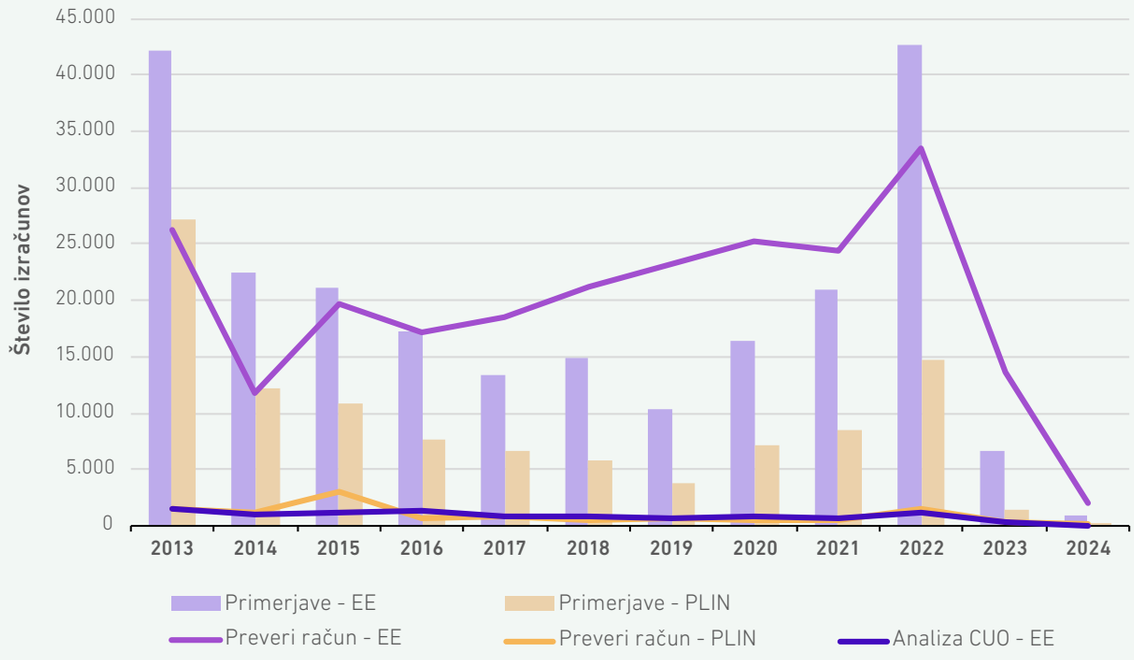
83 Iz tega bi lahko sklepali, da je treba brezplačen dostop do primerjalnega orodja nuditi tudi nekaterim končnim odjemalcem, ki ne zadostijo definiciji malega poslovnega odjema, a so obenem mikropodjetja. Ob upoštevanju dejstva, da dobavitelj električne energije oblikuje ponudbo o dobavi za profil odjema, 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 gospodinjski in mali poslovni odjem. S tem pa tudi ni izpolnjen pogoj za vključitev tovrstnih ponudb v primerjalne storitve.

84 V letu 2024 so dobavitelji zagotavljali podatke na podlagi Akta o načinu elektronskega posredovanja podatkov za primerjavo cenikov ponudnikov elektrike in zemeljskega plina za gospodinjske in male poslovne odjemalce, ki je v 2025 posodobljen ter uveljavljen z nekoliko spremenjenim naslovom.

85 Omogoča uporabnikom preverjanje pravilnosti izstavljenega mesečnega računa za porabljeno električno energijo glede na izbranega dobavitelja in ponudbo ter svoje značilnosti odjema.

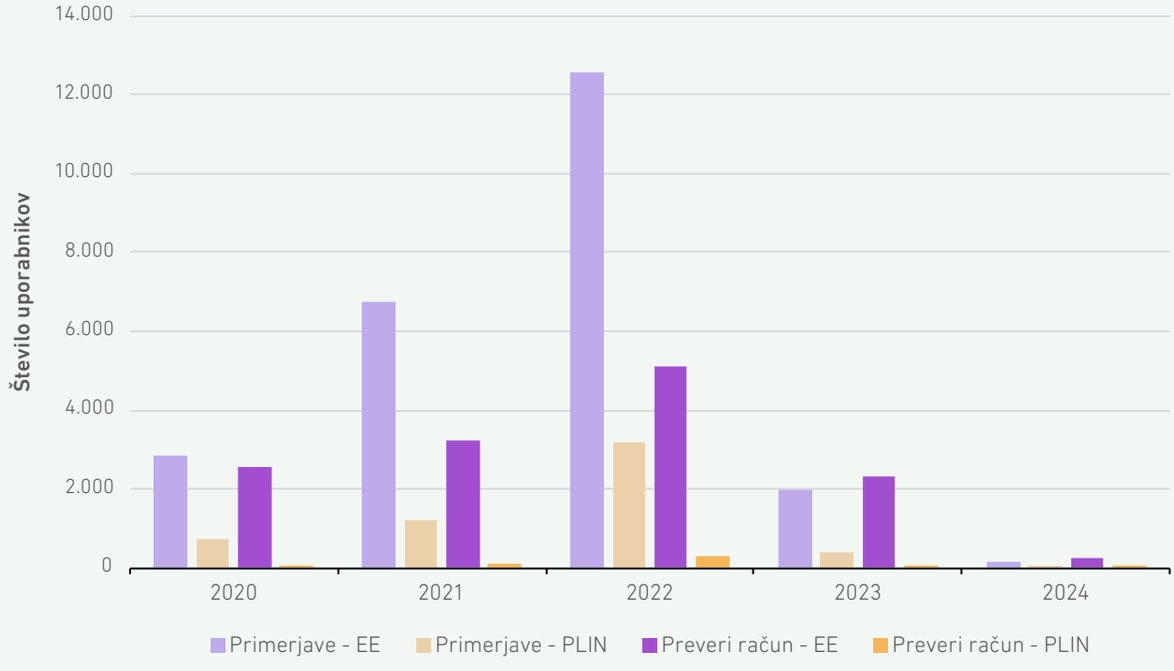
86 Omogoča primerjalni izračun stroškov za uporabo omrežja oziroma omrežnine po vseh odjemnih skupinah glede na profil porabe uporabnika.

SLIKA 132: ANALIZA ŠTEVILA OPRAVLJENIH PRIMERJALNIH IZRAČUNOV Z UPORABO STORITEV AGENCIJE (OD 2013 DO 12. 10. 2024)



VIR: AGENCIJA

SLIKA 133: ŠTEVILO UPORABNIKOV RAZLIČNIH PRIMERJALNIH STORITEV PO LETIH (2024 – DO 12. 10. 2024)



VIR: AGENCIJA

Vse od uvedbe zamejitve cen v jeseni leta 2022 za vse odjemalce s priključno močjo manjšo ali enako 43 kW se je zanimanje za primerjalne storitve po pričakovanjih izrazito zmanjševalo do ravni nepomembnih obsegov v letu 2024. Izrazit upad zanimanja za primerjalne storitve na področju dobave energije sovpada z nepomembno stopnjo dinamike na maloprodajnem trgu (izrazito zmanjšan delež menjav dobavitelja). Na zadevnem trgu so sicer delovali inovativno naravnani subjekti brez pomembnejšega tržnega deleža, ki so izkoriščali togost trga v svoj prid z angažiranjem tistega deleža odjemalcev, ki so bili pripravljeni prevzemati aktivnejšo vlogo na trgu, vso njihovo ponudbo pa zaradi specifičnosti ni bilo mogoče vključiti v primerjalne storitve.

Zaradi izteka tehnične življenjske dobe aplikativne rešitve je agencija izvajala zadnjo fazo načrtovane prenove primerjalnih storitev s ciljem zagotoviti skladnosti s svežnjem Čista energija za vse Evropejce in priporočili CEER v čim večjem obsegu. V prenovo je poleg odprave pomanjkljivosti in omejitev prejšnje rešitve ter izboljšanja uporabniške izkušnje agencija vključila tudi prilagoditev na nov način obračunavanja omrežnine. Ključne novosti in obenem izziv na področju primerjalnih storitev je podpora primerjavi ponudb na podlagi več tarifnih produktov z dinamičnimi tarifami, v okviru nadaljnjih nadgradenj pa je predvidena podpora več tarifnim produktom dobave s časovnim razlikovanjem, ki se razlikuje od omrežninskega, in kasneje še produktov prožnosti.

Nova rešitev je spodbudila veliko zanimanje odjemalcev, a zgolj začasno zaradi novega vladnega posega na trg

Nova rešitev, ki je bila uvedena v uporabo 12. 10. 2024, zaradi drugačne zasnove zaenkrat ne omogoča ločenega spremljanja statistike po segmentih obeh energentov. Je pa pritegnila veliko zanimanje odjemalcev – samo v novembru jo je uporabljalo skoraj 9.500 uporabnikov, ki so več kot 10.000-krat izvajali primerjalne izračune. Zaradi vladnega posega z novo uredbo za omilitev visokih računov za električno energijo v zimski sezoni 2024/2025 za gospodinjske odjemalce sredi novembra 2024, ki je zamejila ceno energije za celotno količino, pa je zanimanje za primerjalne storitve v decembru spet izrazito upadlo.

ŠTUDIJA PRIMERA
Nova spletna aplikacija »Primerjalnik stroškov oskrbe«

Agencija je 12. 10. 2024 predala v uporabo nove primerjalne storitve na področju dobave in agregacije električne energije in plina za gospodinjske in male poslovne odjemalce. Nove primerjalne storitve temeljijo na sistemu za stalno spremljanje maloprodajnega trga in obsegajo več spletnih aplikacij, ki uporabnikom omogočajo primerjalne izračune.

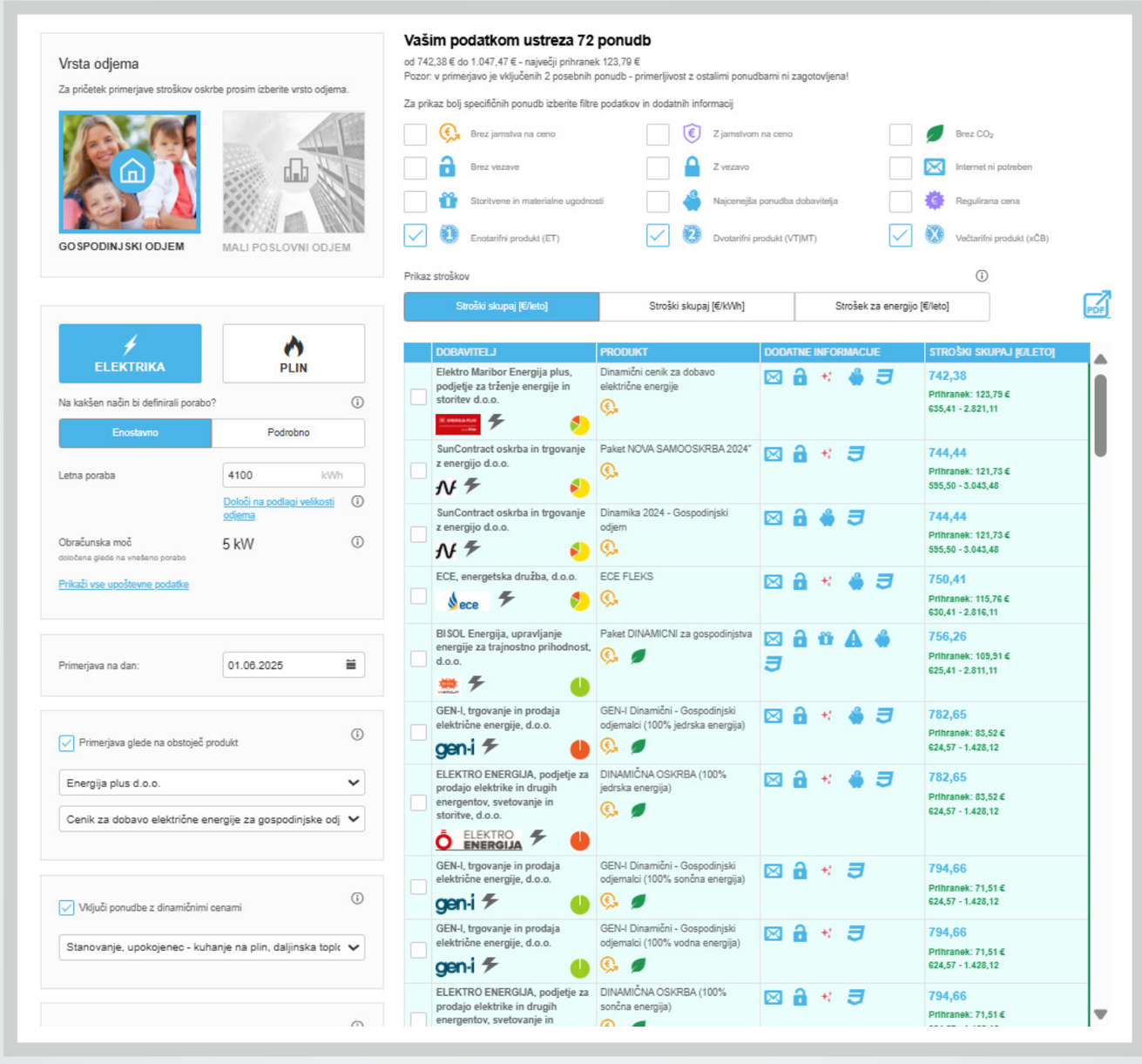
Nova spletna aplikacija »Primerjalnik stroškov oskrbe« zagotavlja največjo možno pokritost maloprodajnega trga z električno energijo in plinom, nudi boljšo uporabniško izkušnjo ter sledi izvedbenim priporočilom in smernicam na ravni EU. Nova rešitev je skladna z zahtevami ZOEE in omogoča primerjavo ponudb na podlagi dinamičnih cen.

Novost je med drugim variantna vključitev posamezne ponudbe v izračun – če ima ponudbeni cenik več tarifnih opcij, se v izračun vključijo vse, ki so omogočene z izbranim načinom merjenja porabe[87]. Nova rešitev omogoča učinkovito filtriranje rezultatov primerjave, podroben pregled posamezne ponudbe in tiskanje rezultatov. Uporabniku zagotavlja interaktivno prilagoditev prikaza stroškov z različnimi načini njihove normalizacije oziroma prikaza primerjave zgolj na podlagi stroškov dobave energije, ki so edina vplivna komponenta skupnega stroška z vidika primerjave. Na podlagi vhodnih podatkov uporabnika aplikacija dinamično prilagaja seznam ponudnikov storitev.

87 Npr. 15-minutno merjenje porabe omogoča obračun po vseh različicah časovno razlikovalnih tarif, dvo-tarifno merjenje pa omogoča tudi enotarifni obračun.

V primerjavo je mogoče na zahtevo vključevati tudi pogojene in posebne ponudbe, ki so privzeto iz primerjave izločene, saj njihove lastnosti ne zagotavljajo minimalnih pogojev za neizkrivljeno primerjavo.

SLIKA 134: PRIMERJALNIK STROŠKOV OSKRBE: REZULTAT PRIMERJALNEGA IZRAČUNA



VIR: AGENCIJA

Kratek pregled osnovnih cenovnih modelov v primerjalnem izračunu

Produkt brez časovnega jamstva cene

Velika večina gospodinjskih odjemalcev in večina malih poslovnih odjemalcev ima še vedno sklenjeno pogodbo o dobavi električne energije ali plina po tem modelu. Cena energije v centih/kWh je fiksni del pogodbe. Če dobavitelj spremeni ceno oziroma se cena poviša, ima kupec pravico do odstopa od pogodbe in lahko v enem mesecu od prejema obvestila zamenja dobavitelja ne glede na morebitne vezavne roke, medtem pa mu mora zagotavljati oskrbo z energijo obstoječi dobavitelj po nespremenjeni ceni.

Produkt s časovnim jamstvom cene

Kljub pravici do odstopa od pogodbe zaradi povišanja cen mnoge potrošnike skrbi, da bi lahko dobavitelj kmalu po pristopu odjemalcu zvišal ceno, ki bi potem plačal enak ali celo višji znesek kot prej. Kar nekaj ljudi se zato ne odloči za zamenjavo dobavitelja, čeprav bi lahko pri tem veliko prihranili. Številni dobavitelji zato odjemalcem nudijo cenovna jamstva za določen čas, ki so pomembna lastnost maloprodajnih produktov. Dobavitelj v obdobju jamstva cen ne bo zviševal - vendar pa to velja tudi v nasprotni smeri – v obdobju jamstva tem produktom dobavitelji cen ne bodo znižali.

Produkt z regulirano ceno

Produkt omogoča vključitev produktov z regulirano ceno v primerjalni izračun. Izračun stroškov na podlagi cenovne zamejitve veljavne vladne Uredbe o določitvi cene električne energije temelji na razmerju med količinami porabe, za katere velja cenovna zamejitev (npr. 90 %) in količinami, za katere se cena oblikuje na tržni način (npr. preostalih 10 %).

Pogojeni produkti

To so večinoma produkti, ki so pogojeni z menjavo dobavitelja (ceniki za nove odjemalce), samooskrbo in drugimi podobnimi pogoji.

Produkti na podlagi dinamičnih cen

Razlikujemo dvoje vrst produktov na podlagi dinamičnih cen, in sicer:

1. Produkti s samodejno cenovno prilagoditvijo (mesečno)
2. Produkti s povezavo na sprotni trg

Prva vrsta produktov je zelo redka in je podprta le, če gre za prilagoditev na podlagi standardiziranih mesečnih veleprodajnih terminskih produktov. Druga vrsta produktov, torej produkti s povezavo na sprotni trg, je precej bolje zastopana na slovenskem maloprodajnem trgu.

Kaj pravzaprav so produkti s cenovno povezavo na sprotni trg?

Na sprotnem trgu za dan vnaprej se s količinami električne energije trguje na urni ravni za fizično dobavo naslednji dan. Posledica tega je, da se na trgu po zaključku trgovanja določi indeks cene za vsako uro dobave naslednjega dne. Pri tovrstnih produktih se urne borzne cene električne energije prenašajo neposredno od dobavitelja k odjemalcu. Dobavitelj deluje kot posrednik in zadrži določeno provizijo za posredovanje kupljene električne energije. To nadomestilo dobavitelj zaračuna v obliki pribitka (doplačila), ki je lahko odvisen od količine.

Borzno ceno za te produkte dobavitelji opredelijo z veleprodajnim produktom v pogodbi oziroma v ceniku in v »Primerjalniku stroškov oskrbe«. Primeri borz, na katerih se trguje s produkti za dan vnaprej, so slovenska borza električne energije BSP, avstrijska EXAA, nemška EEX in madžarska HUPEX.

Za uporabo teh produktov je potreben pametni števec, saj se obračun dobavljene energije izvaja na urni osnovi. Za vsako uro se uporabi dejanska poraba in trenutna borzna cena.

Pomembne informacije o primerjavi produktov na podlagi dinamičnih cen v Primerjalniku stroškov oskrbe:

V »Primerjalniku stroškov oskrbe« primerjamo iste produkte na veleprodajnem sprotnem trgu na podlagi pribitkov, ki jih je treba plačati, da dobavitelj prenese borzno ceno na odjemalca. Ta skupni dodatek je lahko sestavljen iz pavšala v EURleto in od količine odvisnega dodatka v centih/kWh. Dodatna

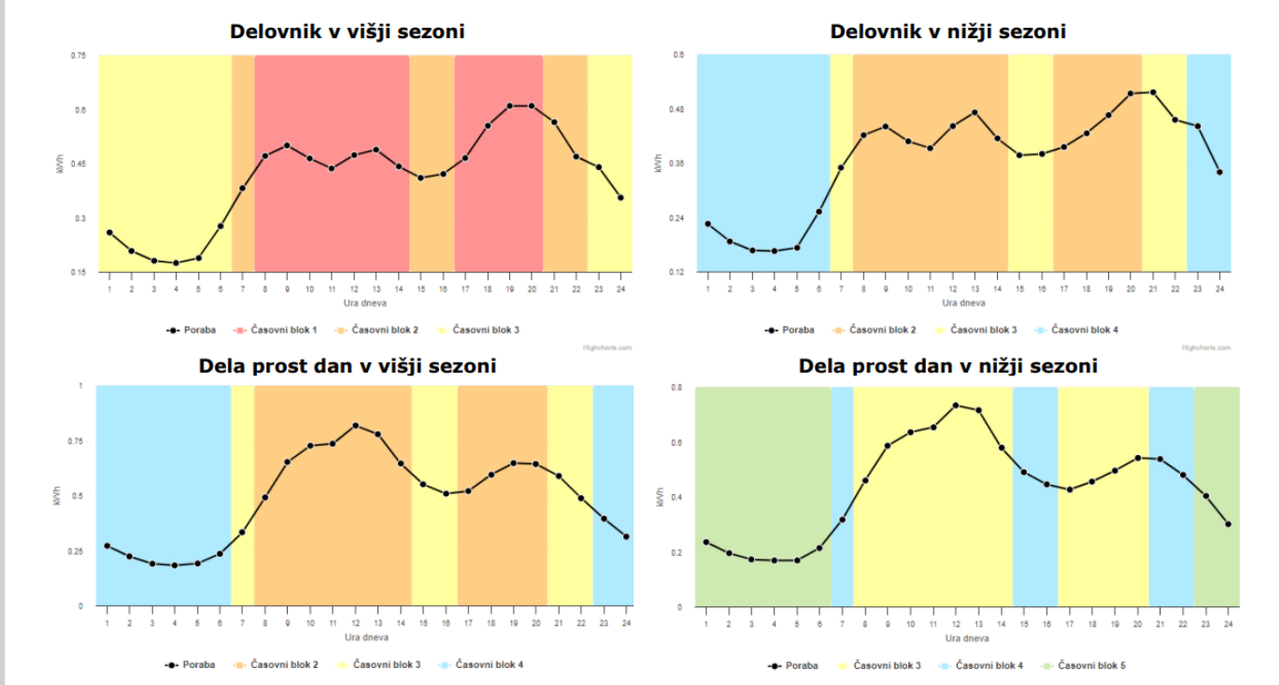
plačila obsegajo zavarovanja tveganj nastopa cenovnih konic – npr. dobavitelj lahko ponudi zamejitev cen (navzgor – zgornja meja) za določeno dodatno mesečno plačilo. Če se cena energije na borzi dvigne nad to vrednost, se za obračun uporabi zamejena cena. Ti produkti so opremljeni s potrebnimi informacijami v tarifnem kalkulatorju, podrobnejše informacije pa so na voljo v referenčnem ceniku in v splošnih pogojih dobavitelja. Lahko pa so v primerjavo vključeni produkti na podlagi dinamičnih cen, ki so povezani z različnimi veleprodajnimi produkti. V tem primeru je primerjava odvisna tako od pribitkov kot tudi od samih cen na sprotnih trgih, ki se medsebojno za isto uro razlikujejo.

Izračun stroškov na podlagi dinamičnih cen

Primerjalnik stroškov oskrbe izračuna stroške dobave energije na podlagi dinamičnih cen z uporabo:

- izbranega urnega sintetičnega profila odjemalca (uporabniška izbira);
- dejanske cene energije, ki je vključena v primerjavo in predstavlja povprečno urno ceno zadnjega meseca zadevnega veleprodajnega produkta.

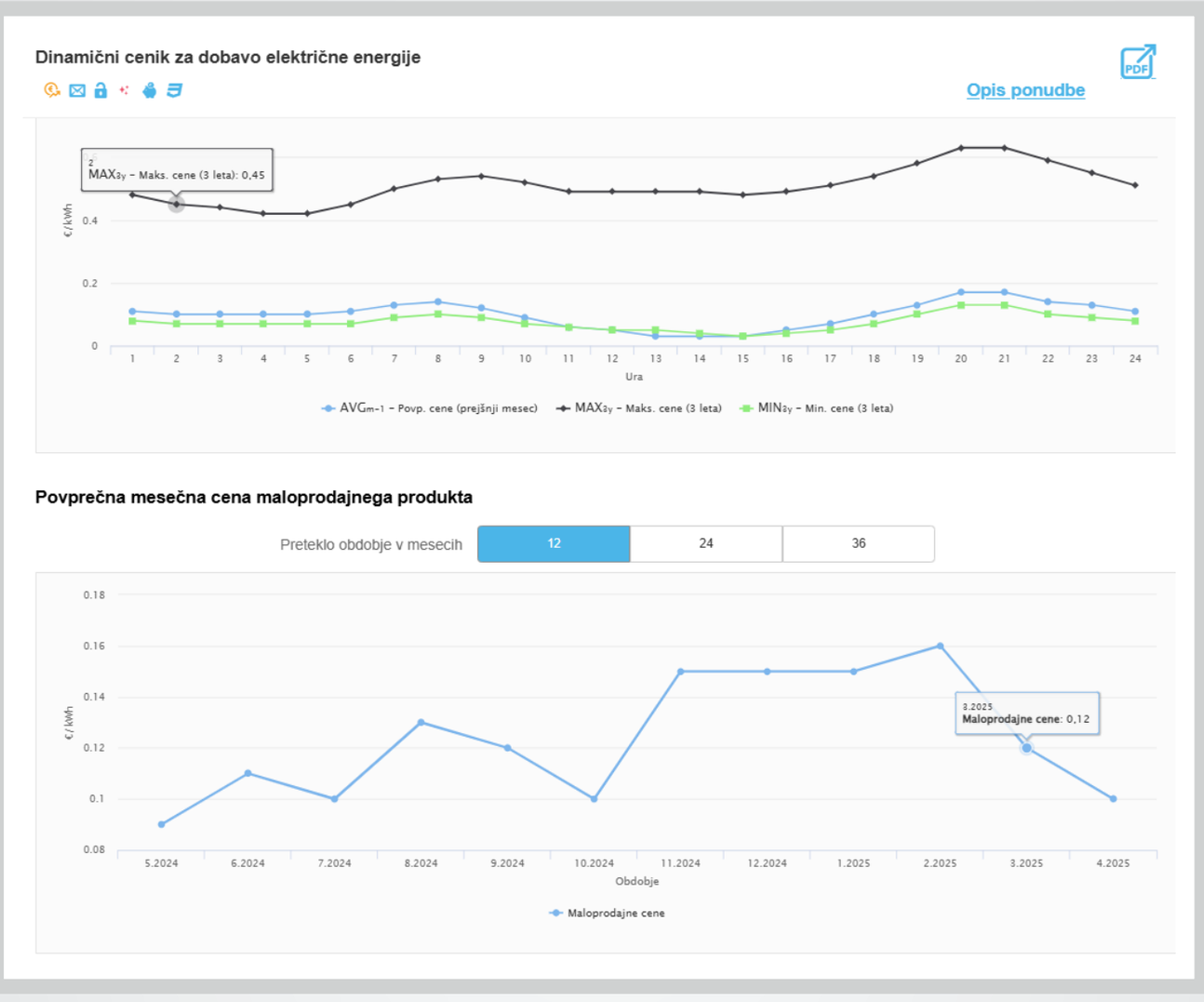
SLIKA 135: SINTETIČNI PROFIL NAVIDEZNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA Z VAROVALKO 3 X 25 A S PORABO MED 2,5 MWh IN 5 MWh (VIZUALIZIRANI SO VELJAVNI OMREŽNINSKI ČASOVNI BLOKI)



VIR: AGENCIJA

Dejanske upoštevane cene, uporabljene za obračun na podlagi produkta z dinamično ceno, pa bodo določene šele v prihodnosti. Ker so borzni tečaji zelo dinamični in odvisni od številnih dejavnikov, ne moremo dovolj natančno napovedati gibanja tečajev v prihodnje. Ker je izračun na podlagi prej navedene predpostavke zgolj informativen, se uporabniku izračunajo in prikažejo tudi letni stroški na podlagi maksimalnih in minimalnih urnih cen v zadnjih treh letih. Na splošno velja, da so cene v toplejših mesecih nižje kot v hladnejših mesecih, kar vpliva tudi na primerjavo, posebej še, če so v primerjavo vključeni produkti s fiksnimi cenami.

SLIKA 136: PRIMERJALNIK STROŠKOV OSKRBE: PRIKAZ RAZLIČNIH RAVNI VELEPRODAJNIH CEN V POMOČ UPORABNIKU PRI UPRAVLJANJU TVEGANJ, POVEZANIH Z DOBAVO NA PODLAGI DINAMIČNIH CEN



VIR: AGENCIJA

Produkt s statusom posebne ponudbe

Gre za produkte dobave, prilagojene ciljnim skupinam odjemalcev ali ciljni rabi električne energije (polnjenje električnega vozila, uporaba toplotne črpalke itd.), ki niso popolnoma primerljivi s standardnimi, a niso nujno pogojeni produkti. Med njih vključujemo tudi izrazito specifične, kot so »cross-sell« produkte in produkte, ki so povezani s članarinami, ki so obenem pogojeni produkti.

Zaradi pričakovanega razvoja novih statičnih maloprodajnih produktov, ki temeljijo na podrobnejšem časovnem razlikovanju tarif za dobavo energije, različnem od časovnega razlikovanja omrežninskih tarif, bo agencija rešitev sproti nadgrajevala.

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 in te primerjajo s stroški, ki bi jim nastali, če bi se v uporabi ohranil veljavni sistem obračuna. 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 omrežnine«[88] pa 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 zadostna razpoložljivost 15-minutnih merilnih podatkov v okviru tega obremenilnega diagrama.

Aplikacijo je v letu uporabilo več kot 5.000 odjemalcev, ki so izvedli več kot 8.000 izračunov, največ v septembru in oktobru, torej pred začetkom uporabe nove metodologije oziroma pred začetkom višje sezone. Aplikacijo je uporabilo bistveno več odjemalcev kot jih je v zadnjem četrtletju prilagodilo dogovorjeno obračunsko moč in torej pristopilo v aktivni odjem na podlagi omrežnih cenovnih signalov.

»Primerjalnik stroškov omrežnine« podpiral pripravo aktivnih odjemalcev na nov način obračunavanja omrežnine

Ostali ukrepi za zagotavljanje preglednosti

Spletni portal Trajnostna energija[89] 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.

Učinkovitost trga

Tržni deleži in koncentracija na maloprodajnih trgih

Dobava električne energije vsem odjemalcem

Tabela 30 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. HHI, ki je višji od 2.000, kaže, da gre za visoko koncentriran maloprodajni trg, medtem ko HHI nižji od 2.000 kaže, da gre za trg z nizko stopnjo koncentracije.

V primerjavi z letom 2023, ko je HHI znašal 1.376, se je v 2024 zmanjšal za 0,6 % in je znašal 1.368.

88 https://www.agen-rs.si/web/primerjalnik-stroskov-omrezninehttps://www.agen-rs.si/web/primerjalnik-stroskov-omreznine
89 http://www.trajnostnaenergija.si/

TABELA 30: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV VSEM KONČNIM ODJEMALCEM[90]

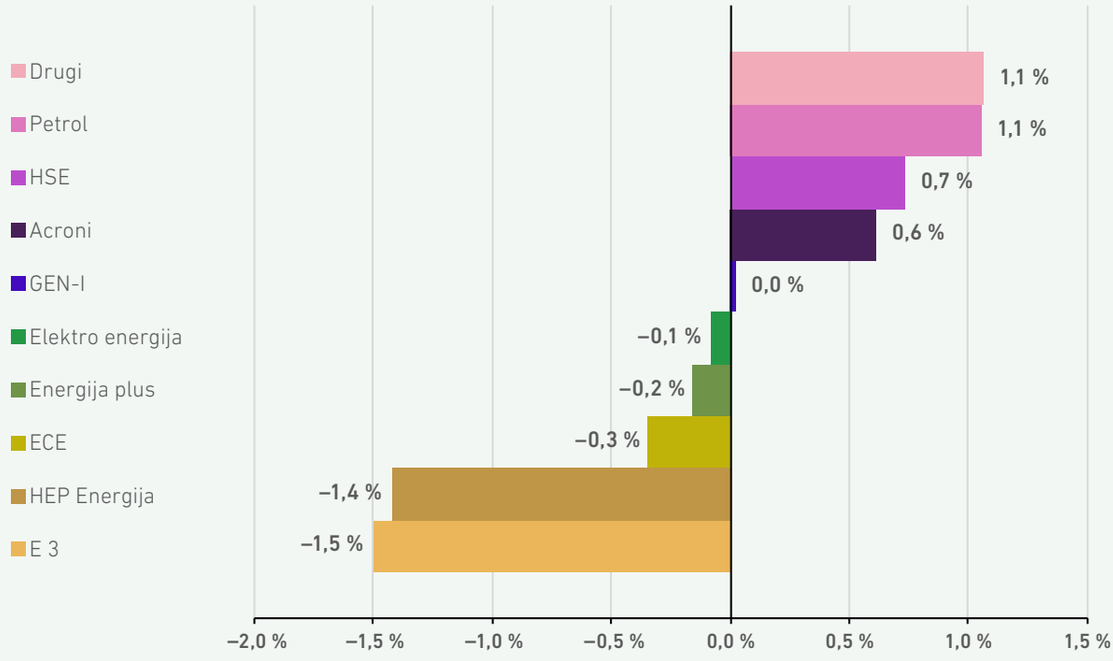
Dobavitelj	Dobavljena energija [GWh]	Tržni delež
GEN-I	2.530,1	21,6 %
Petrol	1.969,9	16,8 %
ECE	1.853,0	15,8 %
Energija plus	1.541,2	13,2 %
E 3	873,7	7,5 %
HEP Energija	858,2	7,3 %
Drugi	611,1	5,2 %
Elektro energija	582,3	5,0 %
HSE	543,8	4,6 %
Acroni	332,2	2,8 %
SKUPAJ	**11.695,5**	**100,0 %**
HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem	**1.368**	

VIR: PORTAL EPOS

Strukturne spremembe z vplivom na koncentracijo na trgu so absolutno v rangu do 1,5 %. V letu 2024 se je glede na leto prej najbolj povečal tržni delež Petrolu. Tržni delež se je povečal tudi na segmentu »Drugi«, kamor štejemo vse dobavitelje, katerih tržni delež glede na količino dobavljene energije je manjši od 2 %. V letu 2024 je v to kategorijo spadalo 11 dobaviteljev, kar je tri več kot leto prej. Po drugi strani je največji del tržnega deleža izgubil E 3. Po velikosti sprememb tržni deleži pri ostalih dobaviteljih v letu 2024 niso preveč bistveno odstopali od preteklih let, tako da se tržni položaji dobaviteljev niso pomembno spremenili, kot je prikazano na sliki 137.

90 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 137: SPREMEMBE TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV VSEM KONČNIM ODJEMALCEM V LETU 2024 GLEDE NA LETO 2023[91]



VIR: PORTAL EPOS

Dobava električne energije poslovnim odjemalcem

Tržne deleže dobaviteljev električne energije na maloprodajnem trgu poslovnih odjemalcev v letu 2024 prikazuje tabela 31. Na maloprodajnem trgu za poslovne odjemalce je bila tudi v letu 2024 nizka stopnja koncentracije.

Vrednost HHI je znašala 1.330 in se je v primerjavi z letom 2023, ko je znašala 1.325, povečala za 0,4 %.

91 Spremembe tržnih deležev dobaviteljev v letu 2024 glede na leto 2023 so zaokrožene na eno decimalno mesto. Neposredna primerjava z lanskimi vrednosti lahko zaradi zaokrožitev privede do razlike +/– 0,1 %.

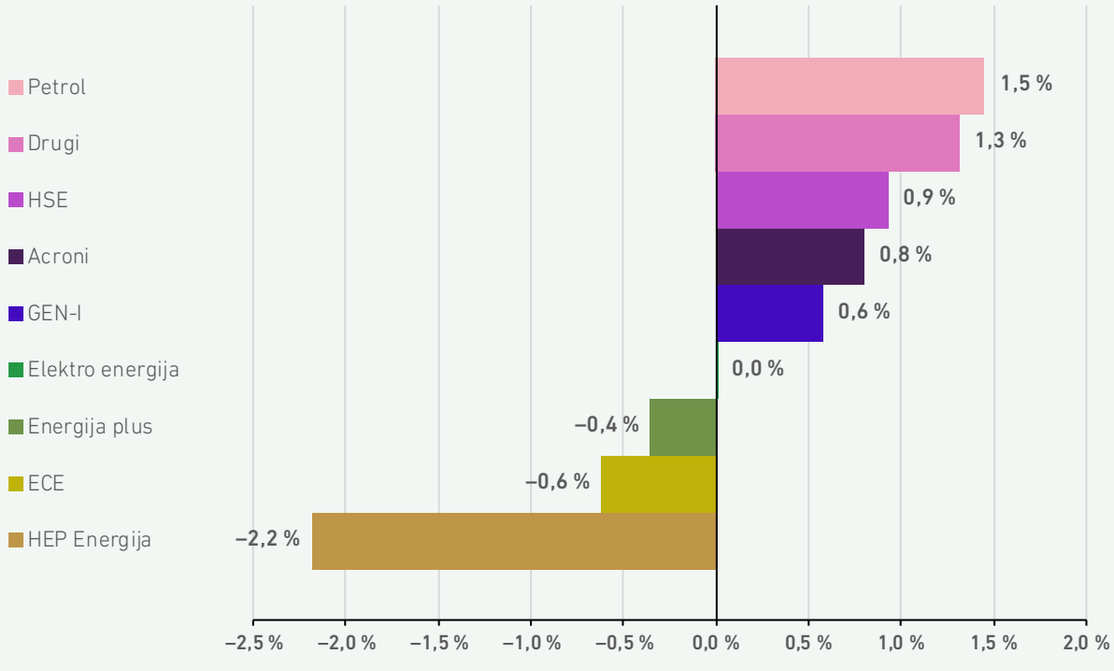
TABELA 31: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV VSEM POSLOVNIM ODJEMALCEM

Dobavitelj	Dobavljena energija [GWh]	Tržni delež
Petrol	1.653,6	19,6 %
GEN-I	1.370,9	16,3 %
ECE	1.368,4	16,2 %
Energija plus	1.131,7	13,4 %
HEP Energija	858,2	10,2 %
Drugi	589,1	7,0 %
HSE	543,8	6,5 %
E 3	406,3	4,8 %
Acroni	332,2	3,9 %
Elektro energija	174,7	2,1 %
SKUPAJ	**8.428,9**	**100,0 %**
HHI dobaviteljev vsem poslovnim odjemalcem	**1.330**	

VIR: PORTAL EPOS

Kot lahko vidimo na sliki 138, sta največji tržni delež glede na leto 2023 na tem delu trga pridobila Petrol in segment »Drugi«, kar pripisujemo trem novim dobaviteljem na trgu. Največji tržni delež glede na leto 2023 pa je izgubila HEP Energija. Tudi na tem trgu beležimo manjše strukturne spremembe z vplivom na koncentracijo na trgu.

SLIKA 138: SPREMEMBE TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV POSLOVNIM ODJEMALCEM V LETU 2024 GLEDE NA LETO 2023[92]

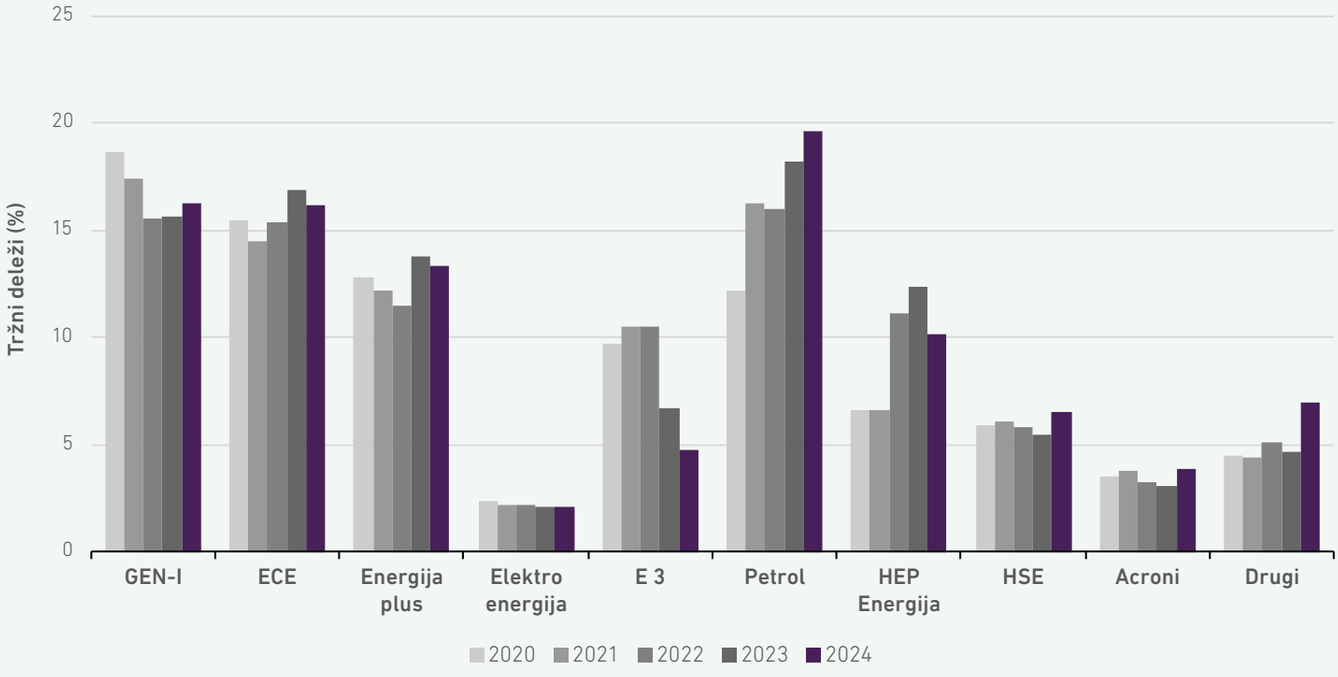


VIR: PORTAL EPOS

92 Spremembe tržnih deležev dobaviteljev v letu 2024 glede na leto 2023 so zaokrožene na eno decimalno mesto. Neposredna primerjava z lanskimi vrednosti lahko zaradi zaokrožitev privede do razlike +/– 0,1 %.

Na sliki 139 prikazujemo petletno gibanje tržnega deleža dobaviteljev poslovnim odjemalcem. Po triletnem zaporednem povečevanju tržnega deleža v obdobju 2020–2023 je ECE v letu 2024 tržni delež zmanjšal, E 3 je v zadnjih dveh letih svoj tržni delež zmanjšal za skoraj polovico. Petrol in GEN-I nadaljujeta trend povečevanja tržnega deleža v zadnjih treh letih. Povečanje tržnega deleža pri segmentu »Drugi« nakazuje na povečanje števila dobaviteljev s tržnim deležem, manjšim od 2 %.

SLIKA 139: PRIMERJAVA TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV POSLOVNIM ODJEMALCEM V OBDOBJU 2020–2024



VIR: PORTAL EPOS

Dobava električne energije gospodinjskim odjemalcem

Na maloprodajnem trgu za gospodinjske odjemalce v letu 2024 stopnja tržne koncentracije pokaže, da gre za visoko koncentriran trg. HHI je že tretje leto zapored presegel 2.000 in je v 2024 znašal 2.091. V primerjavi z letom 2023 se je HHI v letu 2024 zmanjšal za 1,2 %.

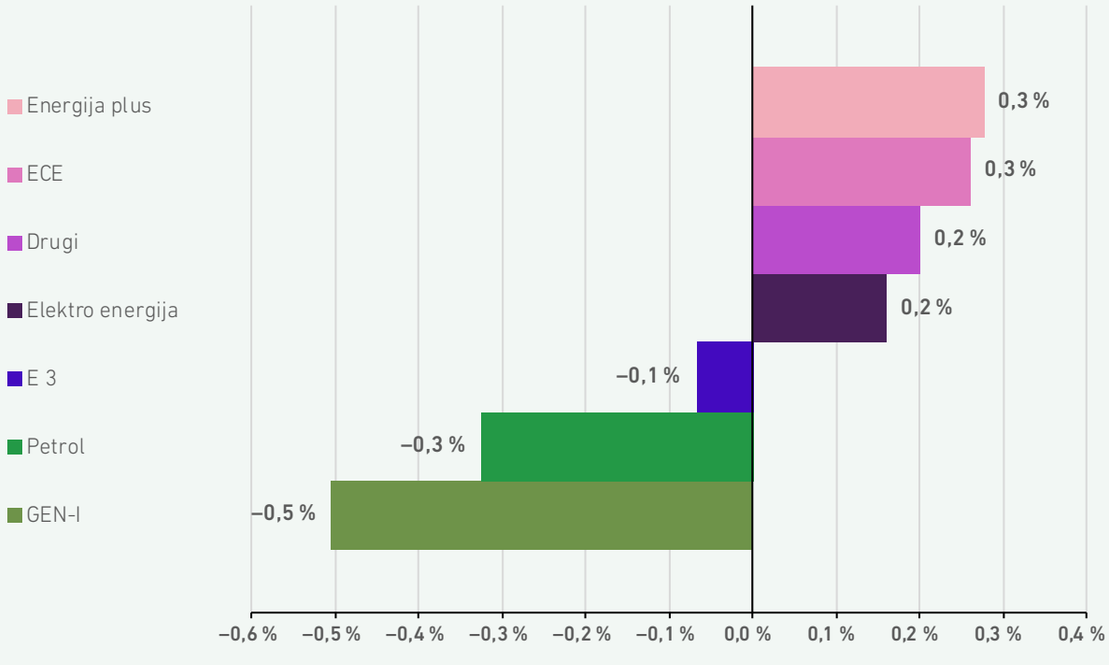
TABELA 32: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV VSEM GOSPODINJSKIM ODJEMALCEM

Dobavitelj	Dobavljena energija [GWh]	Tržni delež
GEN-I	1.159,2	35,5 %
ECE	484,6	14,8 %
E 3	467,4	14,3 %
Energija plus	409,5	12,5 %
Elektro energija	407,6	12,5 %
Petrol	316,4	9,7 %
Drugi	22,0	0,7 %
SKUPAJ	**3.266,7**	**100,0 %**
HHI dobaviteljev vsem gospodinjskim odjemalcem	**2.091**	

VIR: PORTAL EPOS

Kot je razvidno s slike 140, so strukturne spremembe z vplivom na koncentracijo na trgu absolutno v rangu do 0,5 %. Največji tržni delež sta glede na leto 2023 na segmentu gospodinjskega odjema v letu 2024 pridobila Energija plus in ECE. Tržni delež treh največjih dobaviteljev je znašal 64,6 % in se je v primerjavi z letom 2023 zmanjšal za 0,3 odstotne točke. Zmanjšanje je povezano z upadom tržnega deleža dobavitelja GEN-I, pri katerem prvič od odprtja trga za gospodinjske odjemalce beležimo padec tržnega deleža za 0,5 %.

SLIKA 140: SPREMEMBE TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV GOSPODINJSKIM ODJEMALCEM[93]



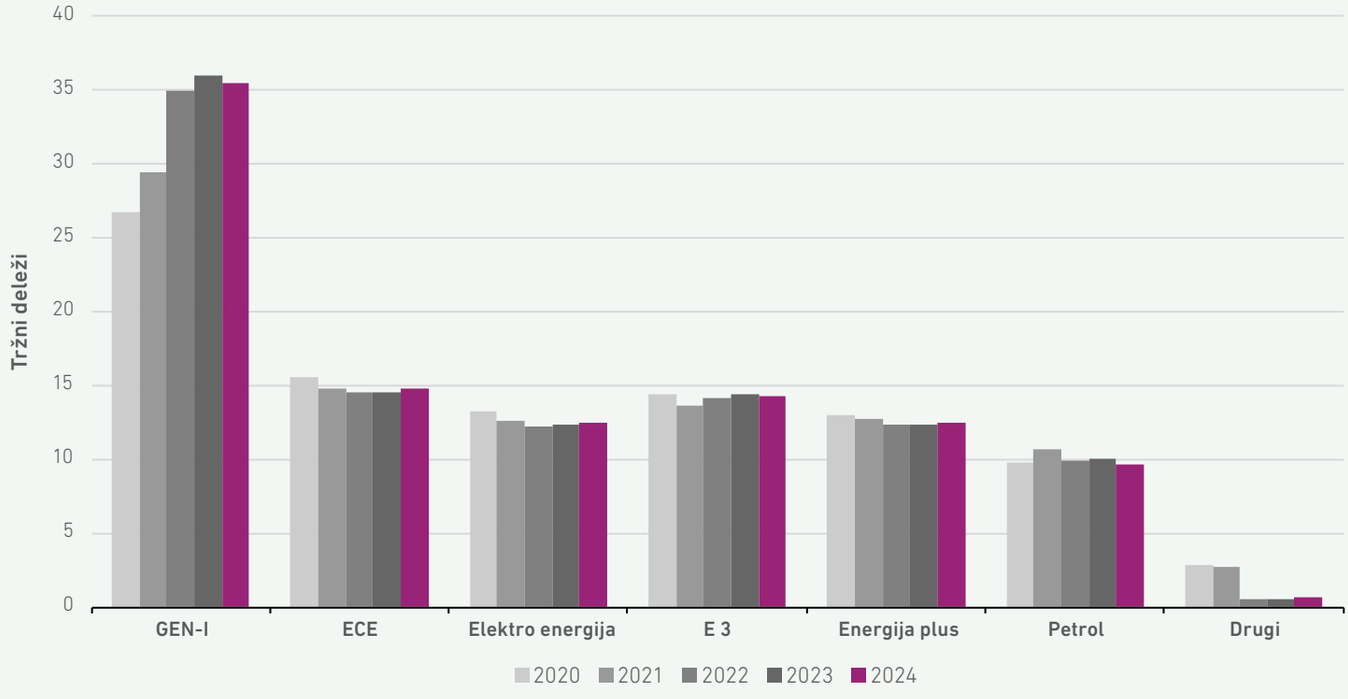
VIR: PORTAL EPOS

93 Spremembe tržnih deležev dobaviteljev v letu 2024 glede na leto 2023 so zaokrožene na eno decimalno mesto. Neposredna primerjava z lanskimi vrednosti lahko zaradi zaokrožitev privede do razlike +/– 0,1 %.

Slika 141 prikazuje tržne deleže dobaviteljev gospodinjskih odjemalcev. Prikazani so tržni deleži v obdobju 2020–2024. Po velikosti sprememb tržni deleži pri dobaviteljih niso bistveno odstopali od leta 2023, tako da se tržni deleži niso pomembno spremenili v zadnjem letu. Izrazito dominanten na trgu še vedno ostaja GEN-I. Glede na lastniško strukturo dobaviteljev znaša tržni delež dobavitelja GEN-I kar 48 %, tržni delež HSE 27,4 % in tržni delež Petrola 24 %.

Tržna koncentracija na maloprodajnem trgu z električno energijo za gospodinjske odjemalce ostaja visoka

SLIKA 141: PRIMERJAVA TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV GOSPODINJSKIM ODJEMALCEM V OBDOBJU 2020–2024



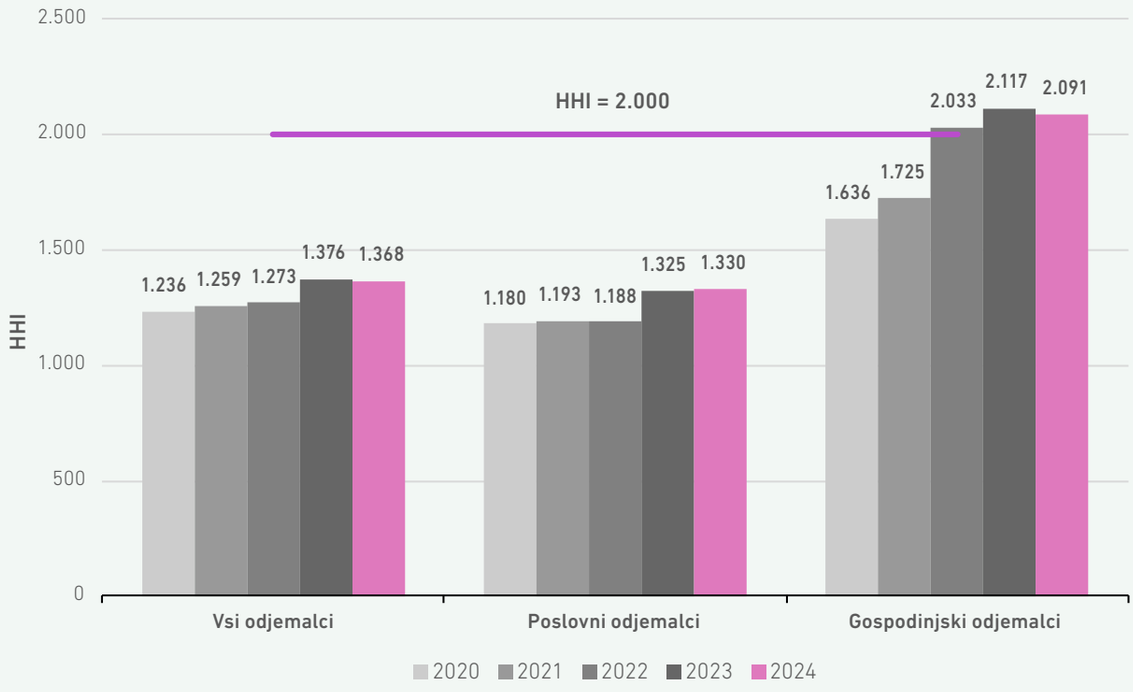
VIR: PORTAL EPOS

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 presojo 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 presojo, pri zelo koncentriranem trgu pa je lahko odločilna že razlika 50 točk.

Kot je razvidno s slike 142, se je HHI v letu 2024 povečal na segmentu dobave poslovnim končnim odjemalcem za 0,4 %. Na segmentu dobave gospodinjskim odjemalcem se je HHI zmanjšal za 1,2 % glede na prejšnje leto, na segmentu dobave vsem odjemalcem pa se je zmanjšal za 0,6 %.

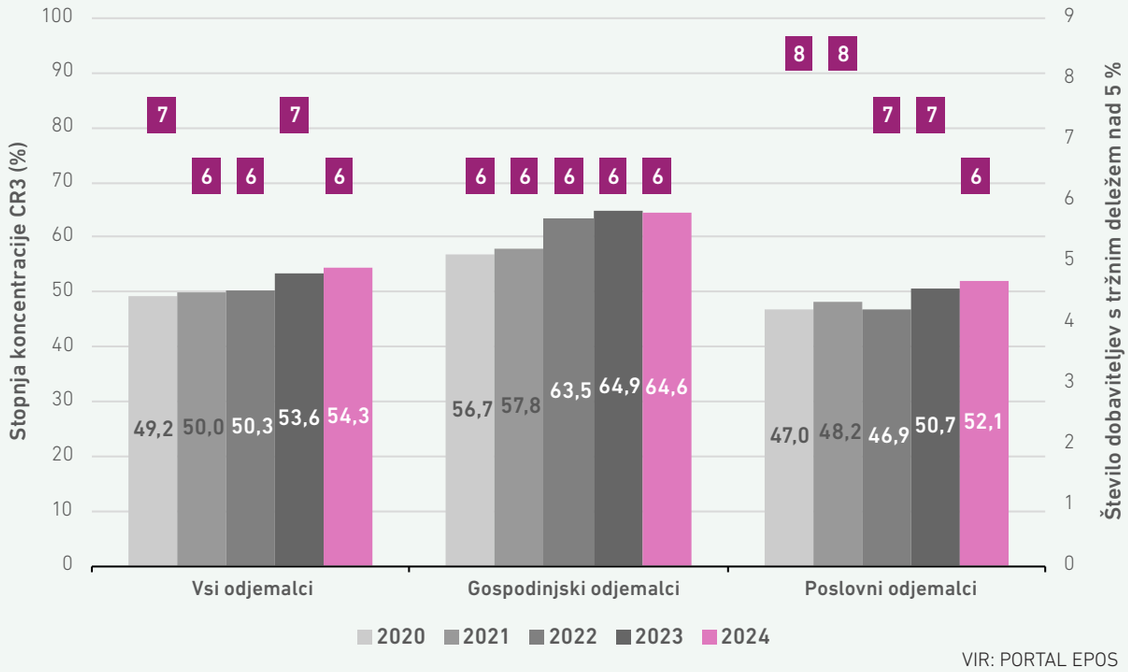
SLIKA 142: GIBANJE HHI NA MALOPRODAJNIH TRGIH V OBDOBJU 2020–2024



VIR: PORTAL EPOS

Indeks stopnje koncentracije CR je standardni kazalnik tržne koncentracije na podlagi tržnih deležev. Za potrebe tega poročila prikazujemo CR3, ki prikazuje skupni tržni delež treh največjih dobaviteljev na trgu. Slika 143 prikazuje omenjeni kazalnik ter število dobaviteljev s tržnim deležem, večjim od 5 %. Glede na leto 2023 se je v letu 2024 povečal CR3 na segmentu dobave vsem odjemalcem in na segmentu dobave poslovnim odjemalcem. Na segmentu dobave gospodinjskim odjemalcem je CR3 ostal na približno enaki ravni kot leto prej. Skupno število dobaviteljev vsem odjemalcem, ki imajo tržni delež večji od 5 %, se je zmanjšalo za enega dobavitelja – Elektro energija, ki je svoj tržni delež zmanjšala za 0,1 odstotne točke glede na leto 2023 in tako padla tik pod mejo 5 %.

SLIKA 143: STOPNJA KONCENTRACIJE (CR3) NA MALOPRODAJNIH TRGIH IN ŠTEVILO DOBAVITELJEV S TRŽNIM DELEŽEM, VEČJIM OD 5 %, V OBDOBJU 2020–2024



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 gospodinjski odjem vrednost blizu 100 %, tržni delež virtualnega dominantnega lastniško povezanega dobavitelja pa skoraj 50 %. Stanje se tudi v letu 2024 z vidika tovrstne koncentracije bistveno ni spremenilo.

Visoke koncentracije na trgu za gospodinjski odjem zahtevajo ustrezno pozornost pristojnih organov na področju vrednotenja tržne moči

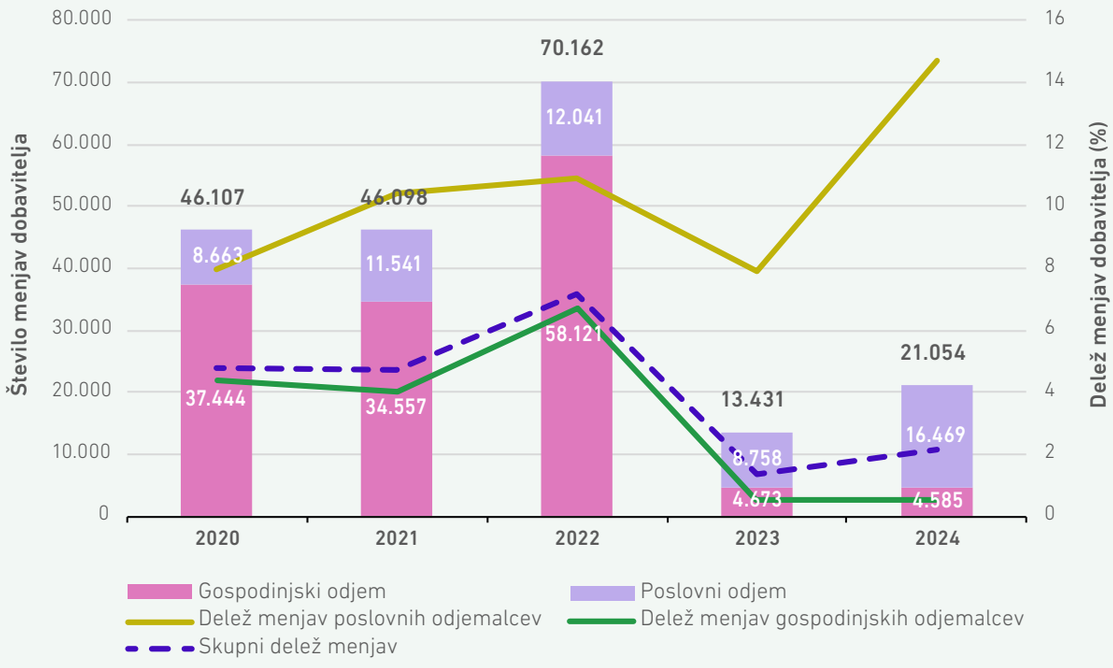
Menjave dobavitelja

V letu 2024 je dobavitelja električne energije zamenjalo 21.054 odjemalcev, in sicer 4.585 gospodinjskih in 16.469 poslovnih odjemalcev, kar predstavlja 57 % več menjav dobavitelja v primerjavi z letom prej. V povprečju je mesečno dobavitelja električne energije zamenjalo 382 gospodinjskih in 1.372 poslovnih odjemalcev.

Rekordno nizko število menjav dobavitelja pri gospodinjcih zaradi učinkov vladne zamejitve cen

Zaradi vladne uredbe o določitvi cen električne energije, ki je omejila najvišjo maloprodajno ceno električne energije, so se močno zmanjšale razlike v ceni dobave med posameznimi dobavitelji, zato beležimo rekorden padec števila menjav pri gospodinjskih odjemalcih v letih 2023 in 2024. V letu 2024 vlada ni več zamejevala cen za mali poslovni odjem in s tem omogočila pogoje za normalno delovanje tega segmenta trga. Pri poslovnem odjemu tako beležimo najvišje število menjav v zadnjih petih letih. Na sliki 144 je prikazan trend gibanja skupnega števila menjav glede na tip odjema in delež menjav gospodinjskih in poslovnih odjemalcev v obdobju 2020–2024.

SLIKA 144: GIBANJE ŠTEVILA MENJAV DOBAVITELJA V OBDOBJU 2020–2024



VIRA: AGENCIJA, ELES

Delež menjav dobavitelja gospodinjskih odjemalcev je v letu 2024 znašal 0,5 % in je ostal na enaki ravni kot leto prej. Tak trg je opredeljen kot mirujoč trg[94] (angl. »dormant market«), kjer menjave obstajajo zgolj »teoretično«. Takšni trgi so sicer uradno odprti za konkurenco, odjemalci imajo pravico do izbire, toda v praksi so le večji odjemalci dovolj motivirani ali zmožni tega, konkurenti morda nimajo možnosti konkuriranja cenam in v splošnem ne obstajajo zadovoljivi pogoji na trgu za pravo konkurenco. Tovrstno stanje na trgu je v letih 2023 in 2024 povzročila vladna zamejitev cen. Leta 2023 je imelo 19 držav v EU večji delež menjav dobavitelja gospodinjskih odjemalcev od Slovenije, ena je presegla delež menjav 20 % - Španija, osem je dosegalo delež večji od 10 %[95]. S slovenskim deležem menjav v letu 2024 je primerljiv le delež menjav v Slovaški in Poljski iz leta 2023, ki ni presegel 1 %.

V Sloveniji je na delu gospodinjskega odjema konkurenca vse šibkejša, na kar vplivajo tudi lastniške povezave med dobavitelji. Delež menjav dobavitelja poslovnih odjemalcev je v letu 2024 znašal 14,7 %, kar je 6,8 odstotne točke več, kot leto prej. Za male poslovne odjemalce se je regulacija cen električne energije končala konec leta 2023. Posledično so se ta podjetja soočila s tržnimi cenami, kar je lahko prispevalo k povečanju menjav dobaviteljev

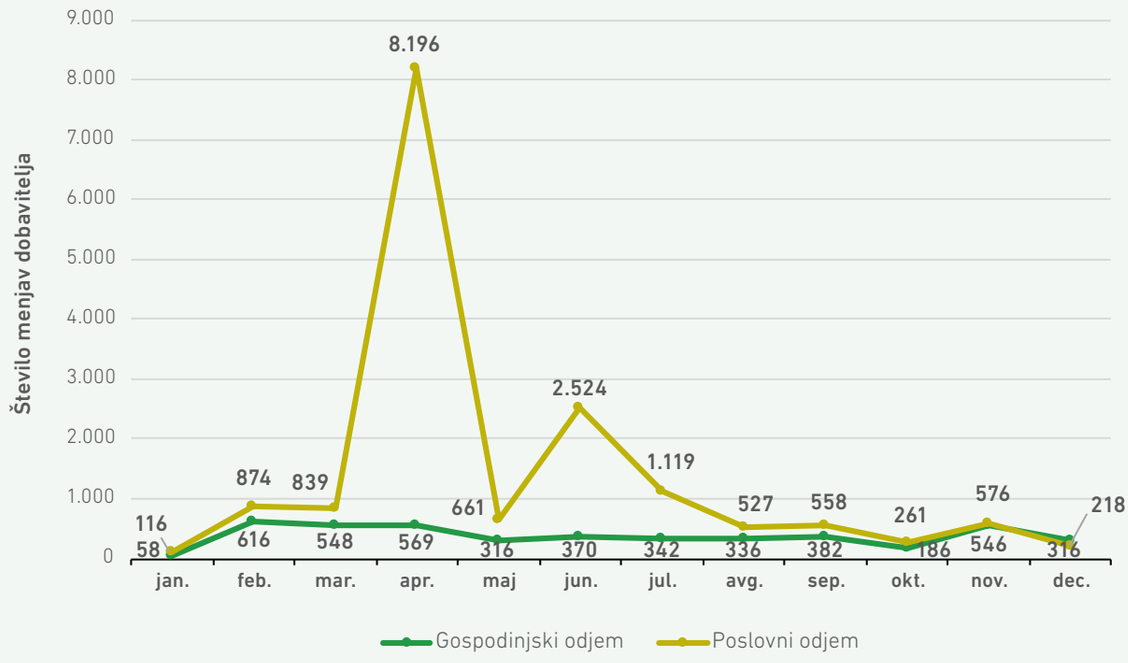
Povečanje dinamičnosti trga za poslovni odjem zaradi prenehanja vladnega zamejevanja cen

električne energije v začetku leta 2024, saj so iskala ugodnejše ponudbe.

Na sliki 145 vidimo število menjav dobavitelja v letu 2024 po mesecih, kjer po povečanem številu menjav izstopa april. V primerjavi z letom prej je zabeleženih 1,9 %[96] manj menjav dobavitelja za gospodinjski odjem in 88,0 % več menjav dobavitelja za poslovni odjem. Največje število menjav pri poslovnem odjemu je prav tako bilo v aprilu[97]. Rekordno število menjav v letu 2024 za poslovni odjem lahko pripišemo izteku regulacije cen za mali poslovni odjem in prehodu na tržne cene, kar je spodbudilo podjetja k iskanju ugodnejših ponudb pri drugih dobaviteljih. Eden izmed razlogov so tudi konkurenčne ponudbe in znižanje cen nekaterih ponudnikov, povečana tržna aktivnost in enostavnost menjave dobavitelja.

94 World Energy Retail Market Rankings 2012, Utlity Customer Switching Research Project, VaasaETT
95 ACER/CEER Energy Retail and Consumer Protection 2024 Market Monitoring Report, september 2024, slika 34
96 Spremembe deležev menjav dobavitelja v letu 2024 glede na leto 2023 so zaokrožene na eno decimalno mesto.
97 V aprilu podrobna analiza nakazuje množičen prehod > 6.500 poslovnih odjemalcev med dvema dobaviteljema

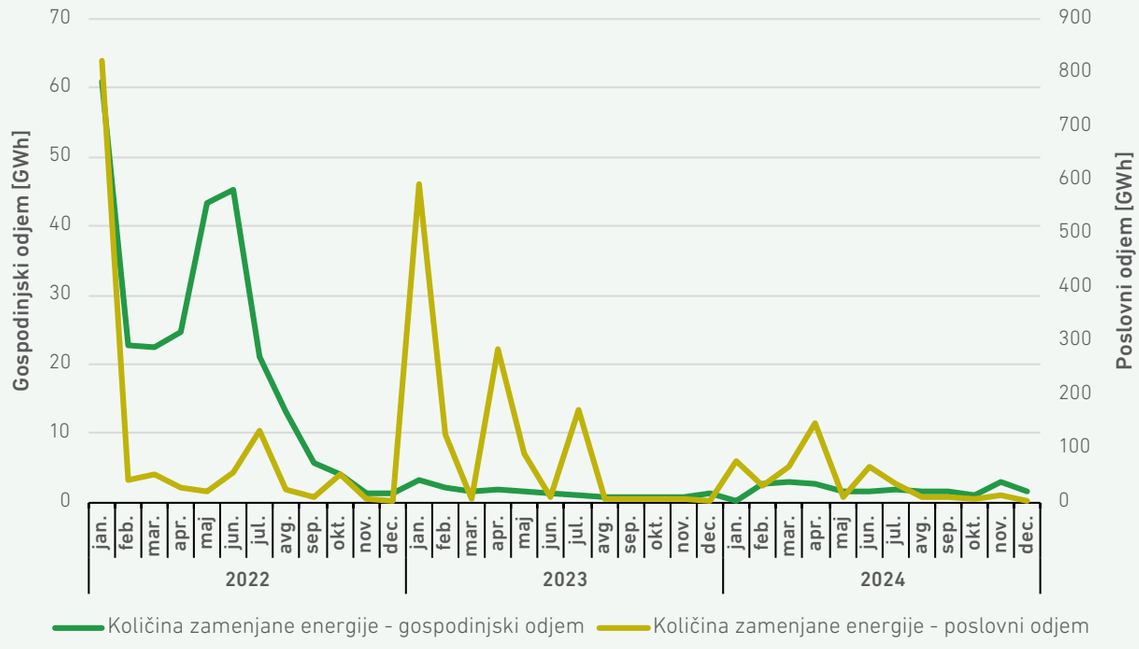
SLIKA 145: DINAMIKA ŠTEVILA MENJAV DOBAVITELJA V LETU 2024 GLEDE NA TIP ODJEMA



VIRA: AGENCIJA, ELES

Slika 146 prikazuje trend gibanja količin zamenjane energije v obdobju 2022–2024. 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 gospodinjskih odjemalcev tudi zamenjana količina energije večja. Na sliki je zelo dobro razviden skok količine zamenjane energije poslovnih odjemalcev v začetku leta 2024. Pri gospodinjskih odjemalcih je količina zamenjane energije v letu 2024 za 30,5 % večja v primerjavi z letom prej, pri čemer je znašal delež zamenjane količine energije 0,7 %. Pri poslovnih odjemalcih je na drugi strani količina zamenjane energije v letu 2024 za 63,1 % manjša v primerjavi z letom prej, delež zamenjane količine energije pa je znašal 5,7 %, kar je zmanjšanje v višini 10,4 odstotne točke v primerjavi z letom 2023.

SLIKA 146: KOLIČINE ZAMENJANE ENERGIJE GLEDE NA TIP ODJEMA



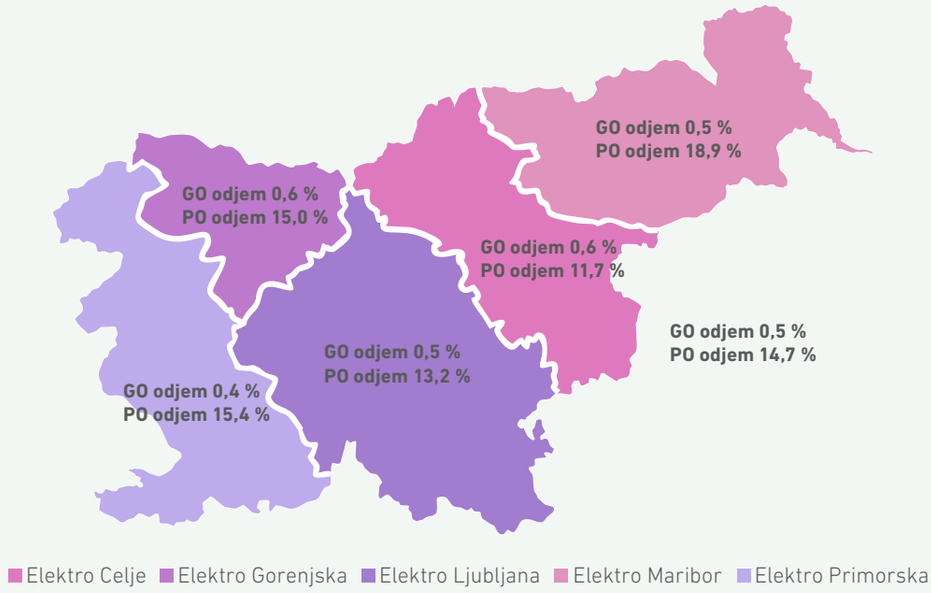
VIRA: AGENCIJA, ELES

V nadaljevanju je prikazana analiza menjav dobavitelja pri gospodinjskih 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 pogojena[98], 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[99], 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 gospodinjskih odjemalcev, priključenih na posameznem območju distribucijskega sistema, posledično pa bi bili deleži menjav enaki.

Dejanski podatki za leto 2024 sicer kažejo na različne deleže menjav dobavitelja, kot je razvidno s slike 147.

98 Vsi dobavitelji električne energije dobavljajo energijo na območju celotne Slovenije, zato je vsem odjemalcem zagotovljena enaka možnost izbire.
99 Dobavitelji, ki so bili pred popolnim odprtjem trga v 2007 povezani z aktivnostjo GJS (angl. »incumbent supplier«).

SLIKA 147: DELEŽ MENJAV DOBAVITELJA GOSPODINJSKIH IN POSLOVNIH ODJEMALCEV NA OBMOČJU POSAMEZNEGA EDP



VIRA: AGENCIJA, ELES

Analiza je pokazala, da se deleži menjav dobavitelja gospodinjskih odjemalcev praktično ne razlikujejo med distribucijskimi območji in se gibljejo okoli nepomembnih 0,5 %. Pri poslovnem odjemu je bilo največ menjav na območju Elektra Maribor in se je v primerjavi z letom prej povečalo za 11 %. Sledi mu Elektro Gorenjska s 15-odstotnim deležem menjav, kar je za 8,8 % več kot leta 2023. Najmanjše število menjav je bilo na območju Elektra Celje, 11,7 %, in se je povečalo za 2,9 % v primerjavi z letom prej.

Analiza deleža odjemalcev, ki v obdobju treh let niso menjali dobavitelja,[100] izkazuje zelo omejeno aktivnost na gospodinjskem odjemu. Število vseh odjemalcev nam predstavlja povprečno število odjemalcev v zadnjih treh letih. Rezultat je prikazan v tabeli 33.

92,6 % gospodinjskih odjemalcev v zadnjih treh letih ni menjalo dobavitelja

TABELA 33: ŠTEVILO IN ODSTOTEK ODJEMALCEV, KI NISO MENJALI DOBAVITELJA MED LETOMA 2022–2024

	2022–2024	
	Po številu	%
Gospodinjski odjem	871.849	92,64 %
Poslovni odjem	111.357	72,70 %
Skupaj	**983.206**	90,38 %

VIR: AGENCIJA

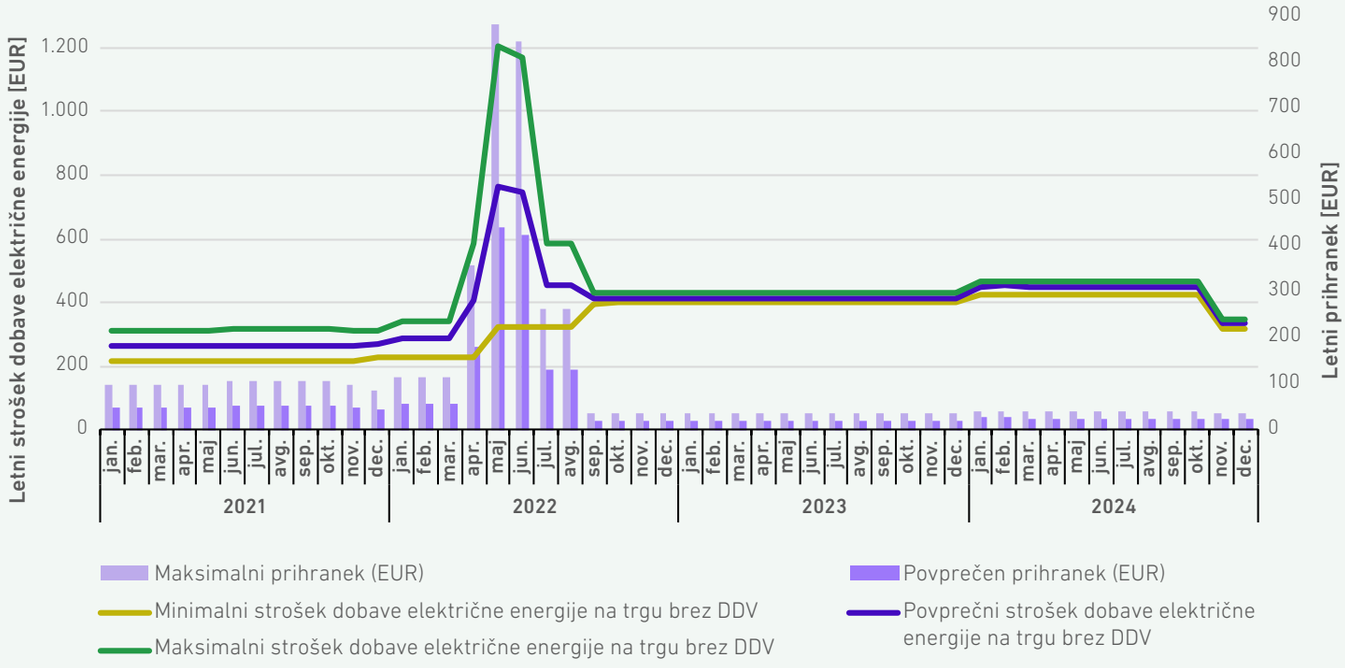
100 V primeru večkratne menjave se te upoštevajo enkrat

Ocena potencialnih koristi menjave dobavitelja

Z menjavo dobavitelja lahko vsak odjemalec zmanjša svoj letni strošek za dobavo električne energije, uskladi in izboljša pogodbena razmerja z dobaviteljem ter tako pridobi dodatne ugodnosti.

Slika 148 prikazuje gibanje minimalnih, maksimalnih in povprečnih stroškov značilnega slovenskega gospodinjskega odjemalca[101] 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 148: 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 energije[102]. Minimalni (letni) stroški upoštevajo najugodnejšo objavljeno ponudbo v primerjalniku stroškov oskrbe, h kateri lahko pristopi vsak odjemalec. 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.

101 Profil odjema: obračunska moč 8 kW, letna poraba 2.100 kWh (MT) in 1.996 kWh (VT)
102 Delež gospodinjskih odjemalcev, ki je imel dobavo po tej ponudbi, je bil po informacijah dobaviteljev večji od 0,03 %.

Od začetka leta 2024 se je začela uporabljati Uredba o določitvi cen električne energije[103], ki je določila 90 % dovoljene maloprodajne cene električne energije, ostalih 10 % je predstavljala tržna cena posamezne ponudbe, kar je vidno na grafu kot dvig cen v začetku leta 2024 v primerjavi z letom 2023, ko je bilo zamejene 100 % maloprodajne cene z enakimi tarifnimi postavkami. Uredba je veljala do 31. oktobra 2024, ko je začela veljati nova Uredba o določitvi cene električne energije[104] s ponovno 100-odstotno zamejitvijo maloprodajne cene s še nižjimi tarifnimi postavkami. Uredbi sta povzročili izrazito znižanje razlike med najdražjo in najugodnejšo ponudbo na maloprodajnem trgu ter posledično nižji potencialen maksimalen in povprečen potencialni prihranek. V času, ko sta veljali omenjeni uredbi, so vsi dobavitelji, ki so imeli maloprodajne cene pod mejo najvišjih dovoljenih, predpisanih s strani vlade, ponovno dvignili cene praktično na mejo najvišjih dovoljenih. Tako je v tem času razliko med najugodnejšo in najdražjo ponudbo na maloprodajnem trgu povzročila le minimalna razlika v ceni zaradi vpliva ene same ponudbe na trgu ter pavšalni stroški, ki si jih pri posameznih ponudbah zaračunavajo dobavitelji.

Pričakovane koristi menjave dobavitelja so znatno zmanjšali vladni intervencijski ukrepi

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. Cena zasilne oskrbe se je v letu 2024 spremenila dvakrat. V januarju 2024 je bila cena zasilne oskrbe za gospodinjski odjem še 191,85 EUR/MWh, sledila je uskladitev cen z razmerami na trgu: od 1. 2. 2024 do 31. 12. 2024 je veljala cena 155 EUR/MWh. Povprečna časovno utežena cena zasilne oskrbe v letu 2024 je tako znašala 158,07 EUR/MWh. Ta cena je bila rahlo nižja od povprečne tržne maloprodajne cene sedmih največjih dobaviteljev, ki je po oceni znašala 158,81 EUR/MWh. Takšna cenovna razmerja nakazujejo na izkrivljenost cene zasilne oskrbe, saj ta, kljub svoji regulirani naravi in v skladu z določbami ZOEE, ni dosegla osnovnega namena – to je delovanje odvračilnega mehanizma. Zaradi nižje cene v primerjavi s tržnimi ponudbami odjemalci niso imeli cenovnega motiva, da bi zamenjali zasilno oskrbo z rednimi produkti na trgu, kar zmanjšuje učinkovitost sistema in spodkopava delovanje konkurenčnosti trga.

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 DSO[105] 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.

103 Uradni list RS, št. 107/23
104 Uradni list RS, št. 96/24
105 Prevzemnik rezultatov dela ebIX®

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 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 modela[106], v katerega je možno v veliki meri umestiti nacionalne prakse in posebnosti.

Direktiva (EU) 2019/944 od Komisije zahteva, da 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 porabi[107]. 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. Izvedbena uredba je prva od pričakovanih tovrstnih uredb, ki bodo vzpostavljene v naslednjih letih za lažjo interoperabilnost odjemalčevih podatkov o energiji v skladu s 24. členom Direktive (EU) 2019/944 in je eden ključnih rezultatov Akcijskega načrta za digitalizacijo energije EU. Poznejši predpisi se bodo osredotočali na podatke v zvezi z 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, uveljavitev kodeksa se pričakuje v letu 2025.

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 ENTSO-E/ebIX/EFET[108] ipd.). V letu 2024 se je pri deležnikih nadaljevalo prilagajanje procesov posodobljenemu modelu trga, ki temelji na uvedbi merilne točke[109], podpira razvoj podrednih meritev in med drugim omogoča uporabo koncepta deljene dobave[110] ter razvoj storitev prožnosti. S tem se na nacionalni ravni odpravljajo neskladja z referenčnim modelom in omogočajo kar največje možnosti za razvoj energetskih storitev in krepitev konkurence na maloprodajnem trgu.

106 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.
107 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1162
108 Zadnja verzija modela je 2023-01 z dne 21. 9. 2023
109 Implementacija domene »Metering Point« v skladu z referenčnim modelom.
110 Angl. »split supply« - glej Poročilo USEF

Spletni podatkovni portal nacionalnega podatkovnega vozlišča mojelektro.si v svoji zasnovi na področju centraliziranega dostopa do podatkov zagotavlja skladnost s predlogom izvedbenega akta o dostopu do podatkov o porabi (segment B2C). Neskladnosti na področju zagotavljanja interoperabilnosti na ravni lokalnega dostopa do podatkov (I1 vmesnik na pametnem števcu) so se v letu 2024 aktivno odpravljale na podlagi posvetovalnega procesa agencije in korektivnih ukrepov, ki jih je agencija naložila elektrooperaterju. Implementacija podatkovne izmenjave na področju uporabe prožnosti je v začetni fazi, še vedno so prisotna odstopanja 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 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 z javnimi posvetovanji, bilateralnim delovanjem ter v okviru sodelovanja v strokovnih platformah, kot je Sekcija IPET.

Leto 2024 je zaznamovalo intenzivno delo sekcije IPET na področju izmenjave podatkov, prilagoditev procesov za potrebe novega omrežninskega akta ter izboljšav v kakovosti podatkov za bilančni obračun (BO). Sekcija IPET je izvajala interdisciplinarno vlogo kot povezovalni člen med deležniki energetskega trga: operaterji, proizvajalci, dobavitelji, ponudniki storitev in regulatorjem.

Primarne teme sekcije so bile:

- Uvedba novega obračuna omrežnine: Sekcija je tesno sodelovala v koordinaciji deležnikov (EDP, dobavitelji, Borzen, Informatika, ELES, agencija), skupaj kar v 33 koordinacijskih sestankih. Priprava novih obračunskih mehanizmov je potekala sočasno z vpeljavo prispevkov in 15-minutnega intervala, kar je zahtevalo obsežne tehnične in vsebinske prilagoditve.
- Prehod gospodinjskih in samooskrbnih odjemalcev v merjen bilančni obračun: S 1. 1. 2024 so gospodinjski odjemalci postali del merjenih odjemov v bilančnem sistemu, 1. 2. 2024 pa še samooskrbni uporabniki. V skladu z zakonodajo in spremembami pravil so bile pripravljene ustrezne metodologije in nadgradnje informacijskih sistemov.
- Izboljšanje kakovosti podatkov za BO: Povprečna zamuda pri oddaji podatkov za BO je v letu 2024 znašala 4,3 delovnega dne, kar je poslabšanje glede na leto 2023 (2,67 dni). Poudarek je bil na avtomatizaciji postopkov, uvajanju filtrov za zaščito pred interferencami ter uporabi POMP portala in CEEPS kot glavnih kanalov za distribucijo podatkov.
- Problematika dobaviteljev: Večkrat je bila izpostavljena nujnost pravočasne in standardizirane dostave podatkov o proizvedenih količinah iz elektrarn. Sekcija je podprla predlog za avtomatizirano oddajanje podatkov s strani EDP prek portala CEEPS.

Leto 2024 je bilo prvo leto po ukinitvi evropskega foruma ebIX, katerega dolgoletna članica je bila tudi sekcija IPET. Kljub temu sekcija nadaljuje z razvojem rešitev in sodelovanjem na nacionalnem nivoju upoštevaje zastavljene smernice tega neformalnega standarda za harmonizacijo trga z električno energijo.

Sekcija IPET je v preteklem letu pripravila tudi temelje za načrt dela 2025, ki vključuje analizo novih modelov odjema (skupnosti, podredne meritve, souporaba), optimizacijo kakovosti podatkov, ter priporočila za izboljšave.

Zagotavljanje standardiziranih podatkovnih storitev

Vladna Uredba o ukrepih in postopkih za uvedbo in povezljivost naprednih merilnih sistemov električne energije[111] (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 pooblaščenci (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.

Za potrebe obdelave podatkov so pomembni naslednji moduli EVT:

- **Portal MojElektro** – uporabniški spletni portal je namenjen vsem končnim uporabnikom in njihovim pooblaščencem, 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;
- **Portal CEEPS** – portal omogoča centralno izvajanje bilančnega obračuna, dostop in izvoz 15-minutnih podatkov glede na bilančno upravičenost, oddajo in vnos števčnih stanj v imenu končnih uporabnikov, izvajanje procesa menjave 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 operater distribucijskega sistema;
- **Masovne podatkovne izmenjave – storitve B2B prek sporočilne vrste**, v okviru katere se dnevno izvajajo masovni sprotni prenos 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 MojElektro. 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 vse potrebne podporne obdelave podatkov za obračun omrežnine. Poleg tega zagotavljajo tudi visoko stopnjo digitalizacije 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.

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 na dva načina:

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

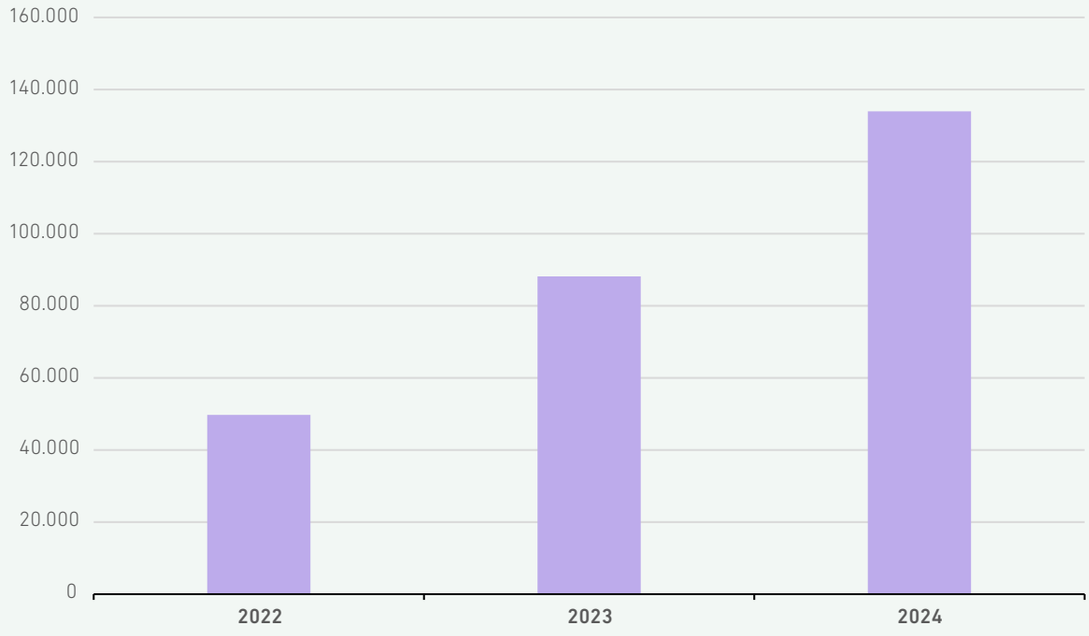
- s sprotnim polnjenjem podatkov (»push« mehanizem«) in
- s pridobivanjem zgodovinskih podatkov.

POMP vključuje integracijo s tremi ključnimi sistemi nacionalnega podatkovnega vozlišča, ki je arhitekturno najvišji sloj NMS: informacijskim sistemom eIS, portalom Moj elektro in portalom CEEPS (Centralni elektroenergetski portal Slovenije). Z uvedbo naprednih podatkovnih in pretočnih rešitev omogoča POMP skalabilno obdelavo in hranjenje velepodatkov, ki jih je na neposreden in koristen način možno uporabiti tudi v številnih scenarijih na osnovi napredne podatkovne analitike in strojnega učenja.

V EVT so vključena vsa merilna mesta in vsak lastnik merilnega mesta oziroma njegov pooblaščenec, ki preko EVT lahko dostopajo 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 tudi v letu 2024 potekale razvojne aktivnosti, tudi v podporo novi metodologiji obračuna omrežnine.

Število uporabnikov portala Moj Elektro posledično neprestano narašča. Konec leta 2024 je bilo v portal Moj Elektro registriranih skoraj 134.000 merilnih mest (52 % več kot leto prej).

SLIKA 149 : RAZVOJ ŠTEVILA REGISTRIRANIH MERILNIH MEST V PORTAL MOJELEKTRO.SI



VIRI: EDP

Hitra rast je v večji meri posledica ozaveščanja odjemalcev z izvajanjem strategije komuniciranja agencije glede 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 zagotavljen 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. V letu 2024 je elektrooperater 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.

Obseg in kakovost obdelave podatkov, zagotavljanih v okviru NMS

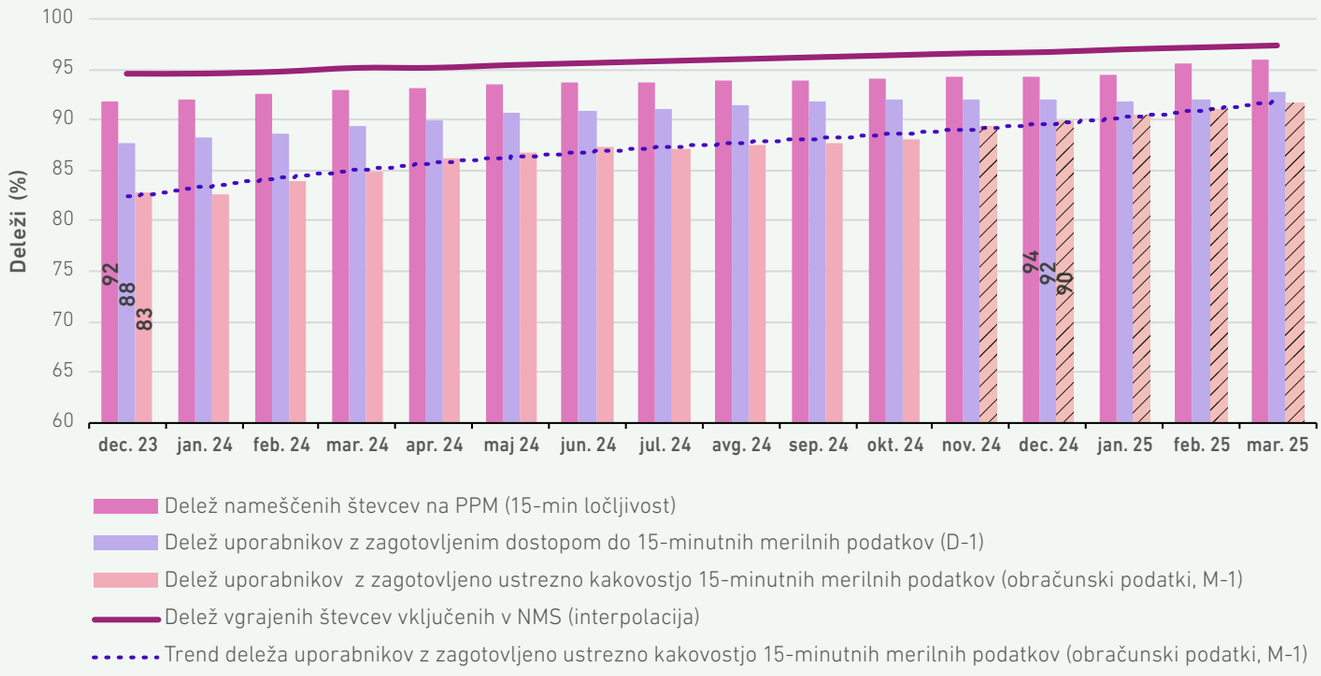
Agencija na podlagi uredbe in s to nalogo povezanega regulativnega nadzora spremlja obseg in kakovost zagotavljanja merilnih podatkov v okviru naprednega merilnega sistema (NMS) na podlagi več kot 20 različnih ključnih kazalnikov uspešnosti (KPI). S temi KPI agencija spremlja napredek pri uvajanju NMS na ravni deležev, vgrajenih in v NMS integriranih naprednih števcev, 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.

Izbrani ključni kazalniki uspešnosti, povezanih s to problematiko:

#	**KPI**
1	**Delež nameščenih pametnih števcev 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 ustrezno 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 števcev, vključenih v NMS:** delež števcev, ki so komunikacijsko ustrezno povezani v NMS in katerih podatki se obdelujejo v skladu z naborom standardnih storitev v okviru NMS (delež obsega tudi števce, ki beležijo meritve z več kot 15-minutno ločljivostjo)

Nova metodologija obračunavanja omrežnine temelji na uporabi 15-minutnih obračunskih podatkov o porabi oz. doseženi moči. Nova metodologija sorazmerneje 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 150: TRENDI IZBRANIH KLJUČNIH KAZALNIKOV V NMS[112]



VIRA: AGENCIJA, ELES

Občutnih odstopanj, ki so bila posledica nezadovoljive obdelave podatkov v merilnih centrih oziroma nezadovoljivega izvajanja procesa »čiščenja« podatkov zaradi občutljivosti na motnje[113], in neučinkovitosti povezane z neustrezno interpretacijo zakonodaje EU v smislu uporabe podrobnih merilnih podatkov v okviru NMS[114] v letu 2024 ni več zaznati.

Trend rasti izboljšanja kakovosti podatkov, ki ga je bilo zaznati v predhodnem letu, se nadaljuje tudi v letu 2024. Odstotek rasti izboljšav kakovosti merilnih podatkov, kot je bil zaznan v trendni krivulji za časovno enakovredno primerjano predhodno obdobje (sept. 23–apr. 24) se je še povečal. Za primerjalno obdobje se je gradient rasti dodatno zvečal za pribl. 3 %. Na to nakazuje tudi projekcijska krivulja deleža uporabnikov z zagotovljeno ustrezno kakovostjo 15-minutnih podatkov na sliki 150. Trend napredka nakazuje, da je proces »čiščenja podatkov« - prek platforme POMP z ostalimi podpornimi ukrepi upravljavca merilnih podatkov na ravni distribucije učinkovit. Ocenjujemo, da so nadaljnje izboljšave kljub tehnološkim omejitvam še vedno mogoče (npr. tudi z uporabo FCC frekvenčnega območja na komunikacijskih povezavah G3 PLC in ciljnim reševanjem kritičnih PPM z drugimi, od števca razkloplјenimi komunikacijskimi tehnologijami). Kot je že ugotovljeno v predhodnem poročilu, se zaradi specifičnosti omrežij distribucijskih območij in zrelosti obvladovanja komunikacijskih slabosti PLC tehnologije, dosežene ravni kakovosti podatkov razlikujejo med posameznimi distribucijskimi podjetji kakor tudi po območjih znotraj njih, vendar trendi nakazujejo izboljševanje. Rezultati spremljanja napredka nakazujejo, da zastoj oziroma degradacija zagotovljene kakovosti glede na obseg uporabnikov, ki ju je bilo zaznati v letu 2022, nista več problematična. Ocena agencije, da bi se lahko delež ustreznih merilnih naprav in delež prevzemno-predajnih mest z zagotovljeno zahtevano kakovostjo merilnih podatkov v letu 2025 povsem približala, se uresničuje. Hkrati se s tem optimistično izpolnjujejo zahteve uredbe. Zaradi uporabe nove metodologije obračunavanja omrežnine, ki temelji na 15-minutnih obračunskih podatkih, je treba nujno nadaljevati z ukrepi za izboljšanje zrelosti obvladovanja problematik povezanih s kakovostjo podatkov. Prav tako je nujno izboljšati zrelost procesov obdelovanja merilnih podatkov s ciljem čimprejšnje razpoložljivosti za procese deležnikov, ki bodisi dobavljajo energijo bodisi nudijo storitve agregacije.

112 Stolpci s šrafuro indicirajo slabo kakovost podatkov ali drugo anomalijo.
113 Zaradi tehničnih omejitev uporabe komunikacije po elektroenergetskih vodih (angl. Power Line Communication – PLC)
114 S temi podatki povezane podatkovne storitve so bile vrsto let prednostno neustrezno obravnavane in niso bile zagotavljane.

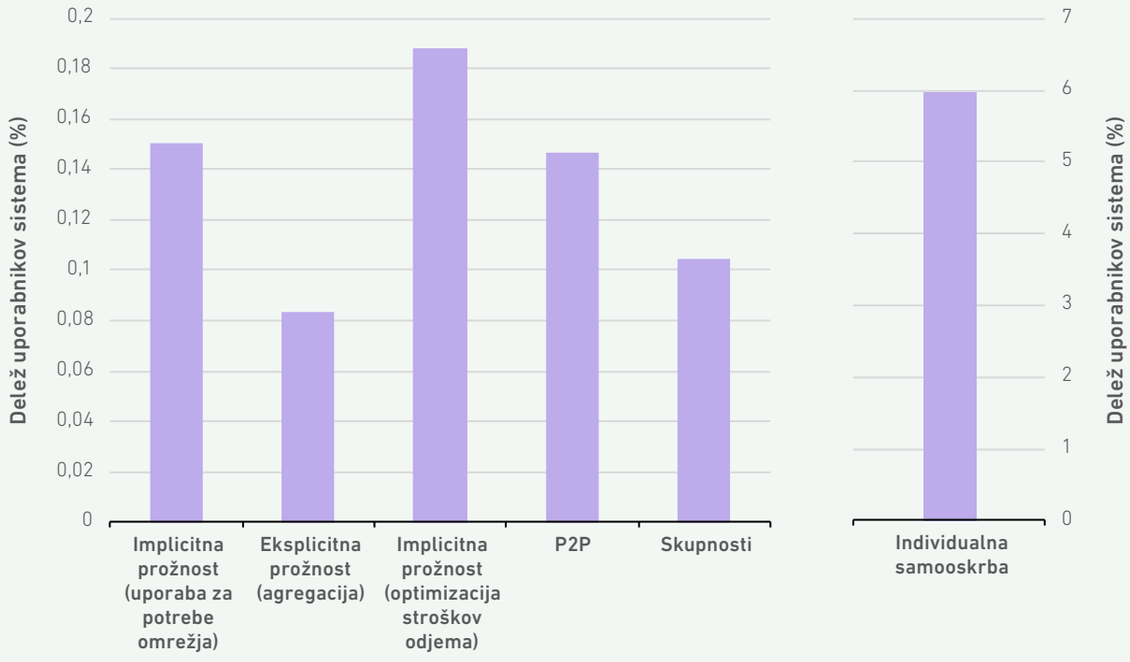
Drugi ukrepi

Na trgu z električno energijo veljajo glede preprečevanja omejevanja konkurence in zlorab prevladujočega položaja enaka pravila kot za druge vrste blaga. Kot izhaja iz javno dostopnih podatkov, Javna agencija Republike Slovenije za varstvo konkurence v letu 2024 pri podjetjih, ki delujejo na trgu z električno energijo, ni ugotovila nobenih omejevalnih ravnanj ali morebitnega prevladujočega položaja na trgu.

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 151: INDIKATIVNI DELEŽI RAZLIČNIH VRST AKTIVNEGA ODJEMA



VIRI: AGENCIJA, AGREGATORJI, EDP

ACER je maja 2024 prejel predlog novih omrežnih kodeksov za prilagajanje odjema[115], 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: izravnavo sistema, obratovanje sistema in priključevanje odjemalcev. ACER je dopolnil osnutek in oktobra 2024 izvedel javno posvetovanje. Končni predlog novega kodeksa je ACER 7. 3. 2025 predložil Evropski komisiji.

115 »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.

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.

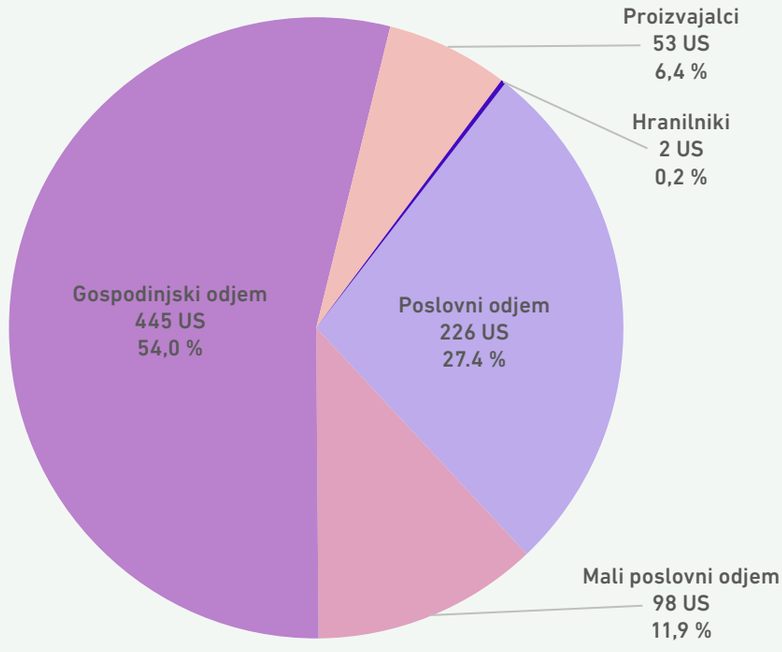
V okviru standardiziranih podatkovnih storitev je omogočena t.i. storitev »Prožnost« na portalu MojElektro in CEEPS za potrebe zbiranja ponudb prožnosti aktivnih uporabnikov distribucijskega sistema in vpis v začasni register prožnosti elektrodistribucijskih podjetij. Na območju Elektra Ljubljana je bila preko navedene storitve sklenjena pogodba o zagotavljanju prožnosti za storitve upravljanja prezasedenosti s fizično osebo – torej brez agregatorja kot vmesnega člena pri zagotavljanju prožnosti. V letu 2024 je bila tudi dejansko uporabljena prožnost[116], ki jo je nudil ta vir na distribucijskem omrežju.

Uspešna uporaba prožnosti v distribuciji prek storitve »Prožnost« v MojElektro

Agregacija

Portfelji agregatorjev so v letu 2024 zraven lastnih virov prožnosti vključevali tudi 824 uporabnikov sistema. Pri tem je lahko določen uporabnik hkrati vključen v več portfeljev. Agregatorji ocenjujejo, da so uporabniki sistema skupaj prispevali 9,49 GWh energije prožnosti, kar predstavlja 5,21 % celotne trgovane energije agregatorjev.

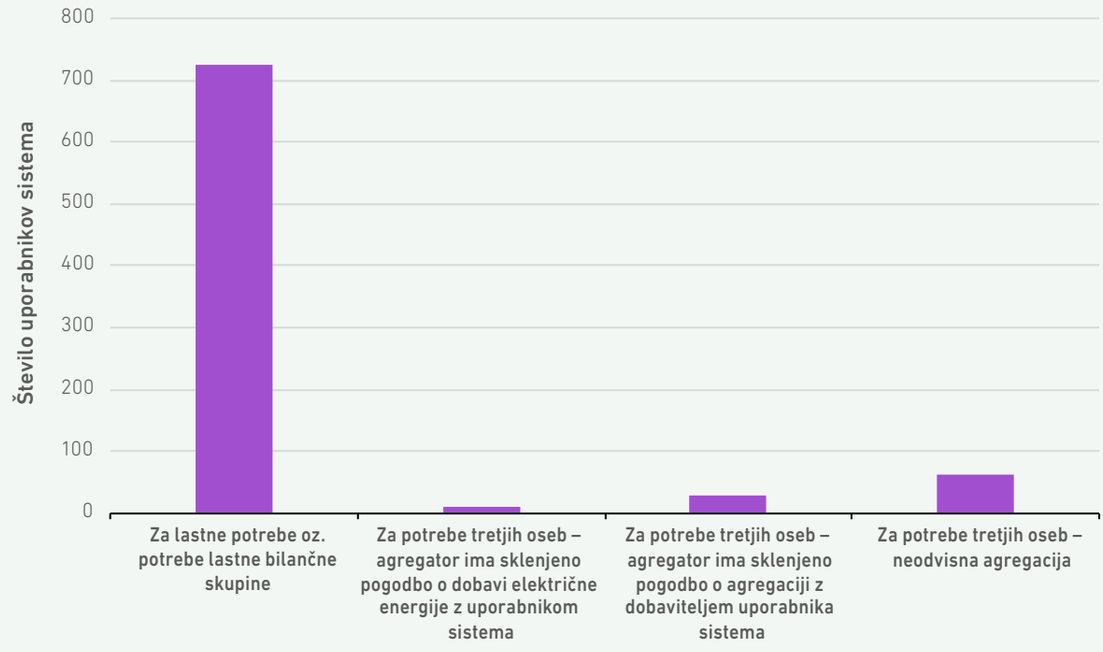
SLIKA 152: STRUKTURA[117] UPORABNIKOV SISTEMA (US) V AGREGACIJI, PRI ČEMER SE HRANILNIKI IN PROIZVODNE NAPRAVE LAHKO NAHAJAJO TUDI ZA PREVZEMNO-PREDAJNIM MESTOM UPORABNIKA



VIRI: AGREGATORJI

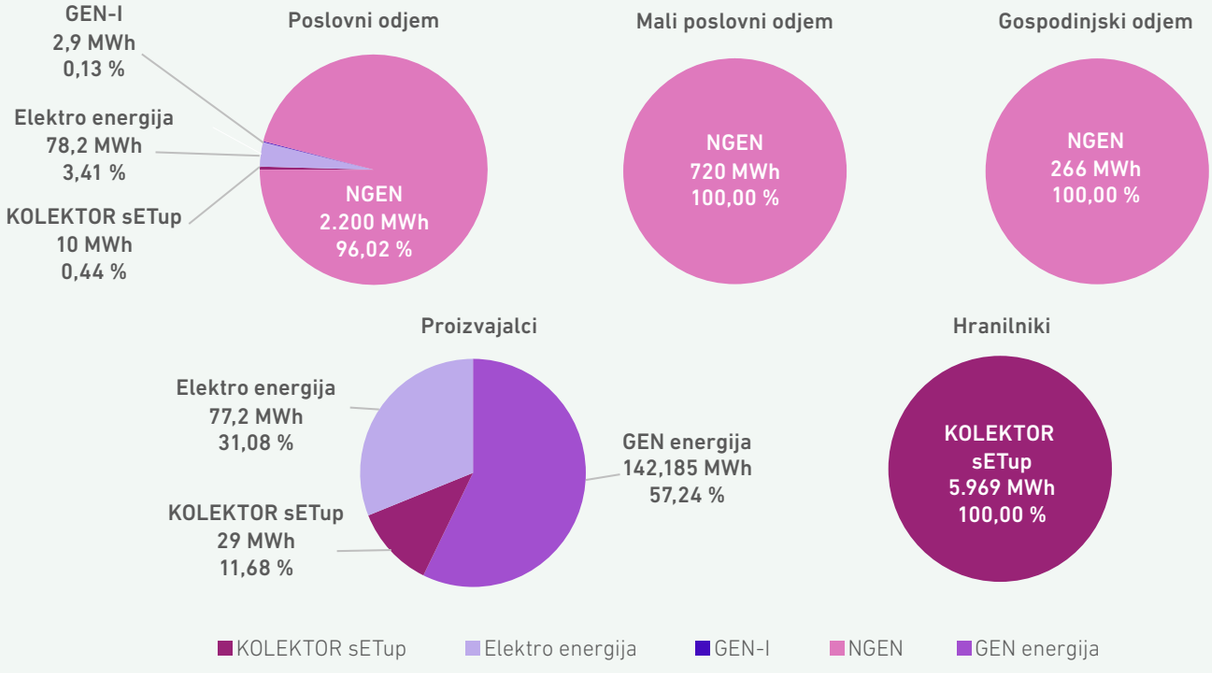
116 Povprečna dosežena cena za prilagojeno energijo je znašala 600 EUR/MWh (https://www.elektro-ljubljana.si/proznost) ob cenovni zamejitvi pri 800 EUR/MWh.

SLIKA 153: ŠTEVILO UPORABNIKOV SISTEMA V PORTFELJIH ZA RAZLIČNE POTREBE, PRI ČEMER JE UPORABNIK LAHKO VKLJUČEN V VEČ PORTFELJEV



VIRI: AGREGATORJI

SLIKA 154: OCENJENI DELEŽI ENERGIJE PROŽNOSTI TUJIH VIROV PO AGREGATORJIH IN VRSTAH UPORABNIKOV SISTEMA

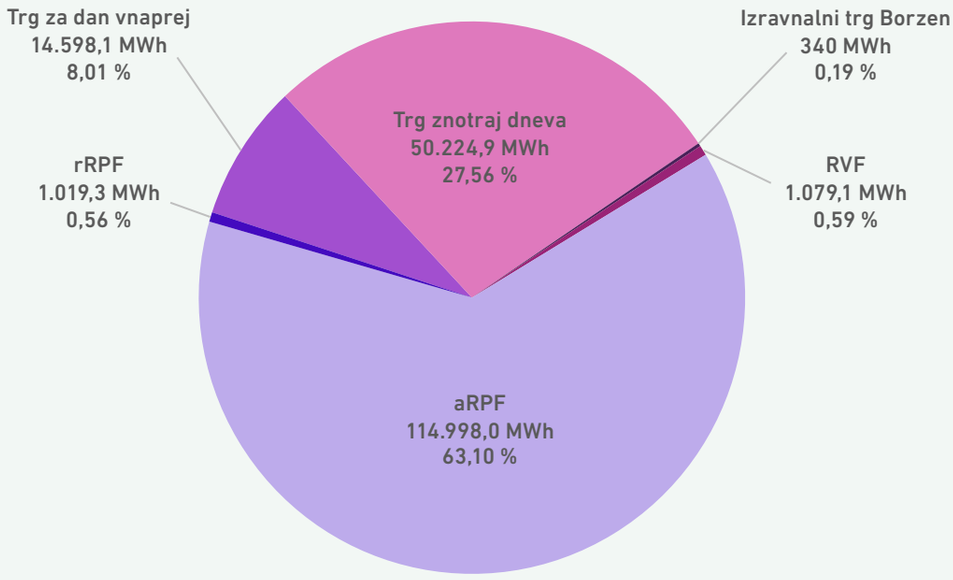


VIRI: AGREGATORJI

Agregatorji so trgovali na vseh slovenskih veleprodajnih trgih. V slikah 155 do 157 so 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 2024 znašala 182 GWh.

182 GWh trgovane energije agregatorjev

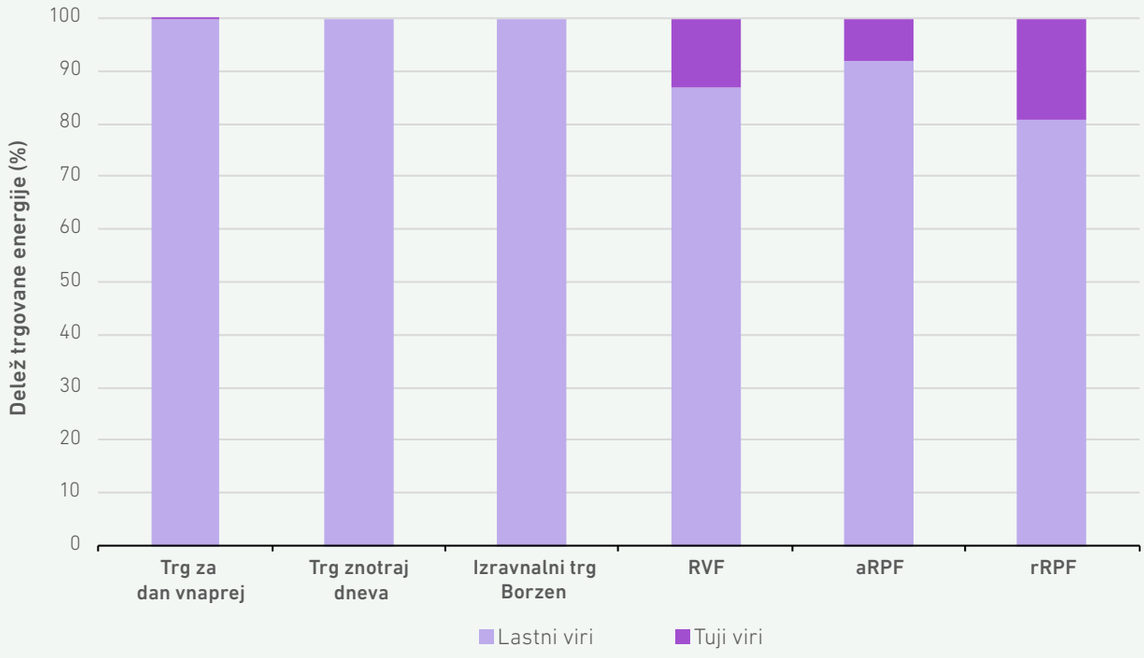
SLIKA 155: STRUKTURA[117] TRGOVANE ENERGIJE AGREGACIJE PO POSAMEZNIH TRGIH OZ. STORITVAH IN PRIPADAJOČI DELEŽI



VIRI: AGREGATORJI

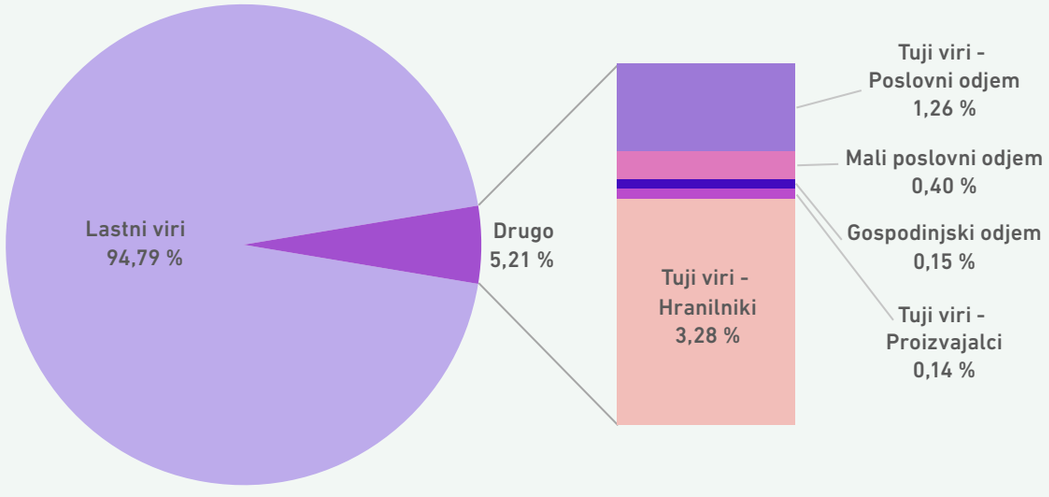
117 Razlika med celoto in seštevki posameznih deležev je posledica zaokroževanja.

SLIKA 156: DELEŽI TRGOVANE ENERGIJE AGREGACIJE PO POSAMEZNIH TRGIH GLEDE NA LASTNIŠTVO VIROV



VIRI: AGREGATORJI

SLIKA 157: STRUKTURA[117] VIROV TRGOVANE ENERGIJE AGREGACIJE, KJER CELOTO PREDSTAVLJA 182 GWh



VIRI: AGREGATORJI

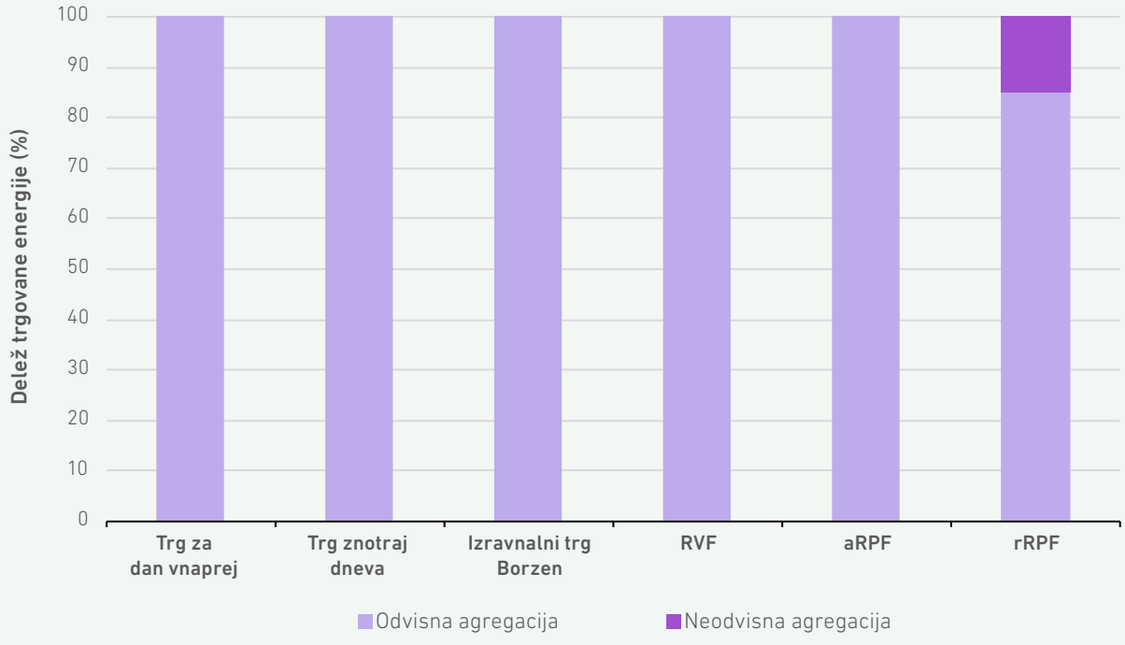
Vlogo agregatorja na trgu z električno energijo lahko opravlja neodvisni agregator ali jo prevzame dobavitelj električne energije. Na slovenskem trgu z električno energijo je bilo ob koncu leta 2024 dejavnih sedem[118] agregatorjev, ki so hkrati opravljali vlogo dobavitelja električne energije. V slikah 158 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 agregator ni bil v lastniškem oz. upravljavskem razmerju z dobaviteljem električne energije teh virov prožnosti.

Sedem aktivnih agregatorjev na slovenskem trgu

Majhen delež neodvisne agregacije

Podatki o vključenih uporabnikih sistema in neodvisni agregaciji kažejo, da je bil navkljub delovanju sedem agregatorjev na trgu in regulativnem okviru, ki je v skladu z zakonodajnim svežnjem Čista energija za vse Evropejce, le majhen del trgovane energije prožnosti nuden preko neodvisne agregacije, in sicer 14,7 % v okviru rRPF. Pri rezervaciji zmogljivosti za izvajanje storitev izravnave pa je le 23,4 % zmogljivosti rRPF rezervirane preko neodvisne agregacije, kar kaže na še vedno nezrelo stopnjo angažmaja neodvisne agregacije.

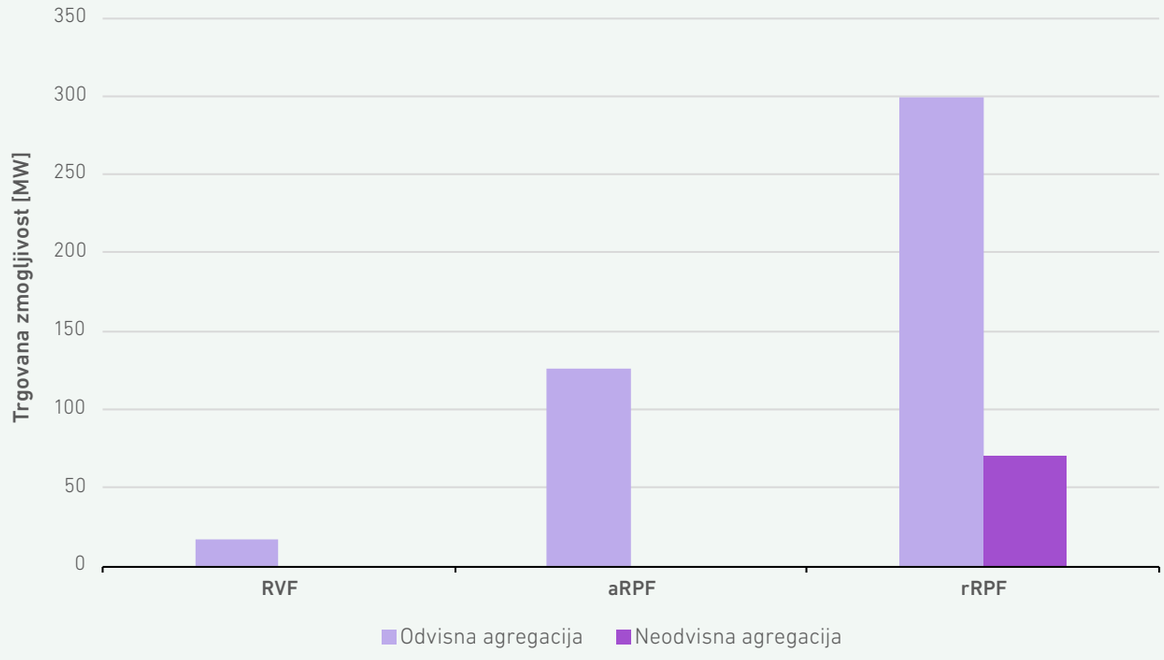
SLIKA 158: DELEŽI TRGOVANE ENERGIJE PO POSAMEZNIH TRGIH GLEDE NA POVEZANOST AGREGATORJA Z DOBAVITELJEM



VIRI: AGREGATORJI

118 GEN energija, KOLEKTOR sETup, Elektro energija, GEN-I, HSE, NGEN, Petrol

SLIKA 159: 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 energetskih skupnosti, ki vključujejo: skupnostno samooskrbo v skladu z 72. členom ZSROVE, samooskrbo večstanovanjskih stavb in samooskrbo skupnosti za oskrbo z energijo iz obnovljivih virov v skladu s 37. členom ZSROVE ter energetske skupnosti državljanov v skladu s 24. členom ZOEE.

190-% povečanje dobave in 88-% povečanje odkupa električne energije na področju skupnosti

Dobavitelji električne energije poročajo, da so v letu 2024 z električno energijo oskrbovali skupaj 573 končnih odjemalcev[119], ki so bili vključeni v 126 skupnosti[120]. To pomeni 22,7-odstotno povečanje števila končnih odjemalcev, vključenih v skupnosti glede na prejšnje leto, in 16,7-odstotno povečanje števila skupnosti glede na prejšnje leto.

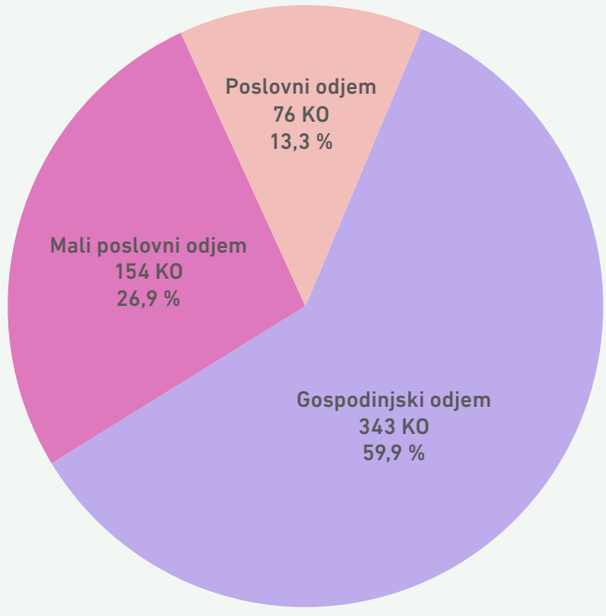
Celotna količina dobavljene električne energije končnim odjemalcem v skupnostih[121] je znašala 10,2 GWh (190-odstotno povečanje glede na predhodno leto). Dobavitelji so od skupnosti odkupili skupaj 876 MWh električne energije (88,4-odstotno povečanje), medtem ko je celotna količina brezplačno prevzete električne energije od skupnosti znašala 169 MWh (26,2-odstotno povečanje). Pomembno povečanje dobave in odkupa električne energije je moč pripisati bistveno večji vključitvi poslovnega odjema v skupnosti v primerjavi s predhodnim letom.

119 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 2024 v vse skupnosti skupaj vključenih 1.680 PPM za odjem energije iz omrežja in 337 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.

120 Končni odjemalci so se povezovali v skupnostno samooskrbo v skladu z 72. členom ZSROVE, ki omogoča letno netiranje, kot tudi v samooskrbo večstanovanjskih stavb in samooskrbo skupnosti za oskrbo z energijo iz obnovljivih virov v skladu s 37. členom ZSROVE.

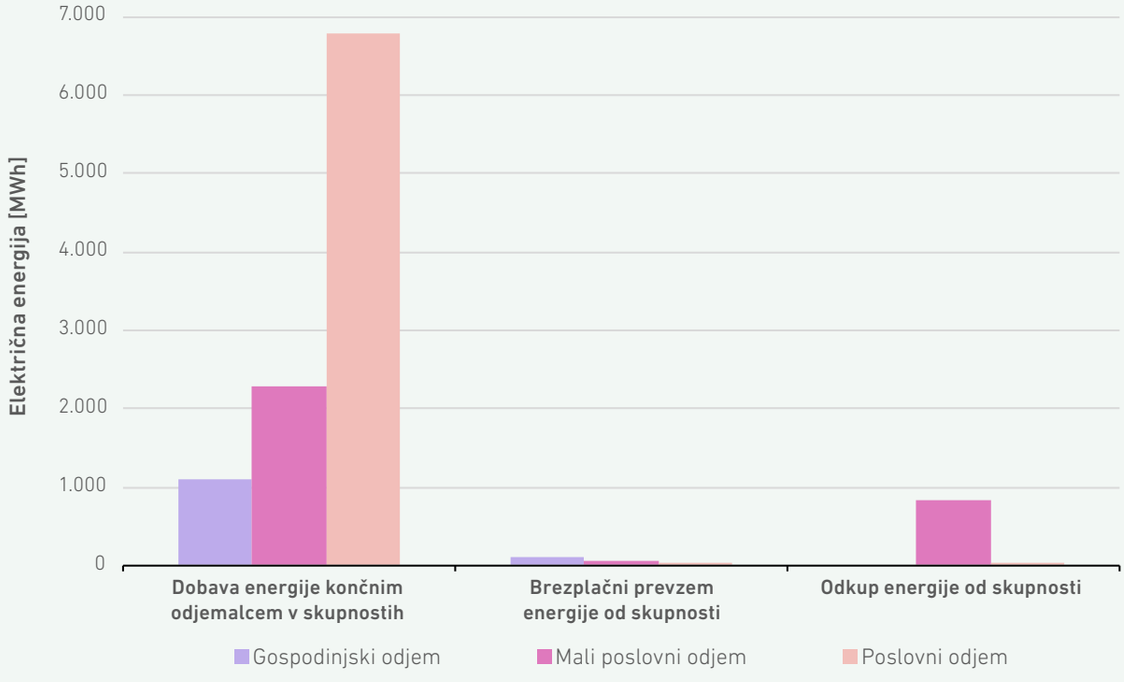
121 Podatek za skupno količino dobavljene električne energije končnim odjemalcem v skupnostih na podlagi poročanih podatkov dobaviteljev se ujema z istovrstnim podatkom na podlagi poročanih podatkov od EDP ob predpostavki, da je dobavljena energija skupnostim razlika med prevzeto energijo iz omrežja in oddano energijo v omrežje na PPM skupnostih.

SLIKA 160: STRUKTURA[117] KONČNIH ODJEMALCEV (KO), KI SO VKLJUČENI V SKUPNOSTI



VIRI: DOBAVITELJI

SLIKA 161: PRIMERJAVA AGREGIRANIH KOLIČIN DOBAVLJENE ELEKTRIČNE ENERGIJE ODJEMALCEM V SKUPNOSTIH, ODKUPLJENE ELEKTRIČNE ENERGIJE OD SKUPNOSTI TER BREZPLAČNO PREVZETE ELEKTRIČNE ENERGIJE OD SKUPNOSTI

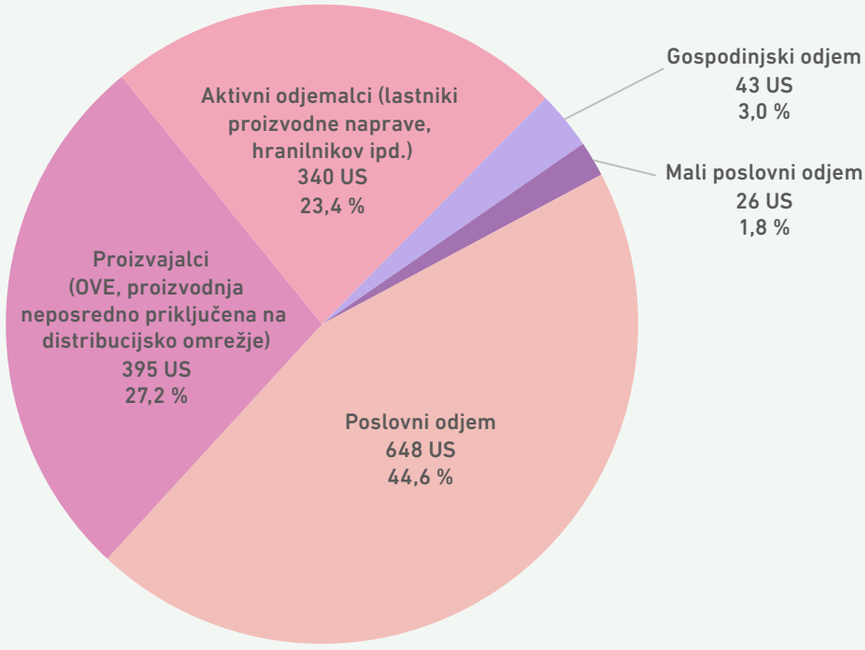


VIRI: DOBAVITELJI

Medsebojna izmenjava energije (P2P trgovanje)

Za namen izmenjave električne energije med aktivnimi odjemalci v okviru iste bilančne skupine je bila v letu 2024 aktivna ena platforma, ki jo upravlja podjetje SunContract[122]. 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 trgovanja[123] znotraj zadevne bilančne skupine je znašal 21,9 GWh. Strukturo uporabnikov sistema, ki so sodelovali pri tovrstnem trgovanju, prikazuje slika 162.

SLIKA 162: STRUKTURA UPORABNIKOV SISTEMA (US) V IZMENJAVI ELEKTRIČNE ENERGIJE MED AKTIVNIMI ODJEMALCI V OKVIRU ISTE BILANČNE SKUPINE



VIRI: DOBAVITELJI

Podjetji FLEXGRID in NGEN 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. V tovrsten prenos viškov je bilo vključenih 187 uporabnikov omrežja in ti so skupaj prenesli 1,2 GWh električne energije.

Elektromobilnost

Agencija spremlja razvoj elektromobilnosti z vidika razvoja trga z električno energijo. Z razmahom električne mobilnosti se lahko pričakuje vključevanje električnih vozil (EV) v trg prožnosti s tako imenovanim pametnim polnjenjem, s katerim je mogoče uravnavati parametre polnjenja glede na potrebe uporabnika vozila in hkrati potrebe elektroenergetskega sistema. S pomočjo tehnologije dvosmernega polnjenja, ki je predstavljena v zadnjem delu tega podpoglavja, lahko pričakujemo še tesnejšo integracijo električnih vozil v elektroenergetski sistem in trg prožnosti.

122 https://suncontract.org/si/elektricna-trznica-proizvajalce-odjemalce-energije/
123 Vsota nakupa in prodaje

V Sloveniji je bilo leta 2024 registriranih skupaj 19.549[124] 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 4.279 vozil, kar pomeni 37,1-odstotno povečanje glede na prejšnje leto. Število priključnih hibridov (PHEV) se je v isti kategoriji povečalo za 700 vozil oziroma 27,7 % glede na prejšnje leto. Število lahkih komercialnih BEV (kategorija N1) se je povečalo za 73 vozil, kar pomeni 21,4-odstotno povečanje glede na prejšnje leto. Število lahkih BEV, to so dvo-, tri- in štirikolesniki (kategorija L) je znašalo 56 vozil, kar pomeni 64,7-odstotno povečanje glede na prejšnje leto. Število BEV avtobusov (kategoriji M2 in M3) se je povečalo za pet vozil, kar pomeni 19,2-odstotno povečanje glede na prejšnje leto. Število težkih komercialnih BEV (kategoriji N2 in N3) se je povečalo za sedem vozil, kar pomeni 116,7-odstotno povečanje glede na prejšnje leto.

Podani podatki kažejo na neprekinjeno rast števila električnih vozil v slovenskem voznem parku.

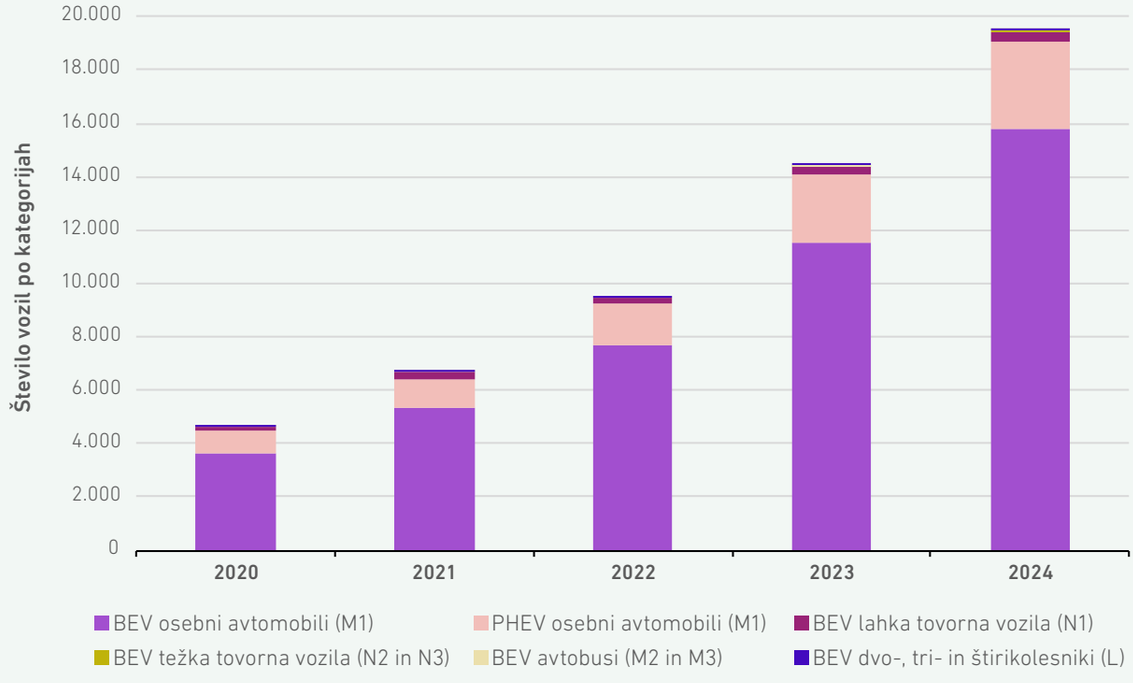
19.549 registriranih električnih vozil

35,2-% povečanje skupnega števila električnih vozil

Navkljub nekoliko manj intenzivni rasti skupnega števila vozil določeni specifični segmenti izkazujejo intenzivnejšo rast (kategoriji N2 in N3 ter kategorija L) kot v predhodnem letu.

Ob upoštevanju podatka 1.322.325[125] vseh vozil kategorije M1 in N1 v Sloveniji dobimo skupni delež električnih vozil 2,03 % v teh dveh kategorijah v Sloveniji. Na ravni EU znaša primerljiv podatek 6,17 %, medtem ko je za Švedsko, ki je imela v letu 2024 največji delež električnih vozil med državami EU, ta podatek 11,25 %.

SLIKA 163: ŠTEVILO REGISTRIRANIH ELEKTRIČNIH VOZIL V SLOVENIJI



VIR: EAFO

124 Podatki na dan 16. 5. 2025 (vir: European Alternative Fuels Observatory - EAFO)
125 Podatki na dan 16. 5 2025 (vir: EAFO)

Podatki EAFO[126] kažejo, da je bilo ob koncu leta 2024 v Sloveniji skupaj[127] 2.156 javnih[128] polnilnih mest[129].

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 zahteva zagotavljanje ustreznosti polnilne infrastrukture za električna vozila na podlagi kumulativnega doseganja ciljev glede izhodne moči za javno dostopne polnilne postaje za lahka električna vozila (kategoriji M1 in N1) sorazmerno z uvajanjem tovrstnih vozil v vozni park države članice (3. člen Uredbe (EU) 2023/1804). V smislu ustrezne pokritosti cestnega omrežja TEN-T na ozemlju države članice pa omenjena uredba zahteva minimalno pokritost cestnega omrežja z javno dostopnimi polnilnimi parki glede na njihovo medsebojno razdaljo in minimalno moč polnjenja, z različnimi zahtevami za polnilno infrastrukturo za lahka (3. člen Uredbe (EU) 2023/1804, kategoriji vozil M1 in N1) in težka električna vozila (4. člen Uredbe (EU) 2023/1804, kategorije vozil M2, M3, N2 in N3). Cilje glede pokritosti cestnega omrežja TEN-T je treba izpolnjevati ob koncu leta 2025.

Če upoštevamo število električnih vozil v Sloveniji ustreznih kategorij[130] in upoštevajoč zahteve glede izhodne moči iz prvega odstavka[131] 3. člena Uredbe (EU) 2023/1804, lahko izračunamo kumulativni cilj glede izhodne moči za Slovenijo ob koncu leta 2024 za BEV v vrednosti 21,09 MW in za PHEV 2,58 MW, kar znaša skupaj 23,67 MW. Glede na razpoložljive podatke lahko k oceni doseganja ciljev iz te uredbe pristopimo z več strani.

2.156 javnih polnilnih mest v Sloveniji – polnilna infrastruktura izpolnjuje zahteve glede izhodne moči v skladu z zakonodajnim okvirom EU

a) Skupna instalirana moč polnilnih postaj, ki so neposredno priključene v omrežje[132], znaša 25,3 MW, kar je več kot predpisano z omenjeno uredbo in to že zadosti predpisanim ciljem. Pri tem je smiselno imeti v mislih, da je mnogo polnilnih postaj priključenih v interno omrežje odjemalca, ki pa niso zajete v predhodno številko.

b) Nadalje, če upoštevamo spodnje meje moči polnilnih mest iz podatkov EAFO, prikazanih v sliki 164, lahko dobimo zelo konservativno oceno moči polnilnih mest v Sloveniji, tj. približno 58,4 MW, kar tudi zadosti predpisanim ciljem.

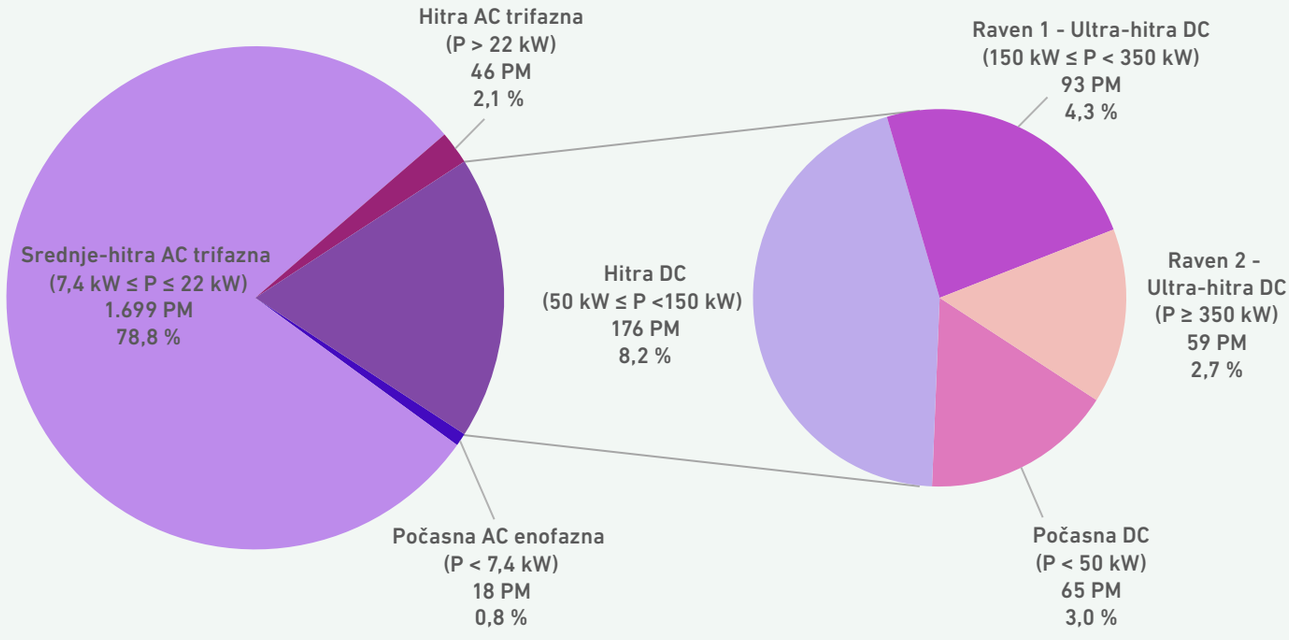
c) Pomenljiva je tudi informacija iz anketnega vprašalnika, ki je opisan v zadnjem delu tega podpoglavja, da so zgolj štirje od več kot 25 operaterjev polnilnih mest oz. upravljavcev polnilne infrastrukture, ki so bili aktivni leta 2024 v Sloveniji, poročali o skupno približno 84,2 MW priključne moči za njihove polnilne postaje v Sloveniji, kar tudi zadosti predpisanim ciljem.

126 European Alternative Fuels Observatory
127 Podatki na dan 16. 5. 2025 (vir: EAFO)
128 Podatki kažejo, da je 78,4 % polnilnih mest dostopnih brez omejitev (neomejena dostopnost 24/7 za vse uporabnike) in preostalih 21,6 % 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.).
129 Zaradi spremenjene metodologije štetja števila polnilnih mest za električna vozila ni mogoče podati enovitega pregleda nad razvojem števila polnilnih mest za električna vozila skozi 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.
130 Podatki o številu vozil na dan 16. 5. 2025: 15.812 BEV M1, 414 BEV N1, 3.223 PHEV M1, 0 PHEV N1 (vir: EAFO)
131 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.
132 S podatkom o instalirani moči teh postaj razpolagajo elektrodistribucijska podjetja, saj je vključen v soglasje za priključitev. Nasprotno pa elektrodistribucijska podjetja ne razpolagajo s podatki polnilnih postaj, priključenih v interno omrežje odjemalca (za prevzemno-predajnim mestom).

Iz navedenega izhaja, da je ciljem za leto 2024 iz Uredbe (EU) 2023/1804 več kot zadoščeno.

Slika 164 prikazuje podrobno strukturo polnilnih mest po največji moči (P) polnjenja v Sloveniji, 18,2 % polnilnih mest omogoča hitro polnjenje z enosmernim (DC) tokom, preostalih 81,8 % pa omogoča polnjenje z izmeničnim (AC) tokom[133]. V EU je 15,7 % polnilnih mest za polnjenje z DC tokom in 84,3 % polnilnih mest za polnjenje z AC tokom, medtem ko je na Švedskem 15,9 % polnilnih mest za polnjenje z DC tokom in 84,1 % polnilnih mest za polnjenje z AC tokom. Slika 165 kaže tudi na nekoliko drugačno strukturo polnilnih mest v Sloveniji, EU in na Švedskem. Največja razlika je v precej drugačnem deležu počasnih polnilnih mest (moči do 7,4 kW) oziroma vseh običajnih polnilnih mest[134] (moči do vključno 22 kW). Strukturno sicer nekoliko drugačen, a v celoti primerljiv delež polnilnih mest visoke moči[135], tudi v Sloveniji omogoča primerljivo tranzitno zmogljivost.

SLIKA 164: STRUKTURA[117] ŠTEVILA POLNILNIH MEST (PM) ZA ELEKTRIČNA VOZILA V SLOVENIJI GLEDE NA NAJVEČJO MOČ POLNJENJA (P)



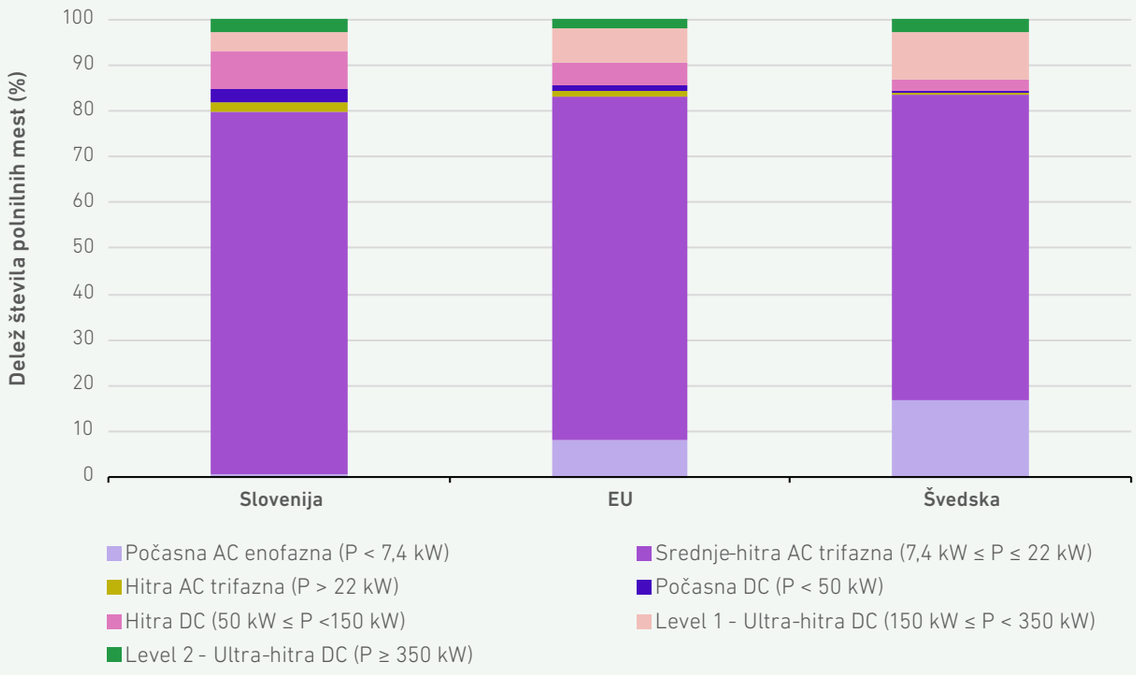
VIR: EAFO

133 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.

134 »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 (Zakon o infrastrukturi za alternativna goriva in spodbujanju prehoda na alternativna goriva v prometu (ZIAG), Uradni list RS, št. 62/23).

135 »Polnilno mesto visoke moči« je polnilno mesto, ki omogoča prenos električne energije na električno vozilo z močjo, večjo od 22 kW (ZIAG)

SLIKA 165: STRUKTURA[117] ŠTEVILA POLNILNIH MEST ZA ELEKTRIČNA VOZILA V RAZLIČNIH DRŽAVAH GLEDE NA NAJVEČJO MOČ POLNJENJA (P)



VIR: EAFO

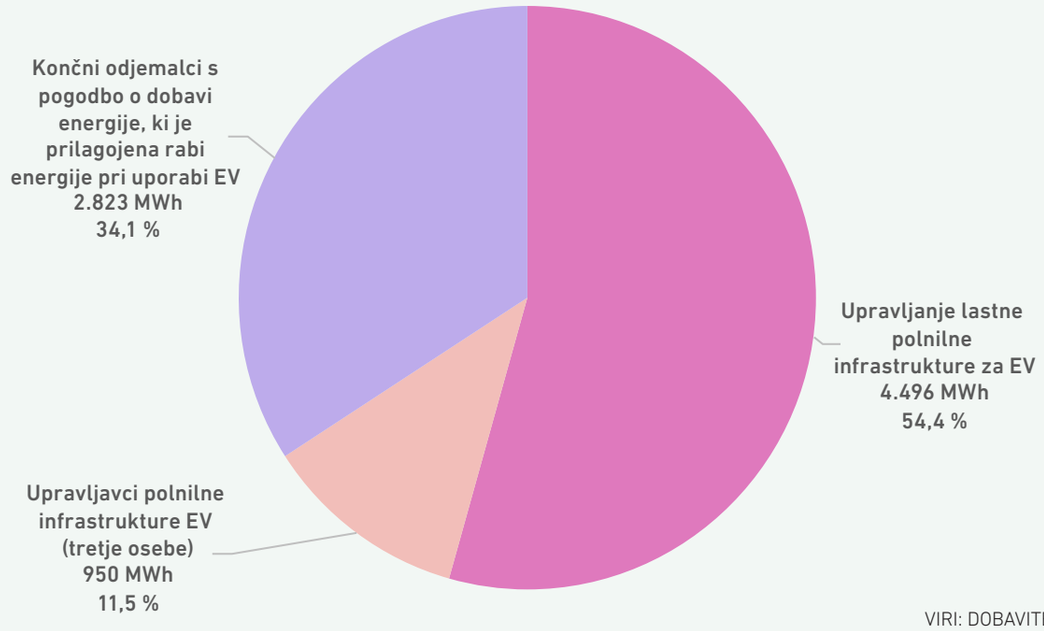
Primerjava nanizanih podatkov s podatki področne strategije in povezanih dokumentov[136] kaže na počasnejšo vpeljavo elektromobilnosti, kot je predvideno s področno strategijo, tako na področju električnih vozil kot tudi polnilne infrastrukture, ki naj sicer sledi razvoju uporabe električnih vozil.

Na področju dobave električne energije, specifično za potrebe električne mobilnosti, je bilo leta 2024 aktivnih sedem dobaviteljev, 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 približno 8,03 GWh električne energije, kar predstavlja 188,8-odstotno povečanje glede na predhodno leto, strukturo prikazuje slika 166. Dobavitelji so končnim odjemalcem s pogodbo o dobavi energije, ki je prilagojena rabi energije pri uporabi električnih vozil, dobavili 2,82 GWh ali 35,2 % električne energije.

188,8-% povečanje dobave električne energije, povezane z maloprodajnimi produkti električne mobilnosti

136 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)

SLIKA 166: STRUKTURA 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 zmogljivost za shranjevanje energije, nudijo izjemno priložnost za optimizacijo upravljanja omrežja, zlasti zaradi dolgotrajnih obdobij, ko so vozila parkirana.

Dvosmerno polnjenje električnih vozil je trenutno ena izmed neizkoriščenih možnosti zelenega prehoda. V primerjavi s pametnim polnjenjem električnih vozil je glavna razlika v tem, da se v primeru dvosmernega polnjenja električna energija lahko pretaka tudi iz baterije električnega vozila v omrežje (Vehicle-to-Grid, V2G), stavbo (Vehicle-to--Building, V2B) ali dom (Vehicle-to-Home, V2H) oziroma neposredno do bremena (Vehicle-to-Load).

Na podlagi četrtega odstavka 15. člena Uredbe (EU) 2023/1804 je agencija v letu 2024 izvajala ovrednotenja potencialnega prispevka dvosmernega polnjenja k zmanjševanju stroškov za uporabnike in elektroenergetski sistem ter s tem povezanega povečanja deleža električne energije iz obnovljivih virov v sistemu. Dodatno k omenjeni nalogi iz uredbe Zakon o infrastrukturi za alternativna goriva in spodbujanju prehoda na alternativna goriva v prometu v drugem odstavku 6. člena navaja tudi oceno potenciala vzpostavitve in delovanja digitalno povezanih polnilnih mest, ki bi uporabnikom električnih vozil omogočila, da prispevajo ne samo k prilagajanju odjema, temveč tudi k storitvam prožnosti elektroenergetskega sistema na splošno. Zaradi zagotavljanja celovite obravnave tesno povezanih tematik iz omenjenih nalog je agencija v sodelovanju z ELES izvedla analizo stanja in priložnosti na področju uvajanja električnih vozil, osredotočeno na tehnologijo V2G in vsebinsko povezanih tematik, ki je vključevalo tudi anketiranje operaterjev polnilnih mest (Charge Point Operator, CPO) in trgovcev električnih vozil oziroma uvoznikom električnih vozil[137]. Na podlagi zbranih informacij o razpoložljivosti vozil s funkcionalnostjo dvosmernega polnjenja, stanju infrastrukture za dvosmerno polnjenje je bil ovrednoten interes različnih akterjev in uporabnikov pri uporabi rešitev v obsegu V2G. Vseh vidikov, predvidenih v zakonodaji zaenkrat ni bilo mogoče zajeti zaradi nedostopnosti oziroma zelo omejene razširjenosti tehnologije V2G v Sloveniji – posledično, zanesljiva kvantitativna ocena vplivov še ni izvedljiva[138]. Celotna analiza stanja na področju elektromobilnosti in V2G je objavljena na spletni strani agencije[139], v nadaljevanju pa je podan zgolj kratek izsek nekaterih najbolj zanimivih izsledkov.

Agencija in ELES sta izvedla analizo stanja in priložnosti na področju dvosmernega polnjenja (V2G)

137 Anketni vprašalnik je izpolnilo zgolj 15 od več kot naslovljenih 130 podjetij
138 Te omejitve so prepoznali tudi drugi nacionalni regulatorji, kot je razvidno iz dela skupine DS WG CEER
139 https://www.agen-rs.si/documents/10926/37376/AnalizaStanjaInPrilo%C5%BEnosti_V2G_VFinal.pdf/754318da-f361-49f6-9138-99fb0580854e

Iz omejenega odziva anketirancev izhaja, da Slovenija izkazuje potencial za uvedbo V2G, a so potrebni ukrepi za preboj iz teoretičnega okvira v praktično uporabo. Realna razširjenost V2G tehnologije v Sloveniji je namreč izjemno nizka (demonstracijski projekti). CPO ne uporabljajo obstoječih dvosmernih polnilnih postaj za V2G način delovanja. Večina vozil ne podpira V2G. Zelo majhen delež trgovcev oz. uvoznikov ima v svoji ponudbi vozila, ki omogočajo V2G. Kljub nizki trenutni uporabi pa je tehnologija V2G prepoznana kot pomembna priložnost. Anketiranci so izpostavili podporo stabilnosti elektroenergetskega sistema in možnost izrabe baterij EV kot zalogovnikov, npr. za začasno hranjenje presežkov energije iz OVE. Opozorili so na vrsto ovir za uvedbo V2G, med katerimi so omejitve pri dostopnosti tehnologije, cene polnilne infrastrukture in vozil, ki omogočajo V2G, sistemska neurejenost področja, negotova ekonomika in druge ovire. Glede prihodnosti dvosmernega polnjenja je večina vprašanih izrazila mnenje, da se bo tehnologija razvila predvsem v obliki nišnih ali specifičnih rešitev.

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. Standard zanesljivosti LOLE se izračuna z upoštevanjem vrednosti nezadostnega napajanja (Value of Lost Load – VOLL) in vrednosti stroškov novega vstopa (Cost of New Entry – CONE) proizvodnih tehnologij, ki lahko sodelujejo pri znižanju kazalnika LOLE. Operater prenosnega sistema je v letu 2018 že določil vrednost nezadostnega napajanja VOLL, v letu 2022 pa je v sodelovanju z zunanjimi institucijami izdelal izračun stroškov novega vstopa za proizvodnjo ali prilagajanje odjema in standarda zanesljivosti, iz katerega izhaja, da standard zanesljivosti LOLE za Slovenijo znaša 0 ur/leto, kar je predvsem posledica odlične povezanosti slovenskega elektroenergetskega sistema s sosednjimi. Konec leta 2024 je operater prenosnega sistema, v skladu z zahtevami zakonodaje po periodičnem posodabljanju kazalnikov zanesljivosti, izdelal tudi novo oceno vrednosti nezadostnega napajanja, ki po metodi ocene škode znaša 17.233 EUR/MWh, po metodi pripravljenosti na plačilo pa 633 EUR/MWh.

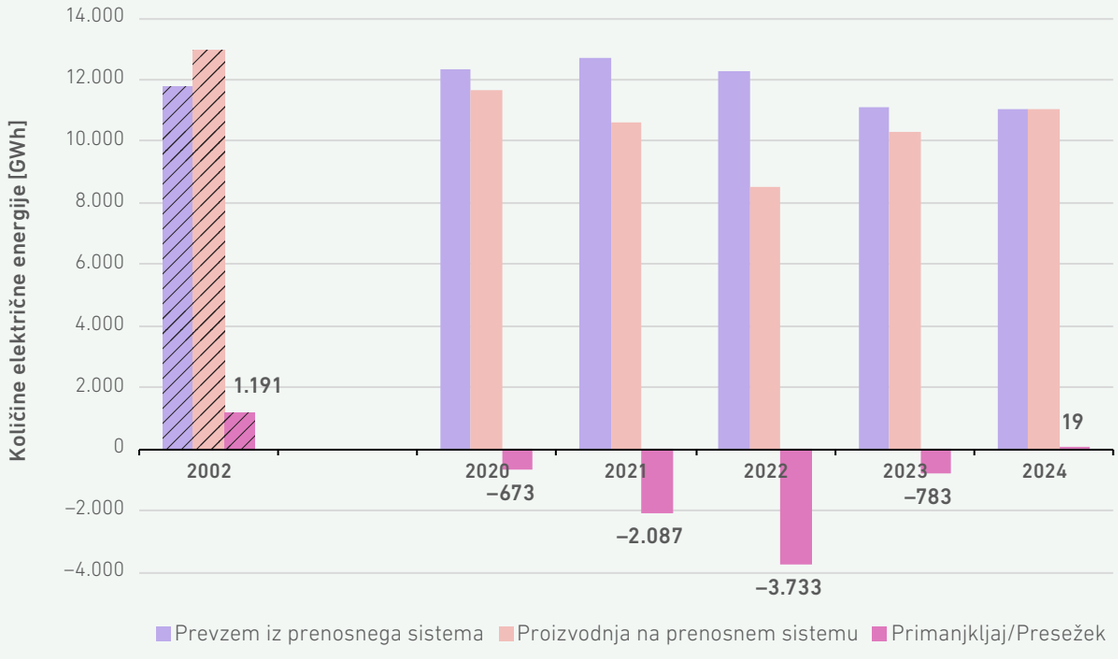
Na ravni EU se na podlagi določb Uredbe (EU) 2019/943 redno izvaja vseevropska ocena spremljanja zadostnosti virov (ERAA), ki temelji na najsodobnejših metodologijah in verjetnostnih ocenah, njeni rezultati pa dajejo odločevalcem ustrezne signale glede zadostnosti virov in potrebami v zvezi z zagotavljanjem sigurnosti in zanesljivosti obratovanja elektroenergetskega sistema. ERAA je pomembna tudi kot podpora pri sprejemanju strateških odločitev, kot je na primer uvedba mehanizmov za zagotavljanje zmogljivosti. Najnovejša evropska ocena zadostnosti virov, ki jo je ENTSO-E izdelal v letu 2024, v obravnavanih scenarijih za leta po 2025 kaže povečano tveganje zagotavljanja zadostnosti proizvodnje električne energije, in sicer predvsem zaradi ekonomske neupravičenosti proizvodnje iz fosilnih virov. Ocena standarda zanesljivosti za Slovenijo v enem od scenarijev že v letu 2028 naraste na 0,2 ura/leto, v drugem scenariju pa vse do 2,9 ura/leto v letu 2035.

Spremljanje usklajenosti med proizvodnjo in porabo

Prevzem električne energije iz prenosnega sistema se je v letu 2024 glede na leto prej zmanjšal za 0,5 %. Ob upoštevanju polovične proizvodnje jedrske elektrarne je bila proizvodnja električne energije na prenosnem sistemu v letu 2024 za 7,3 % višja kot leto prej, kar je posledica višje proizvodnje v vseh elektrarnah, in sicer kar za 14,3 % višje proizvodnje v termoelektrarnah, 4,9 % višje proizvodnje v hidroelektrarnah in 4,1 % višje proizvodnje v jedrski elektrarni. Prvič po letu 2002 je bila domača proizvodnja električne energije na prenosnem sistemu višja od prevzema električne energije iz prenosnega sistema brez upoštevanja izgub.

V letu 2024 zabeležena najvišja pokritost prevzema električne energije iz prenosnega sistema z domačimi viri po letu 2002

SLIKA 167: PREVZEM IN PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI NA PRENOSNEM SISTEMU BREZ UPOŠTEVANJA IZGUB V OBDOBJU 2020–2024 IN PRIMERJAVA Z LETOM 2002



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 desetletnega 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 boljšo 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, scenarij 2 upošteva realno pričakovana vlaganja ob upoštevanju zamikov izgradnje novih HE zaradi težav pri umeščanju v prostor, scenarij 3 je zelo ambiciozen in poleg izgradnje hidroelektrarn na Savi predvideva tudi velika vlaganja v vetrne in sončne elektrarne na prenosnem sistemu. Scenarij 4 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 2032 predvidena izgradnja HE na Muri, zaradi težav pri umeščanju v prostor in nasprotovanja okoljevarstvenikov pa je zelo negotova tudi izgradnja drugih hidroenergetskih objektov.

V vseh scenarijih do leta 2032 se kaže primanjkljaj domače proizvodne za pokrivanje prevzema EE iz prenosnega sistema

TABELA 34: SPREMEMBE PROIZVODNIH ZMOGLJIVOSTI NA PRENOSNEM SISTEMU DO LETA 2032

	Inštalirana moč [MW]	Predvideno leto spremembe	Scenarij
Hidroelektrarne			
HE na Dravi			
ČHE Kozjak	420	2031	4
HE na Savi			
Mokrice	28	2025	1, 2, 3, 4
Suhadol	44	2030	3
Trbovlje	36	2032	3
Termoelektrarne			
TE Šoštanj			
TEŠ blok V	–305	2028	
TEŠ PT 51	–42	2028	
TEŠ PT 52	–42	2028	
TEŠ PPE1	151	2028	
TE Brestanica			
PB 1	–23	2026	
PB 2	–23	2026	
PB 3	–23	2026	
TE TOL			
Blok III premog	–45	2032	

VIR: ELES

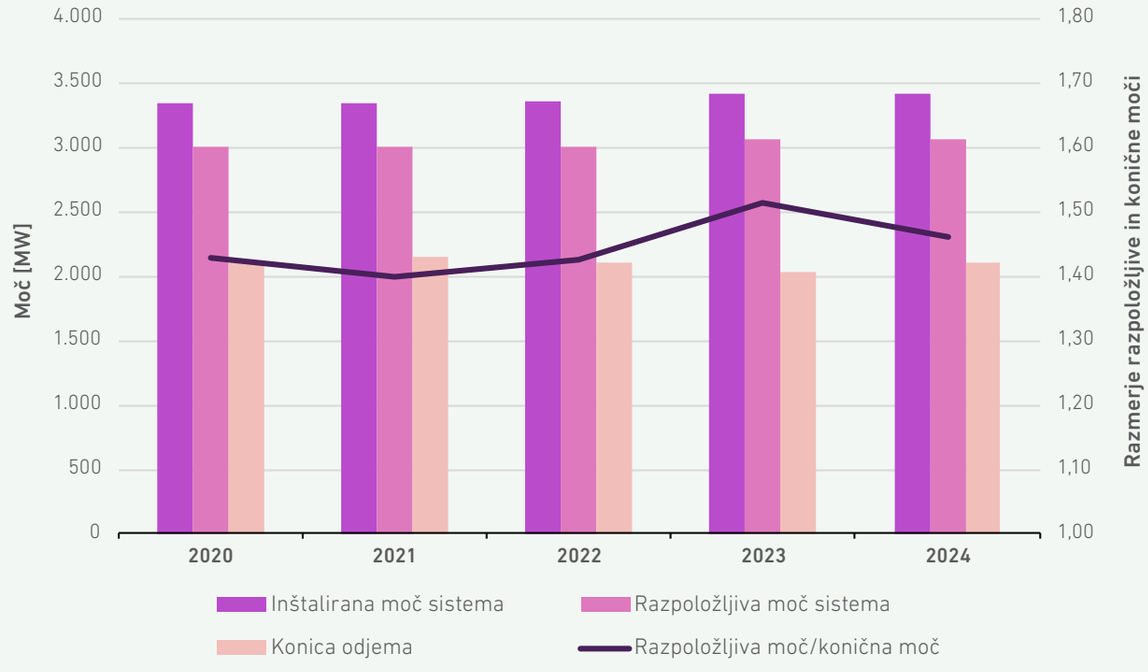
Vlaganja v nove konvencionalne proizvodne vire so zaradi neustreznih tržnih signalov in tudi okoljske sprejemljivosti močno otežena. Po drugi strani pa je predvsem zaradi nasprotovanj lokalnih skupnosti negotovost velika tudi pri napovedi izgradenj alternativnih virov, predvsem večjih polj vetrnih in sončnih elektrarn. Roki za izvedbo naložb v proizvodne zmogljivosti iz tabele 34 so močno vprašljivi, saj temeljijo na podatkih iz prejšnjega razvojnega načrta operaterja prenosnega sistema za obdobje 2023–2032. Med pomembnejšimi spremembami v tem času izstopata predvidena zaustavitev bloka TEŠ VI leta 2033 in zamik izgradnje HE Mokrice zaradi upravnih postopkov pri izdaji gradbenega dovoljenja.

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 2024 se je glede na predhodno leto nekoliko poslabšalo, predvsem zaradi nekoliko višje konične obremenitve odjema ob praktično nespremenjeni inštalirani oziroma razpoložljivi moči proizvodnih enot. 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 2024 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.

Odlična čezmejna povezanost omogoča uvoz primanjkljajev električne energije

SLIKA 168: 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 2020–2024

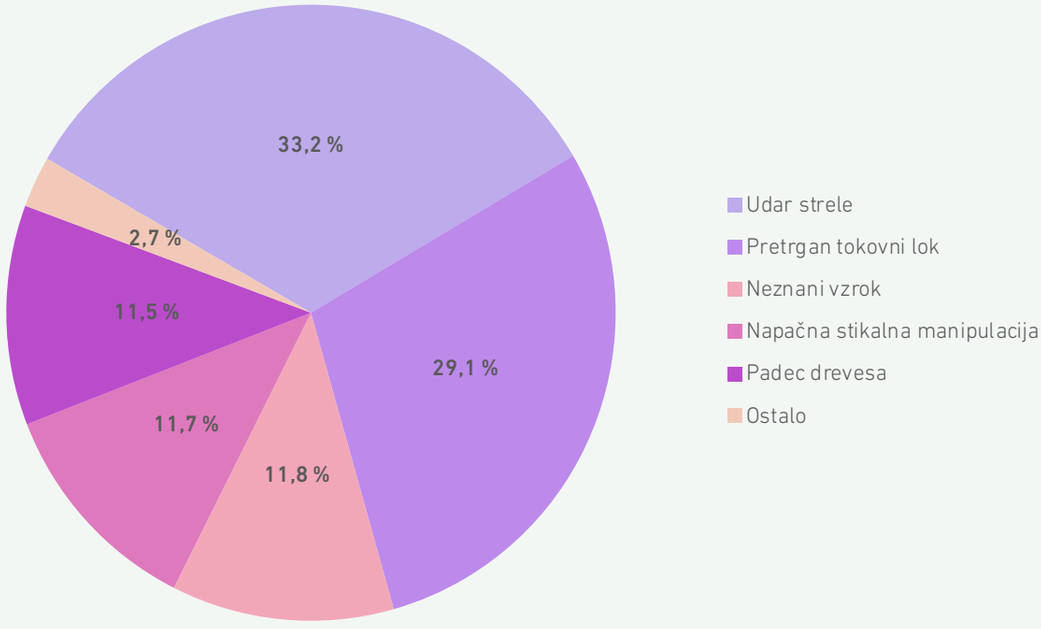


VIR: ELES

Izredni vremenski vplivi ali havarije v omrežju lahko povzročijo prekinitev napajanja. Nedobavljena energija je tista energija, ki bi bila potencialno dobavljena iz sistema, če ne bi prišlo do prekinitve napajanja. Po treh letih dokaj strmega naraščanja nedobavljene energije od 10,3 MWh leta 2021 se je leta 2023 količina povečala že na 220,8 MWh, v letu 2024 pa je bilo na prenosnem sistemu zabeleženo le 7,45 MWh nedobavljene električne energije. Največ nedobavljene energije je bila posledica izpada DV 110 kV Murska Sobota–Mačkovci zaradi udara strele (2,47 MWh), sledi izpad zaradi pretrganega tokovnega loka na DV Dravograd–Železarna Ravne (2,17 MWh) in izpad zaradi padca drevesa na vodnik DV 110 kV Metlika–Črnomelj (0,86 MWh). Ostali del nedobavljene energije pa je posledica več manjših prekinitev, in sicer zaradi napačne stikalne manipulacije, neviht in neurij 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 169: NEDOBAVLJENA ENERGIJA NA PRENOSNEM SISTEMU V LETU 2024 GLEDE NA VZROK



VIR: ELES

PLIN

Najčistejše fosilno gorivo

11 %
MANJ PRENESENIH KOLIČIN PLINA

90 %
MANJ PRENESENIH KOLIČIN PLINA DO DRUGIH PRENOSNIH SISTEMOV

SLOVENIJA IZGUBILA VLOGO TRANZITNE DRŽAVE ZA PLIN

1.078
MANJ ODJEMALCEV PLINA KOT V LETU 2023

7,7 %
VIŠJA PORABA
DOMAČIH ODJEMALCEV PLINA KOT V LETU 2023

POVPREČNA PORABA GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV SKORAJ ENAKA KOT LETO PREJ

PRECEJ MANJ NALOŽB V PRENOSNI IN DISTRIBUCIJSKI SITEM KOT LETO PREJ:

44 %
MANJ NALOŽB V PRENOSNI SISTEM

53 %
MANJ NOVIH DISTRIBUCIJSKIH PLINOVODOV

30 %
MANJ NALOŽB V DISTRIBUCIJSKE SISTEME

37-% upad
PRIKLJUČITEV NA DISTRIBUCIJSKE SISTEME V PRIMERJAVI Z LETOM 2023

DELEŽ DOLGOROČNIH POGODB

SAMO ŠE **9 %** – NAJNIŽJI DO ZDAJ

95 % IZ AVSTRIJE PONOVNO KAR 95 % VSEGA UVOŽENEGA PLINA



NA PROSTEM TRGU PRODANIH DVE TRETJINI VEČ KOLIČIN PLINA



NA TRGOVALNI PLATFORMI PRODANIH 18 % MANJ PLINA, ŠTEVILO TRANSAKCIJ MANJŠE ZA 15 %

PADANJE CEN PLINA ZA VSE SKUPINE ODJEMALCEV



CENE PLINA ZA GOSPODINJSKE ODJEMALCE NIŽJE ZA VEČ KOT 10 % - 20 % NIŽJE OD POVPREČJA EU



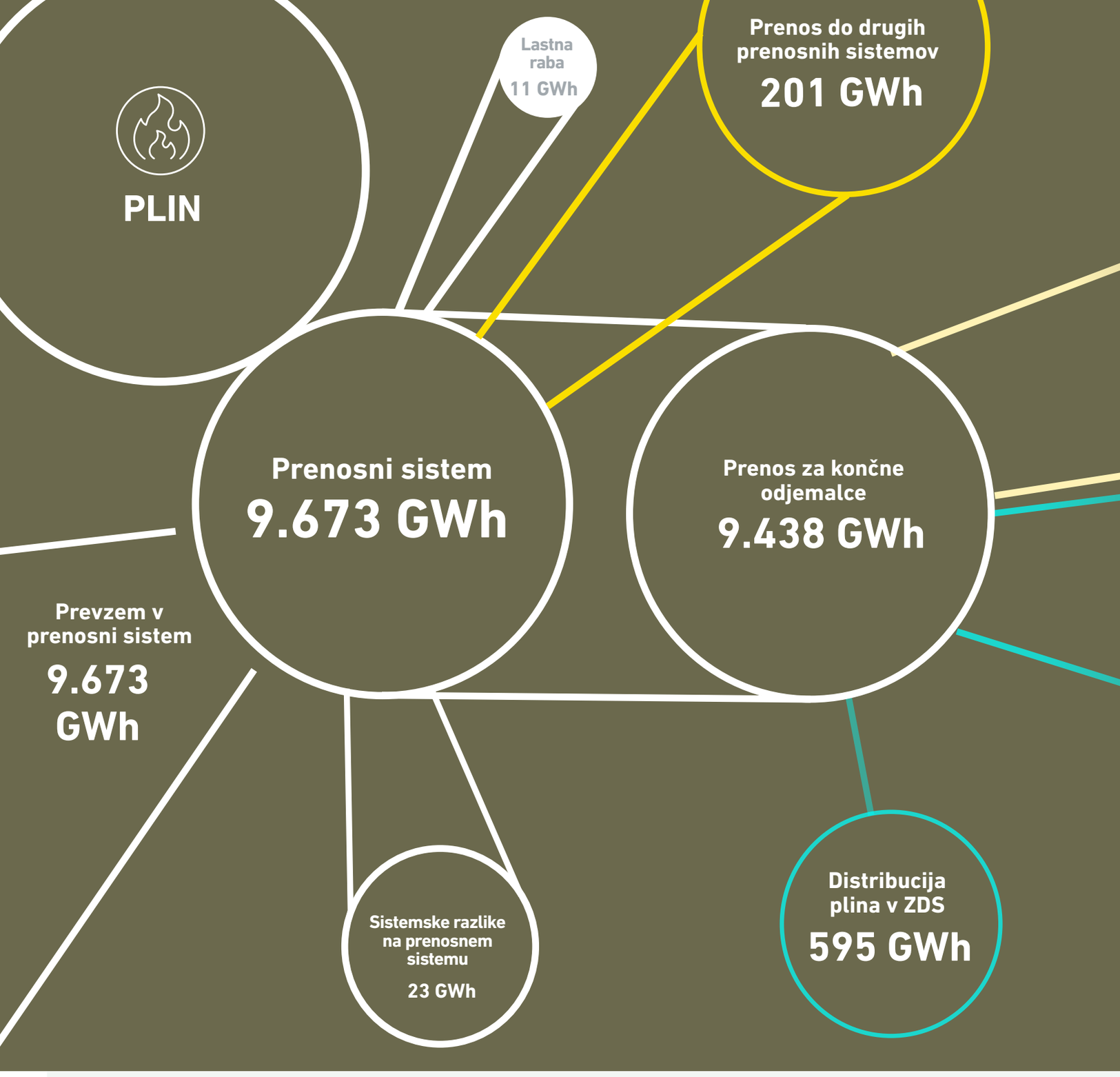
CENE PLINA ZA POSLOVNE ODJEMALCE NIŽJE OD 12,6 % DO 22,4 %



NAJNIŽJE ŠTEVILO ZAMENJAV DOBAVITELJA OD LETA 2012 - **le 1,5 %** VSEH ODJEMALCEV JE MENJALO DOBAVITELJA



MALOPRODAJNI TRG PLINA OSTAJA TUDI V LETU 2024 VISOKO KONCENTRIRAN



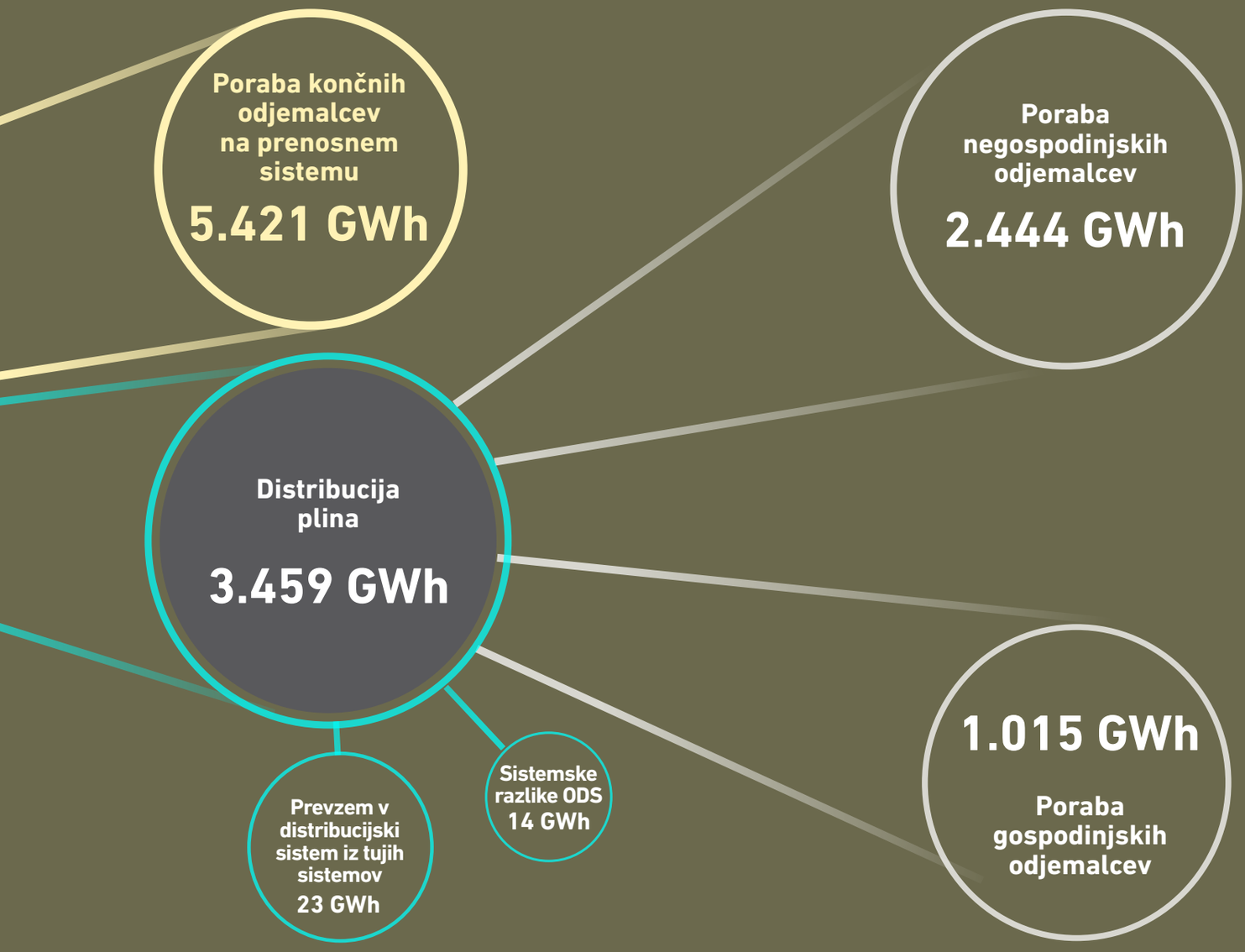
PLIN

Bilanca oskrbe s plinom

Po prenosnem sistemu plina je bilo v letu 2024 prenesenih 9.673 GWh plina[140], kar je skoraj 11 % manj kot leto prej. Znižanje skupaj prenesenih količin je posledica manjših količin prenosa do sosednjih prenosnih sistemov, povišala pa se je količina prenosa za potrebe domačih poslovnih odjemalcev.

140 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 170: OSNOVNI PODATKI O PRENESENIH, DISTRIBUIRANIH IN PORABLJENIH KOLIČINAH PLINA [GWh]



VIR: AGENCIJA

Za oskrbo domačih odjemalcev je bilo prenesenih 9.438 GWh oziroma 7,6 % več kot leto prej, do drugih prenosnih sistemov pa je bilo prenesenega le 201 GWh plina, kar je 90 % manj kot v letu prej in 96 % 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 desetletja znižala za 97 %.

Razlika med prevzetimi in predanimi količinami v višini 34 GWh so sistemske razlike in lastna raba prenosnega sistema.

11 % manj prenesenih količin plina zaradi manjšega prenosa do drugih prenosnih sistemov

90 % manj prenesenih količin plina do drugih prenosnih sistemov

Skupna poraba domačih odjemalcev plina je znašala 9.475 GWh in je bila 675 GWh oziroma 7,7 % višja kot leto prej. Poraba plina v letu 2024 je bila za 16 % nad količino porabe v letu 2014.

Znižala se je poraba gospodinjskih odjemalcev, in sicer za 1,3 %. Odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih (ZDS) so porabili 8,8 % več, pri odjemalcih na prenosnem sistemu pa je bila poraba višja za 11 % kot v letu 2023. Prav tako je bila višja poraba negospodinjskih odjemalcev na distribucijskih sistemih, ki so porabili 4,3 % več plina kot leto prej.

7,7 % višja poraba domačih odjemalcev plina kot v letu 2023

Podatki o prenosu in porabi odjemalcev plina glede na vrsto odjema v letih od 2020 do 2024 so razvidni iz tabele 35.

TABELA 35: SKUPNE PRENESENE KOLIČINE PLINA IN PORABA ODJEMALCEV PLINA GLEDE NA VRSTO ODJEMA V OBDOBJU 2020–2024

Skupne količine plina	2020	2021	2022	2023	2024
Prevzem v prenosni sistem [GWh]	16.783	12.015	13.527	10.835	9.673
Prenos do drugih sistemov [GWh]	7.137	1.829	4.484	2.028	201
Poraba poslovnih odjemalcev na prenosnem sistemu [GWh]	5.382	5.527	4.868	4.884	5.421
Poraba poslovnih odjemalcev v ZDS [GWh]	581	650	622	547	595
Poraba poslovnih odjemalcev na distribucijskih sistemih [GWh]	2.446	2.673	2.329	2.341	2.444
Poraba gospodinjskih odjemalcev [GWh]	1.175	1.313	1.193	1.028	1.015

VIR: AGENCIJA

Skupno število aktivnih odjemnih mest se je znižalo tretje leto zapored. Na distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemih je bilo ob koncu leta 1.078 manj aktivnih odjemnih mest, na prenosnem sistemu pa dve odjemni mesti manj. Skupno število odjemalcev je upadlo za 0,8 %, leto prej pa za 1 %. Padec števila vseh aktivnih odjemnih mest je verjetno posledica številnih odklopov zaradi še vedno precej visokih cen plina za večino odjemalcev in tudi ciljev energetske politike v smeri postopnega opuščanja rabe fosilnih virov energije, kar je posamezne odjemalce spodbudilo k iskanju nadomestnih virov oskrbe.

Ob koncu leta 2024 je bilo na prenosni sistem, distribucijske sisteme in ZDS plina priključenih 133.192 končnih odjemalcev. Dejavnost distribucije plina je opravljalo 12 operaterjev distribucijskih sistemov in pet operaterjev ZDS.

TABELA 36: ŠTEVILO ODJEMALCEV PLINA GLEDE NA VRSTO ODJEMA V LETIH 2023 IN 2024

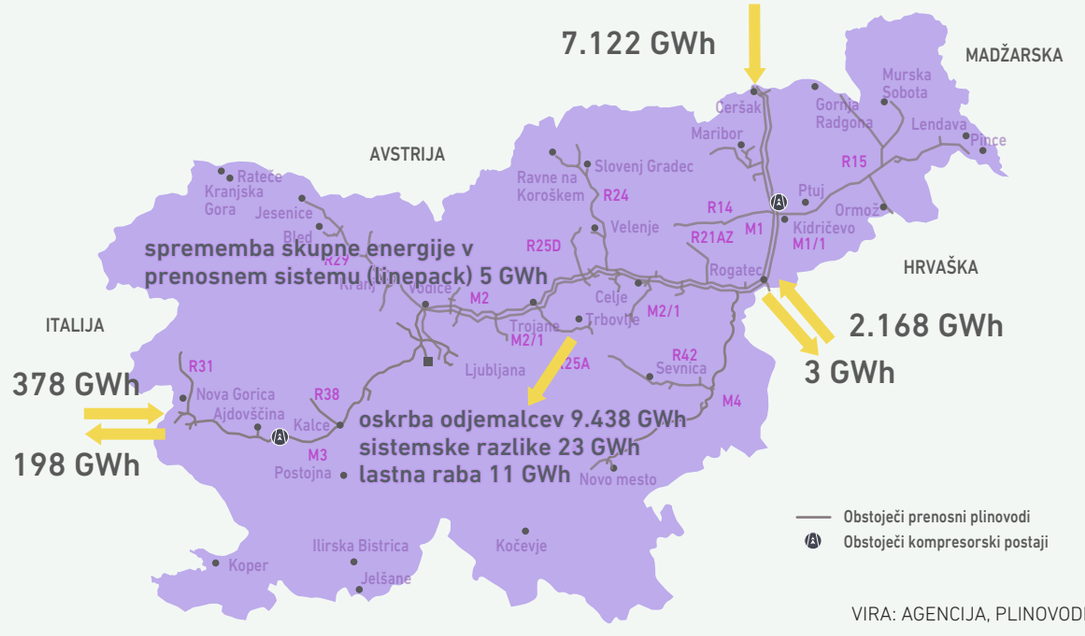
Število odjemalcev glede na vrsto odjema	**2023**	**2024**	**Indeks**
Poslovni odjemalci na prenosnem sistemu	155	153	98,71
Poslovni odjemalci na distribucijskih sistemih	14.296	14.110	98,70
Poslovni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih	50	50	100,00
Gospodinjski odjemalci	119.771	118.879	99,26
Skupaj odjemalci	**134.272**	**133.192**	99,20

VIR: AGENCIJA

Prenos plina

Prenosni sistem je v lasti in upravljanju operaterja prenosnega sistema, družbe Plinovodi. Sestavlja ga 1.195 kilometrov cevovodov, od tega 989 kilometrov visokotlačnih cevovodov z nazivnim tlakom nad 16 barov in 206 kilometrov cevovodov 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 zemeljskega 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 2024 priključen noben proizvodni vir zemeljskega plina, biometana ali sintetičnega metana. Prav tako se v prenosni sistem ni primešaval vodik.

SLIKA 171: PRENOSNI SISTEM PLINA IN PRENESENE KOLIČINE PLINA NA VSTOPNIH IN IZSTOPNIH TOČKAH V 2024



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

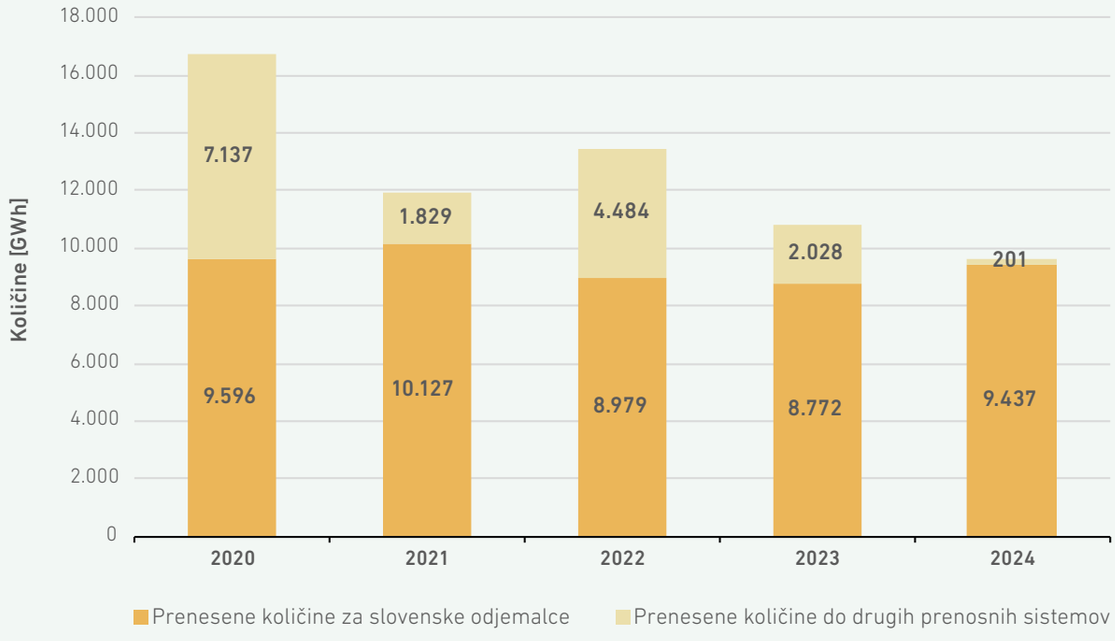
V letu 2024 je bila poraba plina slovenskih odjemalcev 7,6 % višja kot leto prej. Poraba plina slovenskih odjemalcev v zadnjih petih letih niha. Količine plina, prenesene do drugih prenosnih sistemov, pa so bile v zadnjem letu desetkrat manjše kot leto prej. Slika 173 kaže porabo plina slovenskih odjemalcev in prenesene količine do drugih prenosnih sistemov v obdobju od leta 2006. Dolgoročen trend porabe plina slovenskih odjemalcev je pričakovano negativen (posledica politike razogljičenja, izboljšane energetske učinkovitosti in prehoda na druge vire energije). Še znatno bolj negativen pa je trend prenesenih količin plina do drugih prenosnih sistemov. Slovenija je tako v zadnjih dvajsetih letih izgubila vlogo države z velikim deležem tranzita

Nestanoviten trend porabe plina slovenskih odjemalcev v zadnjih letih

Slovenija izgubila vlogo tranzitne države za plin

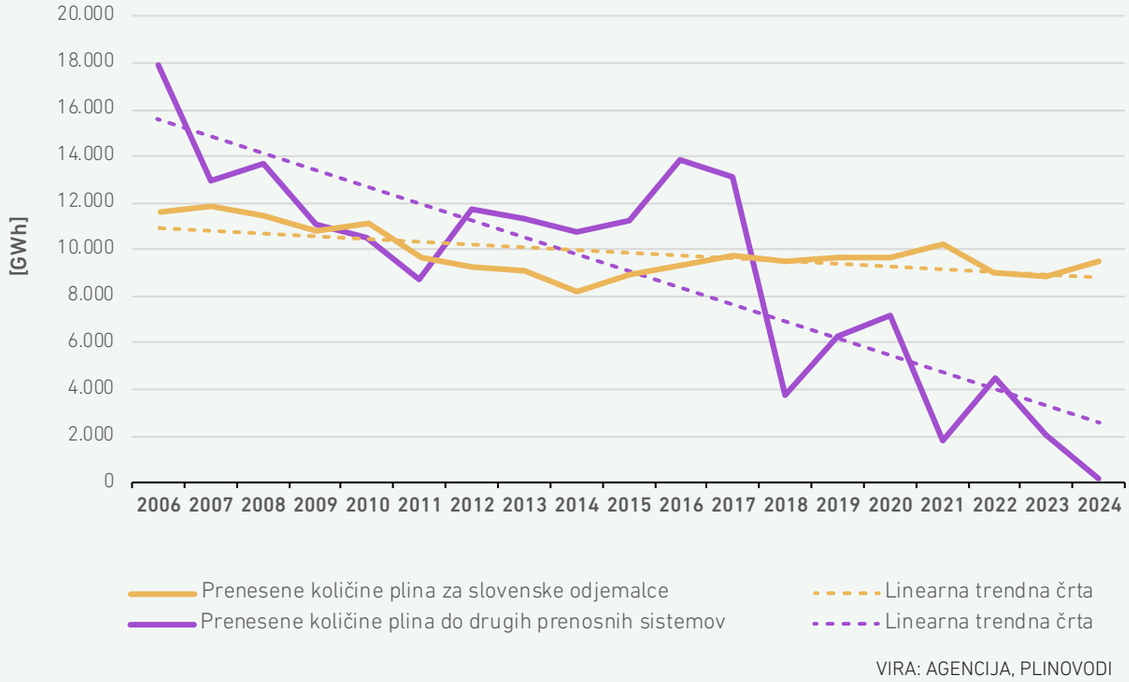
plina. Glavni razlog je znatno zmanjšanje prenosa plina na Hrvaško, saj z izgradnjo terminala utekočinjenega zemeljskega plina na Krku Hrvaška več ne potrebuje plina iz avstrijskega plinskega vozlišča. Tudi splošno zmanjšanje porabe plina in spremenjeni tokovi plina v regiji so razlog za nižji prenos plina do sosednjih prenosnih sistemov.

SLIKA 172: PRENESENE KOLIČINE PLINA V OBDOBJU 2020–2024



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

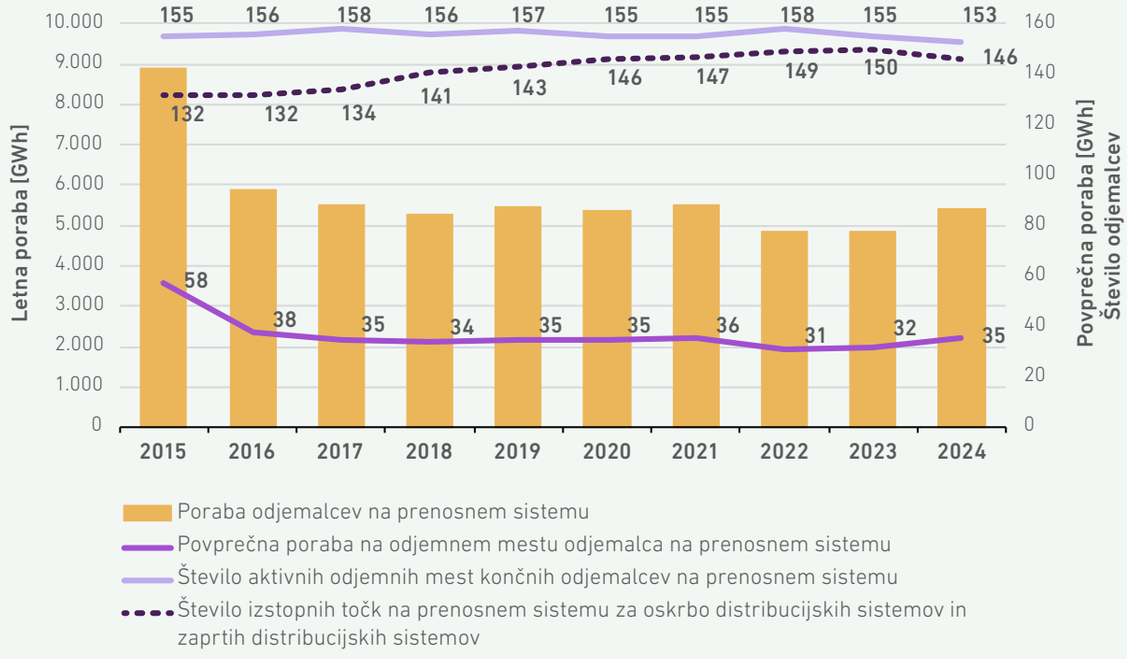
SLIKA 173: TREND PORABE PLINA SLOVENSKIH ODJEMALCEV IN PRENESENIH KOLIČIN PLINA DO DRUGIH PRENOSNIH SISTEMOV V DALJŠEM ČASOVNEM OBDOBJU



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Število odjemnih mest končnih odjemalcev se je zmanjšalo za dva odjemalca in je znašalo 153.

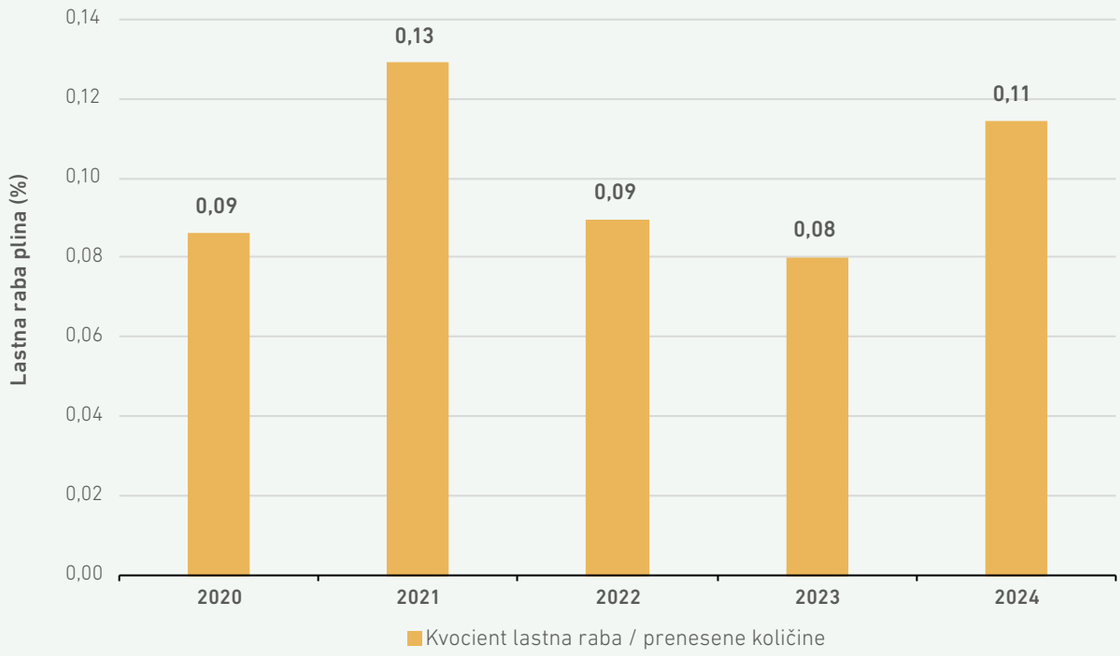
SLIKA 174: SKUPNA IN POVPREČNA PORABA NA ODJEMNEM MESTU ODJEMALCA NA PRENOSNEM SISTEMU, ŠTEVILO ODJEMNIH MEST KONČNIH ODJEMALCEV TER ŠTEVILO IZSTOPNIH TOČK NA PRENOSNEM SISTEMU PLINA V OBDOBJU 2015–2024



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Lastna raba plina, ki je potrebna za pogon kompresorjev in ogrevanje plina v merilno- regulacijskih postajah, je znašala 11,1 GWh, kar je 27,3 % več kot leto prej. Povečala 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 175: LASTNA RABA PLINA, PRERAČUNANA NA PRENESENE KOLIČINE PLINA V OBDOBJU 2020–2024



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

ompresorski postaji sta za svojo lastno rabo porabili 28 % plina lastne rabe, preostali plin je bil porabljen v merilno- regulacijskih postajah. Leto prej je bilo v kompresorskih postajah porabljenih samo 4 % plina za lastno rabo. Večja raba plina v kompresorskih postajah je posledica večjega in še zlasti bolj pogostega prenosa plina iz Slovenije v Italijo.

Lastna raba plina kompresorskih postaj 9,1- krat višja kot leto prej

SLIKA 176: RAZMERJE MED LASTNO RABO PLINA V KOMPRESORSKIH POSTAJAH IN V MRP V LETU 2024



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.

Distribucijo plina v obliki GJS opravlja 12 operaterjev distribucijskih sistemov na območju 87 občin

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 2024 se je distribucija plina kot GJS opravljala v 87 občinah na večjem delu urbanih območij Slovenije z izjemo Primorske. V letu 2024 se distribucija plina ni na novo vzpostavila v nobeni občini. V letu 2024 je distribucijo plina kot GJS opravljalo 12 operaterjev distribucijskih sistemov. V 72 občinah je ta dejavnost organizirana s koncesijskim razmerjem med koncesionarjem in lokalno skupnostjo, v 14 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 177: DISTRIBUCIJSKI SISTEMI PLINA GLEDE NA DISTRIBUIRANO KOLIČINO



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

Operaterji distribucijskih sistemov so v letu 2024 distribuirali 3.459 GWh plina, kar je 2,7 % več kot leto prej in 4,2 % manj od povprečja petletnega obdobja 2019–2023. Znižanje distribuiranih količin je bila verjetno posledica več dejavnikov, med katerimi so bili na ravni EU sprejeti načrti o podaljšanju zahteve po prostovoljnem znižanju porabe plina za 15 %, še vedno relativno visoke cene dobave plina, zmanjšanje števila odjemalcev in pa tudi ne prehladno vreme.

Po podatkih operaterjev se je odjem gospodinjskih odjemalcev v letu 2024 znižal za skoraj 1,3 %, negospodinjski odjemalci pa so porabili 4,3 % več kot leto prej. Število gospodinjskih odjemalcev se je znižalo za 892 (1 %), medtem ko se je za 186 (0,75 %) znižalo tudi število negospodinjskih odjemalcev na distribucijskem omrežju. Ob koncu leta 2024 je bilo evidentiranih 118.879 gospodinjskih in 14.110 negospodinjskih odjemalcev.

Največji padec števila odjemalcev je bil evidentiran v odjemnih skupinah od CDK3 do CDK5, ki letno porabijo med 5.000 kWh in 50.000 kWh plina. Ti odjemalci so zaradi manjše porabe v številnih primerih tudi najbolj prilagodljivi pri prehodu na drug energent. Pri večjih odjemalcih je prehod na drug energent v številnih primerih zahtevnejši, ker gre za večje naložbe, ki zahtevajo zahtevnejše načrtovanje in s tem daljši čas, potreben za prehod na konkurenčno tehnologijo oziroma energent.

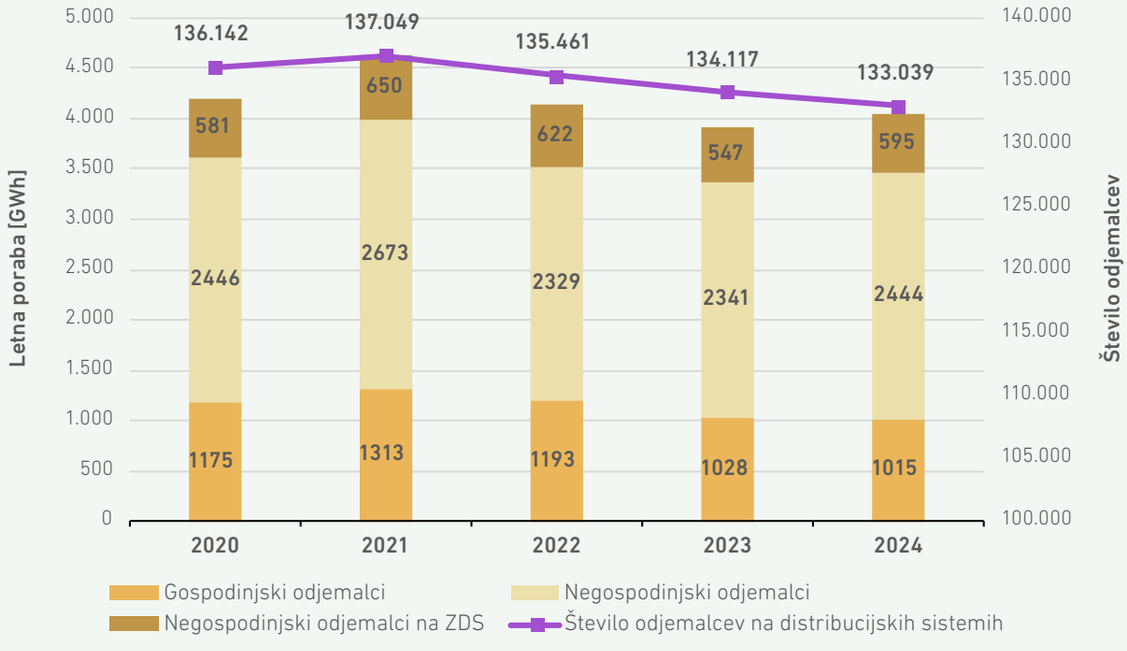
Odjemalci na distribuciji porabili 3.459 GWh plina, 2,7 % več kot v letu 2023 oz. 4,2 % manj od povprečja predhodnih petih let

Na distribucijskih sistemih 1.078 odjemalcev manj kot v letu 2023

Na območjih petih ZDS, na Jesenicah, v Kranju, Kidričevem, Štorah in Anhovem, je bilo ob koncu leta 2024 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 595 GWh plina. V primerjavi z letom 2023 je bila poraba višja za 8,8 %.

Porabo gospodinjskih in negospodinjskih odjemalcev na distribucijskih sistemih in ZDS ter njihovo število glede na tip odjemalca in vrsto sistema za obdobje petih let prikazuje slika 178.

SLIKA 178: PORABA ODJEMALCEV NA DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH IN ZDS GLEDE NA TIP ODJEMALCA IN ŠTEVILO ODJEMALCEV V OBDOBJU 2020–2024



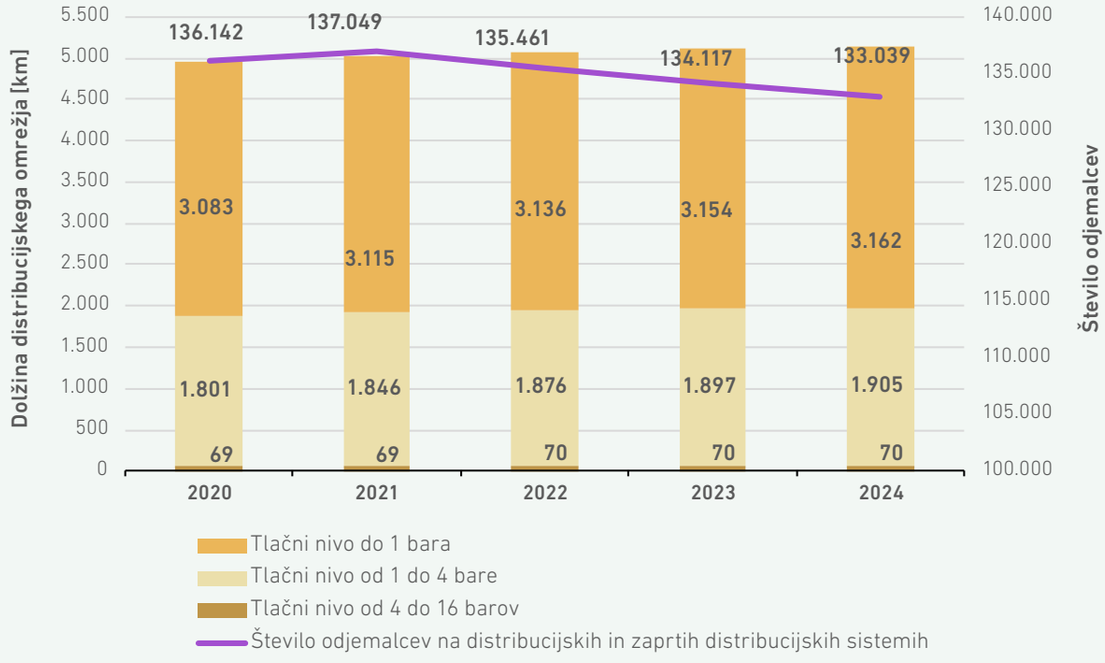
VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

Ob koncu leta 2024 je skupna dolžina aktivnih vodov v distribucijskih sistemih in ZDS znašala 5.137 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 2020–2024 prikazuje slika 179.

SLIKA 179: DOLŽINA OMREŽJA DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV IN ZDS TER ŠTEVILO AKTIVNIH ODJEMALCEV V OBDOBJU 2020–2024



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

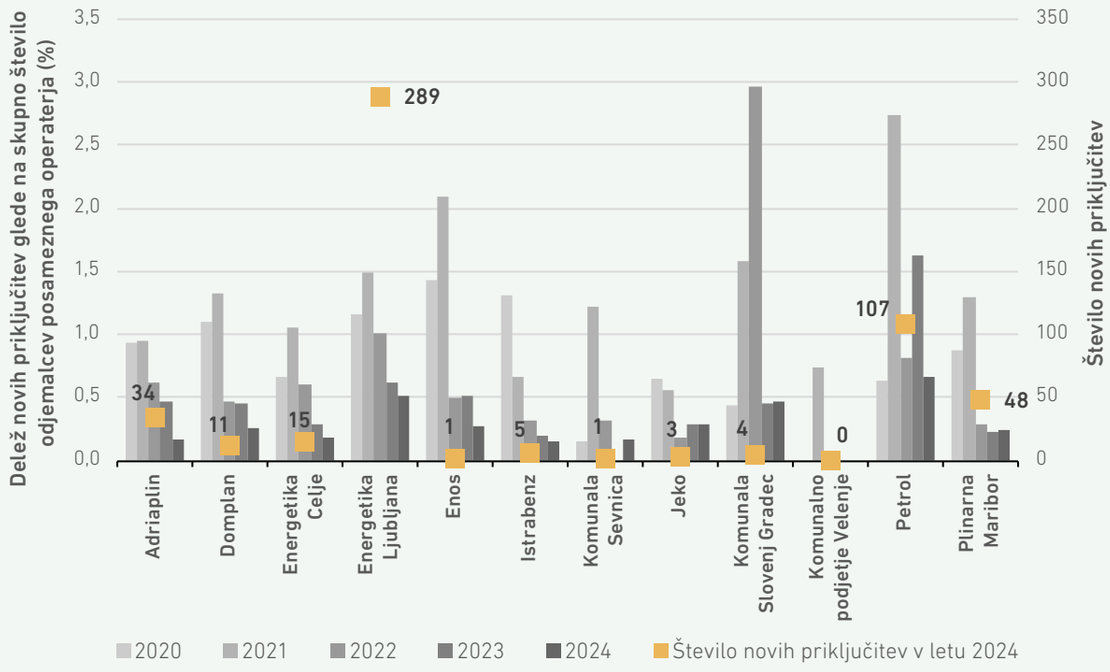
Operaterji distribucijskih sistemov plina so na distribucijska omrežja na novo priključili 518 odjemalcev, kar je najnižja vrednost v zadnjem desetletju. Število novih priključitev se je v primerjavi z letom prej znižalo za skoraj 37 %, pri čemer je upad novih priključitev evidentiran tretje leto zapored. 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 in 2024.

Slabih 37 % manj novih priključitev na distribucijske sisteme kot v letu 2023

Skupno število odjemalcev, priključenih na distribucijske sisteme, se je ob upoštevanju novih priključitev in sočasnih odklopov znižalo za 1.078. Ob koncu leta 2024 je bilo na distribucijske sisteme priključenih 132.989 končnih odjemalcev. Iz zbranih podatkov sledi, da je bilo v letu 2024 izvedenih 1.596 odklopov z omrežja. Število odjemalcev se je znižalo v 61 lokalnih skupnostih, v letu 2023 pa v 62.

Deleže novih priključitev glede na skupno število odjemalcev posameznega operaterja in število novih priključitev na distribucijske sisteme posameznega operaterja prikazuje slika 180. Na ZDS sta bili v letu 2024 opravljeni dve priključitvi novih odjemalcev.

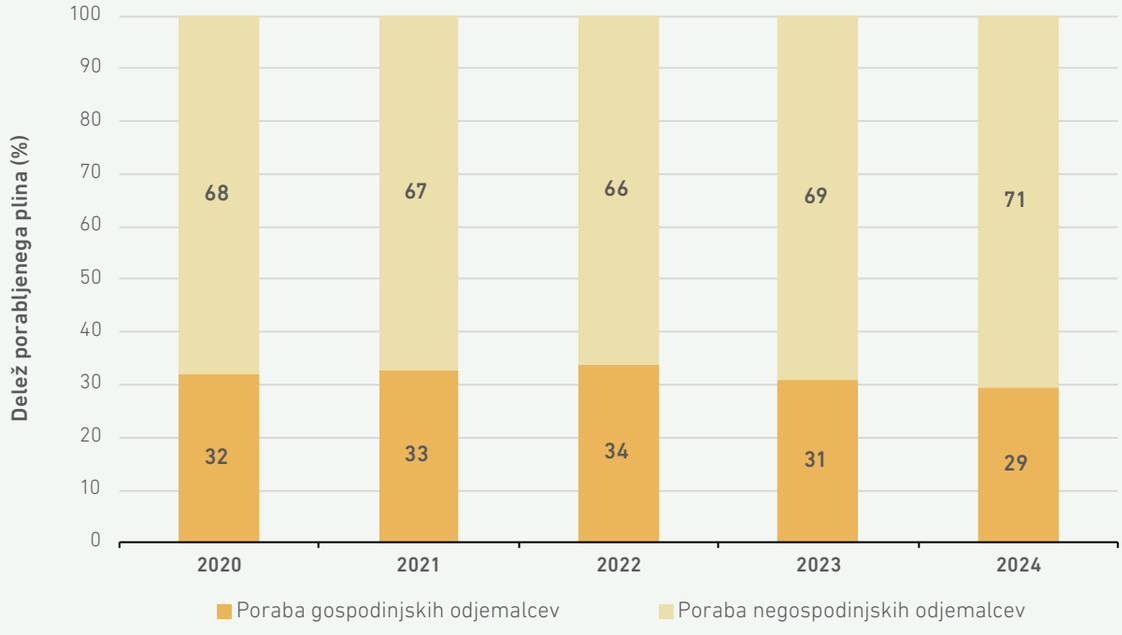
SLIKA 180: DELEŽ IN ŠTEVILO NOVIH ODJEMALCEV NA DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH V OBDOBJU 2020–2024



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

Struktura odjemalcev ostaja nespremenjena. Gospodinjski odjemalci so po številu predstavljali skoraj 90-odstotni delež vseh odjemalcev na distribucijskih sistemih. Podatki o distribuiranih količinah plina v letu 2024 v primerjavi s preteklimi leti ne kažejo pomembnejših sprememb razmerij deležev gospodinjskih in negospodinjskih odjemalcev.

SLIKA 181: DELEŽ PORABLJENEGA PLINA IZ DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV ZA GOSPODINJSKE IN NEGOSPODINJSKE ODJEMALCE V OBDOBJU 2020–2024



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

V letu 2024 je kar 92 % vseh odjemalcev na distribucijskih sistemih na odjemnem mestu porabilo manj kot 25.000 kWh plina, kar zajema 96 % odjemalcev na gospodinjskem in 63 % na negospodinjskem odjemu.

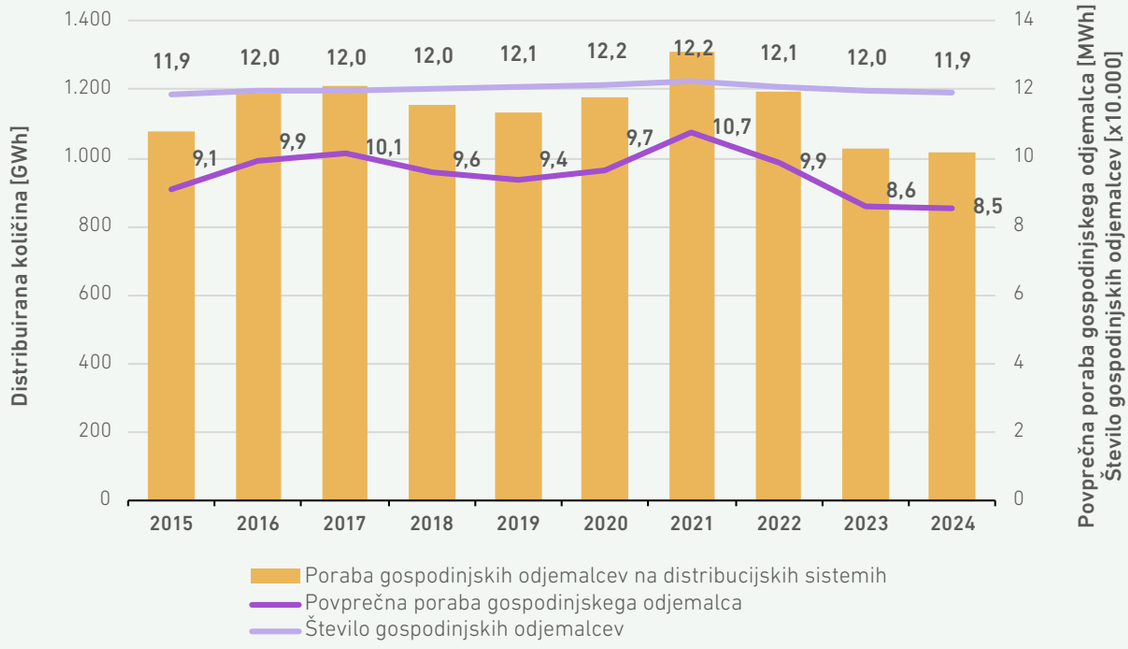
Gospodinjski odjemalci uporabljajo plin predvsem za ogrevanje bivalnih prostorov in pripravo tople sanitarne vode, v manjšem obsegu pa tudi za kuhanje.

Povprečna letna poraba gospodinjskih odjemalcev je bila skoraj enaka, saj se je znižala le za 1,1 %.

Povprečna poraba gospodinjskih odjemalcev skoraj enaka kot leto prej

Skupno in povprečno porabo plina gospodinjskih odjemalcev ter število teh odjemalcev v posameznem letu obdobja 2015–2024 prikazuje naslednja slika.

SLIKA 182: SKUPNA IN POVPREČNA PORABA GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV NA DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH V OBDOBJU 2015–2024



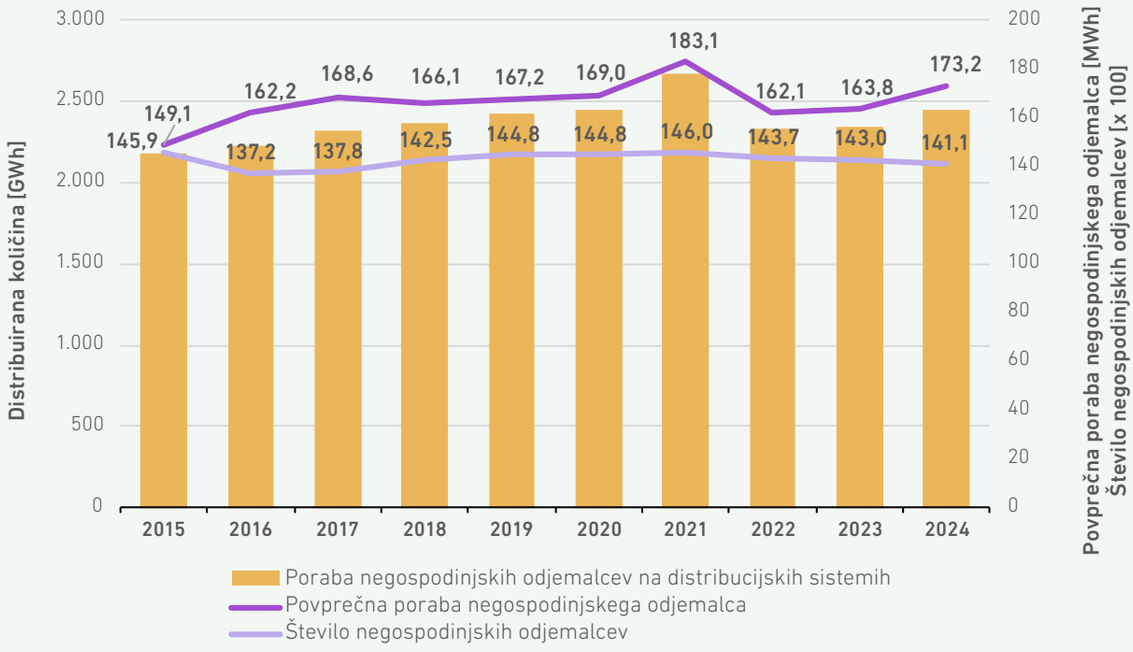
VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

Negospodinjski odjemalci so plin poleg ogrevanja uporabljali tudi za tehnološke in proizvodne procese, hlajenje ter za druge dejavnosti. Ob koncu leta 2024 je bilo na distribucijske sisteme priključenih 186 negospodinjskih odjemalcev manj kot leto pred tem.

Odjem negospodinjskih odjemalcev je bil leta 2024 višji za 2,5 % od povprečja petletnega obdobja 2019–2023, povprečna letna poraba negospodinjskih odjemalcev pa se je povišala za 5,8 % glede na leto 2023. Gibanje porabe in števila negospodinjskih odjemalcev prikazuje spodnji graf.

Zmanjšanje števila negospodinjskih odjemalcev za 186 in hkrati povišanje porabe plina za 5,8 % na odjemalca glede na predhodno leto

SLIKA 183: SKUPNA IN POVPREČNA PORABA NEGOSPODINJSKIH ODJEMALCEV NA DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH V OBDOBJU 2015–2024



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

Na nobenem od petih ZDS operaterji niso oskrbovali gospodinjskih odjemalcev. Povprečna letna poraba odjemalcev plina, priključenih na ZDS, je bila 11,9 GWh. Večina odjema na območjih ZDS je namenjena tehnološkim 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 plina, biometana ali sintetičnega metana, pa tudi vodik se ni dodajal v nobenega od distribucijskih sistemov.

Distribucijski sistemi še vedno brez priključenih proizvodnih virov

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 2024 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 515 distribucijskih sistemov v 119 slovenskih občinah. V 113 občinah so distributerji iz 463 distribucijskih sistemov izvajali oskrbo kot tržno dejavnost, v preostalih 52 distribucijskih sistemih v devetih občinah pa v obliki GJS.

8,7 % manjša poraba drugih energetskih plinov

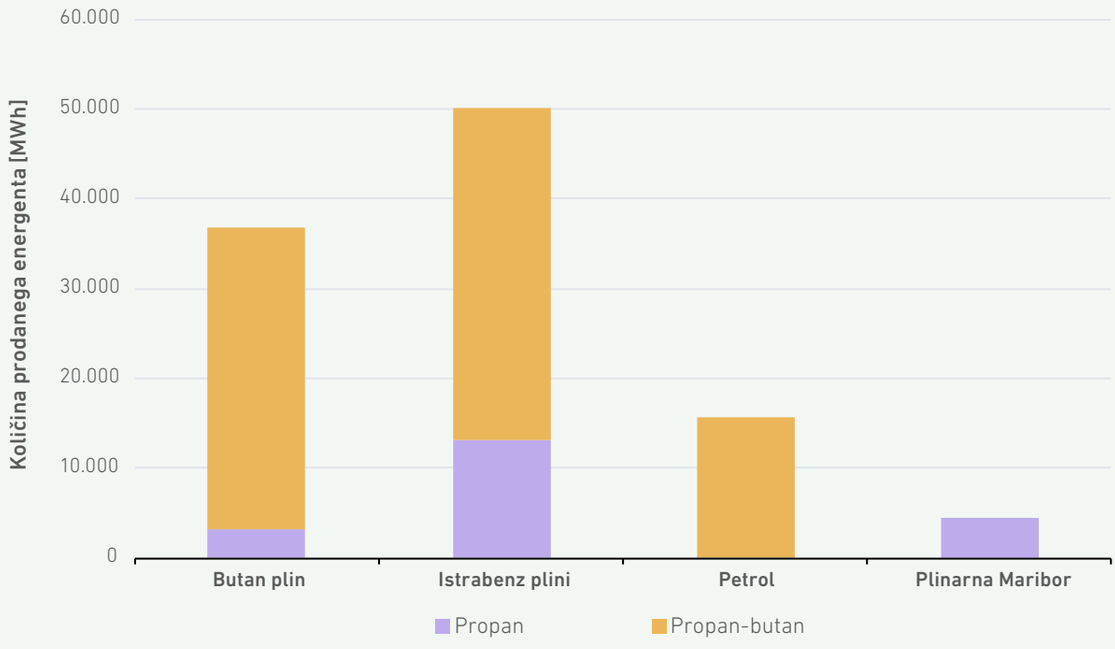
V letu 2024 je bilo iz distribucijskih sistemov drugih energetskih plinov oskrbovanih 6.548 odjemalcev, kar je 6,4 % manj kot leto prej, distribuirana energetska vrednost plinov[141] pa je dosegla 107,1 GWh, kar je glede na leto prej 8,7-odstotno znižanje. Povprečna letna poraba odjemalca v letu 2024 znaša

141 Zaradi prejetih popravkov podatkov za leto 2023 od poročevalcev po objavi lanskega poročila lahko primerjalne spremembe med letoma 2024 in 2023 glede na predstavljene podatke v lanskem poročilu odstopajo.

16,4 MWh, kar je 2,6-odstotno znižanje glede na leto prej. Število odjemalcev, priključenih na distribucijske sisteme v posameznih občinah, se je gibalo od dva do 1.568, povprečno število odjemalcev na distribucijski sistem pa je znašalo 13.

Skupna dolžina distribucijskih sistemov se je glede na leto 2023 zmanjšala za 0,2 % in je znašala 114,2 kilometra. Na sliki 184 so distributerji prikazani glede na vrsto in količino prodanega drugega energetskega plina.

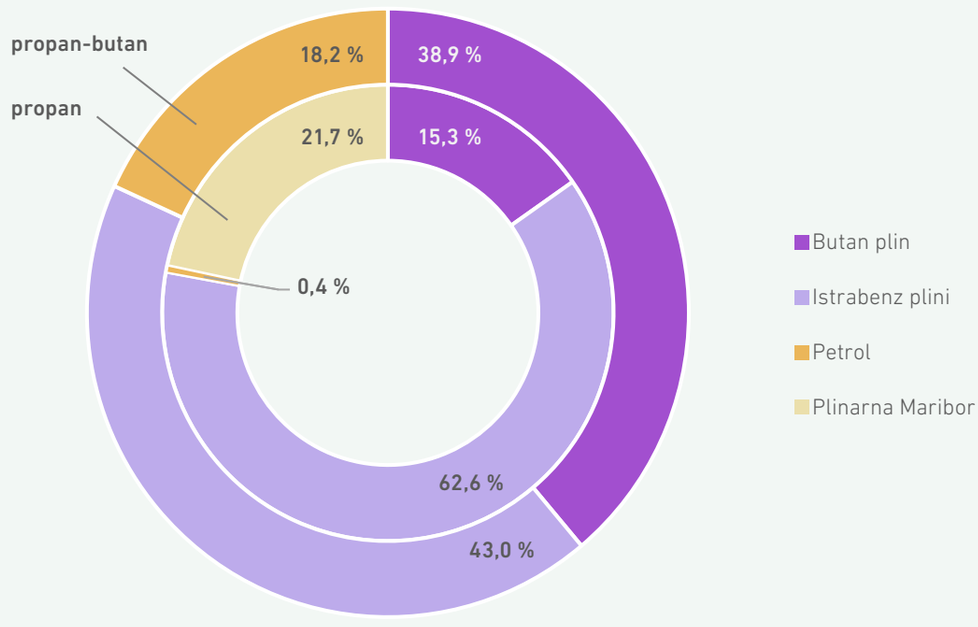
SLIKA 184: DISTRIBUIRANE KOLIČINE DRUGIH ENERGETSKIH PLINOV PO DISTRIBUTERJIH IN VRSTI DISTRIBUIRANEGA PLINA



VIR: AGENCIJA

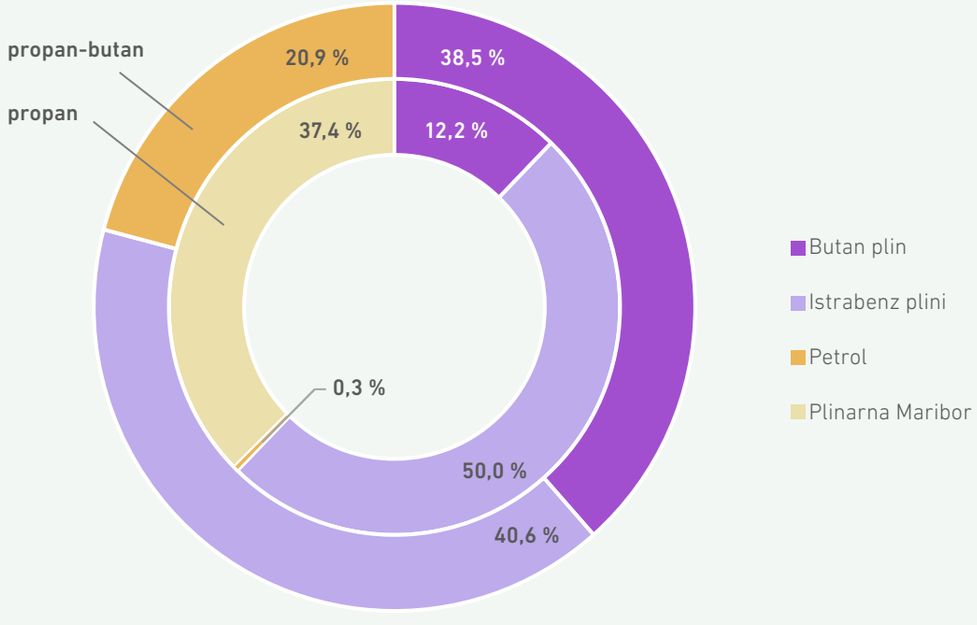
Tržne deleže[142] distributerjev drugih energetskih plinov po vrsti plina in energetski vrednosti prodanih količin v letu 2024 prikazuje slika 185, slika 186 pa tržne deleže distributerjev po vrsti prodanega energetskega plina in številu oskrbovanih odjemalcev.

SLIKA 185: TRŽNI DELEŽI DISTRIBUTERJEV DRUGIH ENERGETSKIH PLINOV (ENERGETSKA VREDNOST PRODANIH KOLIČIN)



VIR: AGENCIJA

SLIKA 186: TRŽNI DELEŽI DISTRIBUTERJEV DRUGIH ENERGETSKIH PLINOV (ŠTEVILO ODJEMALCEV)



VIR: AGENCIJA

142 Razlika med skupno vsoto in posameznimi seštevki je posledica zaokroževanja na eno decimalno mesto.

Reguliranje omrežnih dejavnosti

Ločitev dejavnosti

V Sloveniji je v letu 2024 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. 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

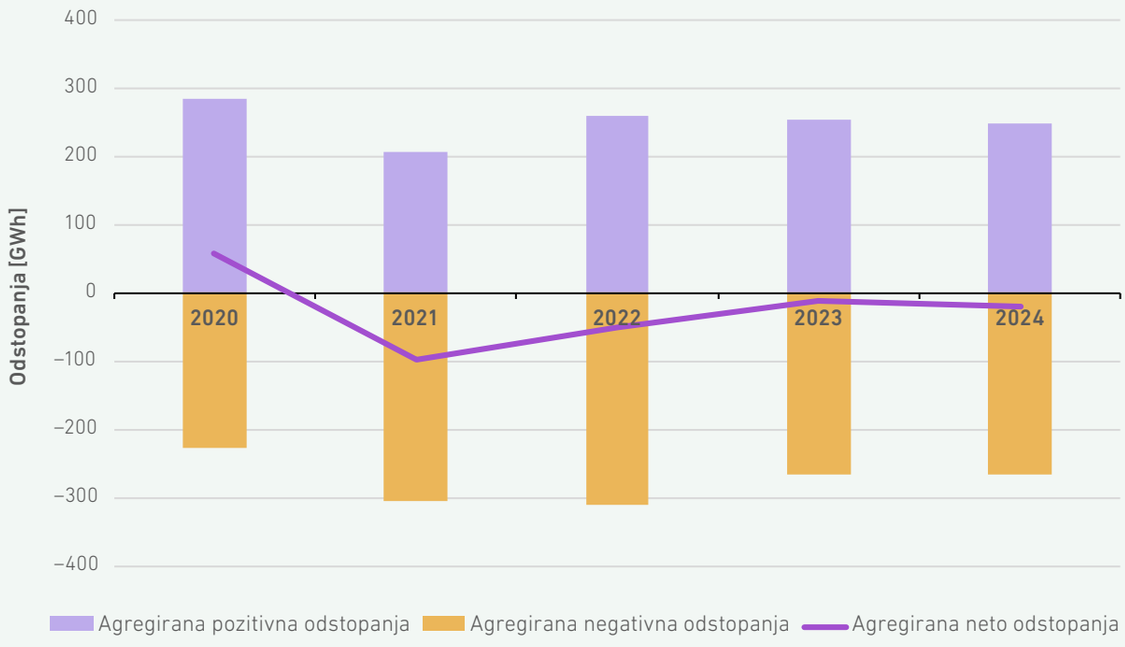
Izravnava odstopanj

Konec leta 2024 je bilo v Sloveniji aktivnih 13 nosilcev bilančnih skupin, kar je enako kot leto prej. Od tega jih je bilo osem tudi dobaviteljev plina slovenskim odjemalcem.

Operater prenosnega sistema je z nakupom in prodajo plina na trgovalni 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.

249 GWh pozitivnih odstopanj (2,5-% letno zmanjšanje), 267 GWh negativnih odstopanj (enako kot leto prej)

SLIKA 187: AGREGIRANA ODSTOPANJA NOSILCEV BILANČNIH SKUPIN V OBDOBJU 2020–2024



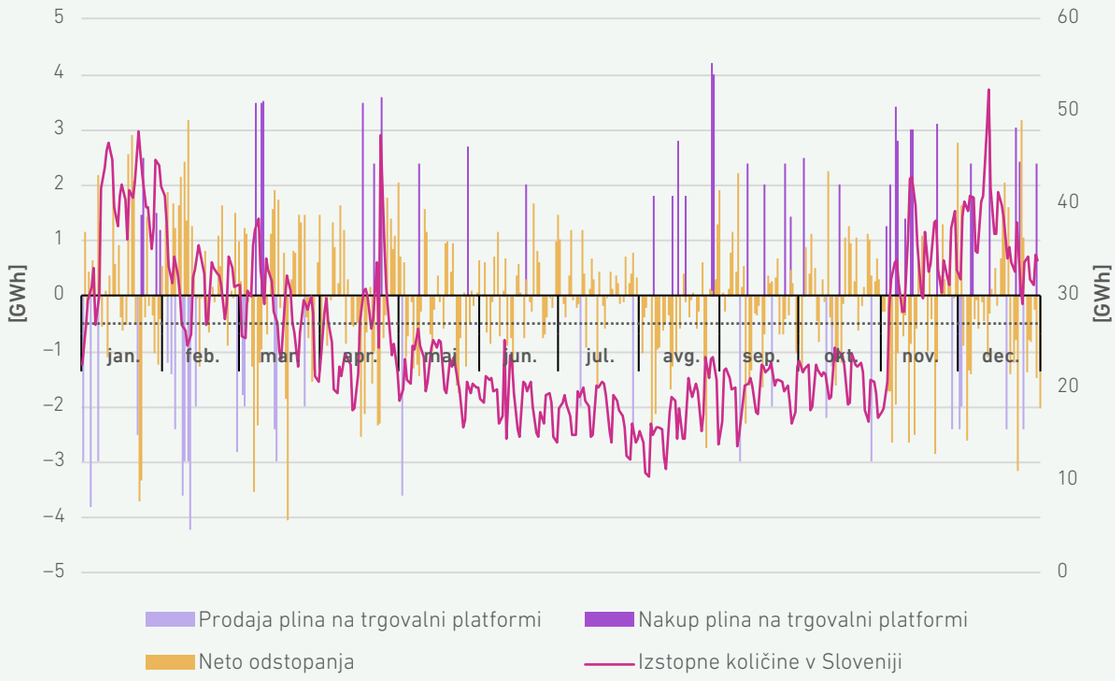
VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

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 slabih 8 % večja od pozitivnih odstopanj. Izravnava pozitivnih in negativnih odstopanj je tako za 3 odstotne točke manjša kot leto prej, vendar še zmeraj zadovoljivo visoka.

Odstopanja nosilcev bilančnih skupin znašajo na letni ravni 5,4 % porabljenih količin slovenskih odjemalcev plina, kar je 0,5 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 uravnoteženja prenosnega sistema, v letu 2024 ni bilo potrebe po uporabi te sistemske storitve.

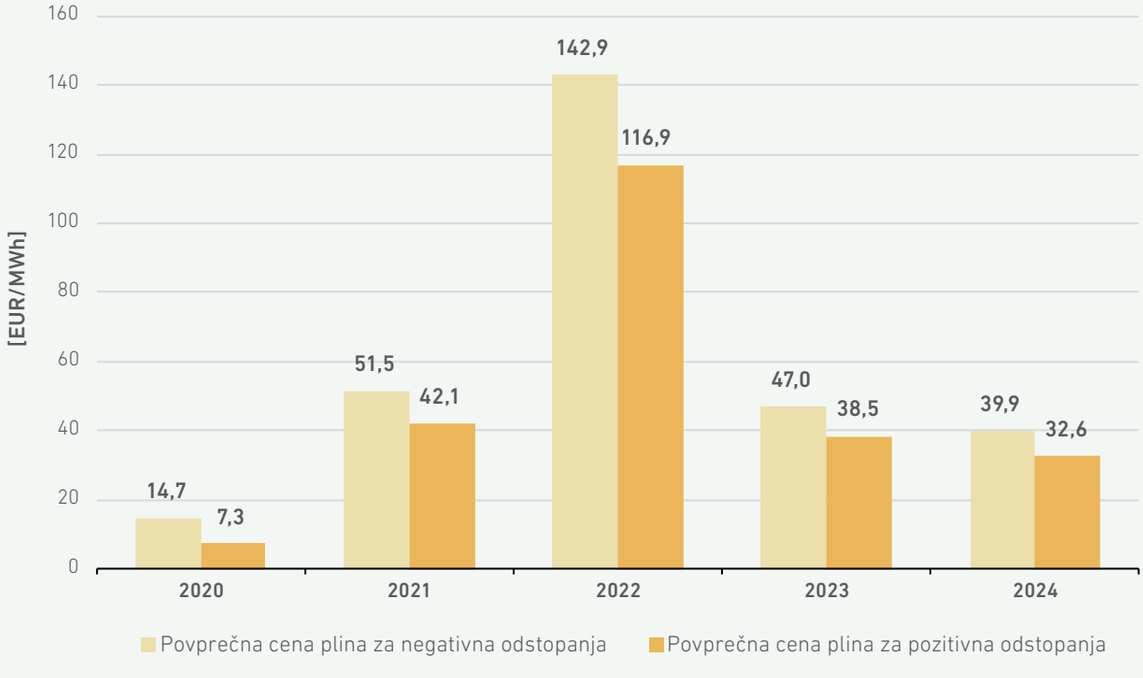
SLIKA 188: NAKUP IN PRODAJA PLINA OPERATERJA PRENOSNEGA SISTEMA NA TRGOVALNI PLATFORMI, AGREGIRANA NETO ODSTOPANJA NOSILCEV BILANČNIH SKUPIN IN IZSTOPNE KOLIČINE PLINA V SLOVENIJI V LETU 2024



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Povprečne cene plina za odstopanja so se zmanjšale že drugo leto zapored. V primerjavi s cenami iz kriznega leta 2022 so cene nižje za 3,6-krat, vendar so še vedno približno tri do štirikrat višje od cen iz leta 2020, ko so bile cene na rekordno nizki ravni.

SLIKA 189: POVPREČNE CENE PLINA ZA IZRAVNAVO ODSTOPANJ V OBDOBJU 2020–2024



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

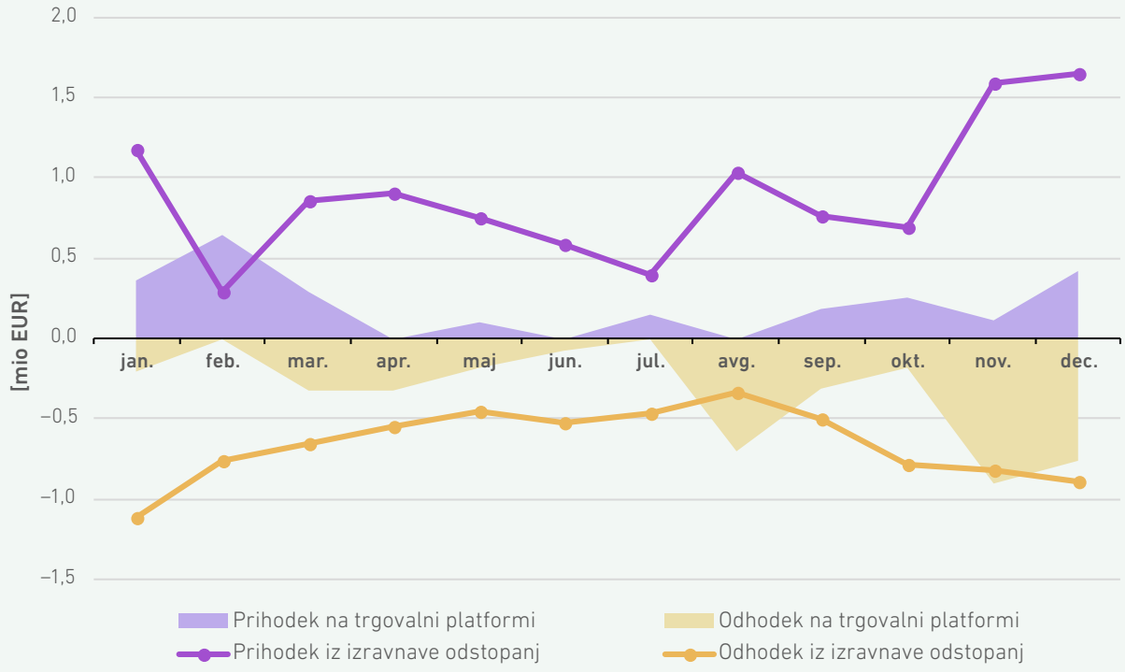
Na trgovalni platformi je operater prenosnega sistema ustvaril 39 % manjše prihodke kot leto prej, hkrati pa je imel 30 % manjše odhodke. Prihodki iz izravnave odstopanj so bili 18 % manjši kot v letu 2023, odhodki pa so bili manjši za 23 %. Manjši prihodki in odhodki trgovanja na trgovalni platformi in iz izravnave odstopanj so posledica manjših količin in nižjih prodajnih in nakupnih cen plina. Operater 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 2024 je tako ustvaril 1,37 milijona evrov presežka, kar je približno enako kot leto prej.

TABELA 37: PRIHODKI IN ODHODKI OPERATERJA PRENOSNEGA SISTEMA NA TRGOVALNI PLATFORMI, PRI IZVAJANJU SISTEMSKE STORITVE URAVNOTEŽENJA IN PRI OBRAČUNAVANJU DNEVNIH ODSTOPANJ TER POVPREČNE PRODAJNE/NAKUPNE CENE

Aktivnost / storitev operaterja prenosnega sistema		**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Trgovalna platforma	Prihodki [mio EUR]	3,4	12,8	4,1	2,5
	Povprečna prodajna cena [EUR/MWh]	37,9	110,5	37,5	33,6
	Odhodki [mio EUR]	–10,1	–20,6	–5,7	-4,0
	Povprečna nakupna cena [EUR/MWh]	50,4	124,0	48,2	40,5
Sistemska storitev uravnoteženja	Prihodki [mio EUR]	1,1	1,9	0,1	0
	Povprečna prodajna cena [mio EUR]	103,4	113,2	65,6	/
	Odhodki [mio EUR]	-0,2	–1,3	0	0
	Povprečna nakupna cena [EUR/MWh]	76,3	149,7	/	/
Izravnava odstopanj	Prihodki [mio EUR]	16,4	38,9	13,0	10,7
	Povprečna mejna nakupna cena - obračun negativnih odstopanj [EUR/MWh]	51,5	142,9	47,0	39,9
	Odhodki [mio EUR]	–9,8	–28,8	–10,2	-7,9
	Povprečna mejna prodajna cena - obračun pozitivnih odstopanj [EUR/MWh]	42,1	116,9	38,5	32,

VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

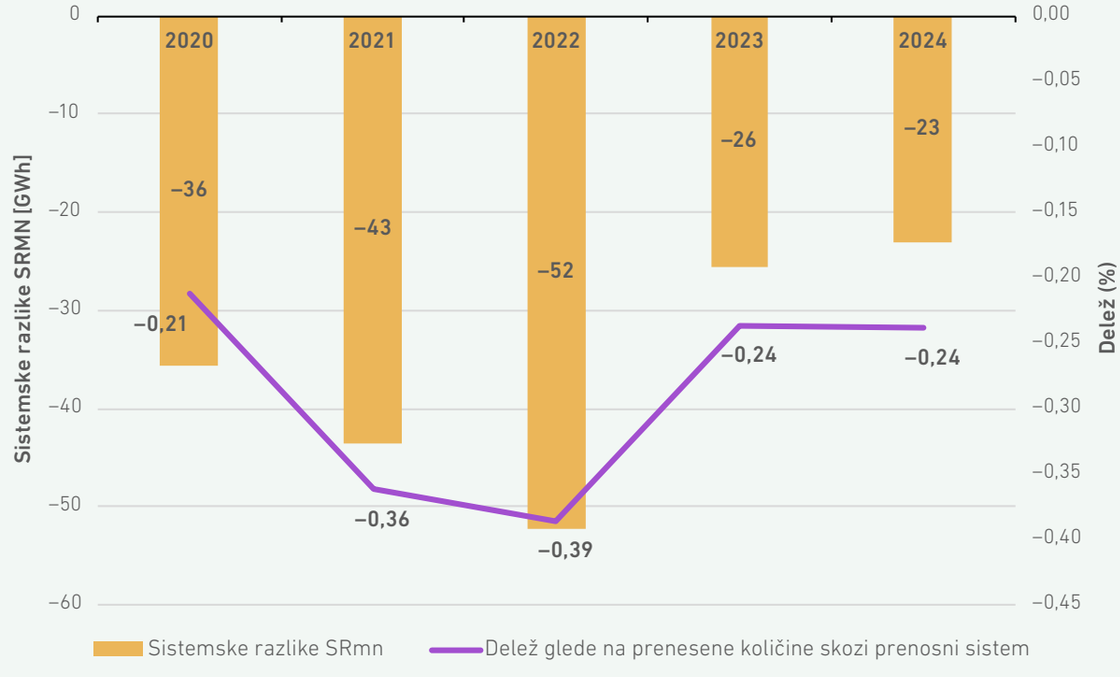
SLIKA 190: PRIHODKI IN ODHODKI OPERATERJA PRENOSNEGA SISTEMA NA IZRAVNALNEM TRGU V LETU 2024



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Od leta 2022 se sistemske razlike delijo na sistemske razlike, ki so posledica merilnih negotovosti (SRMN), in sistemske razlike, ki so posledica izgub (SRIZ). Sistemske razlike SRMN so bile v primerjavi z letom prej nižje za 10 %, delež od prenesenih količin po prenosnem sistemu pa je ostal na enaki ravni. Tako kot v preteklih letih so bile v vseh mesecih leta 2024 negativne.

SLIKA 191: SISTEMSKE RAZLIKE SR_{MN} IN DELEŽ GLEDE NA PRENESENE KOLIČINE SKOZI PRENOSNI SISTEM V OBDOBJU 2020–2024

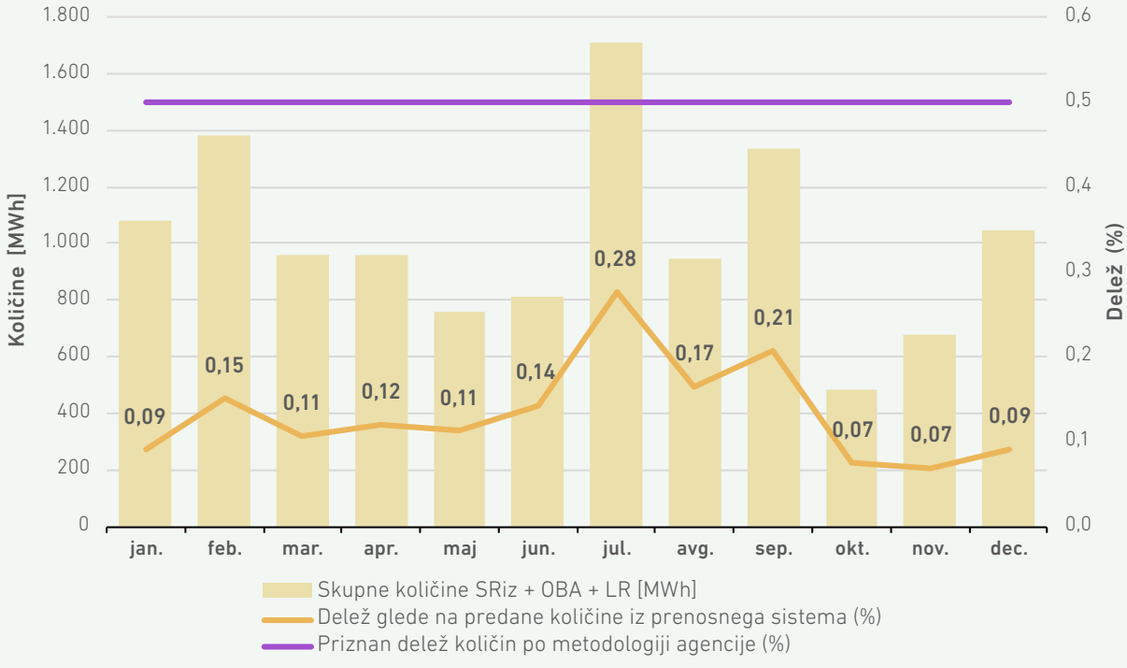


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Sistemske razlike SRIZ so precej manjše od sistemskih razlik SRMN in so v letu 2024 znašale 149 MWh oziroma 87 % 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 2024 je vsota teh količin v povprečju znašala 0,13 %.

SLIKA 192: MESEČNO GIBANJE VSOTE SISTEMSKIH RAZLIK SR_{IZ}, KOLIČIN ZA LASTNO RABO IN KOLIČIN ZA NAMEN OBRAČUNA PO OBA V LETU 2024

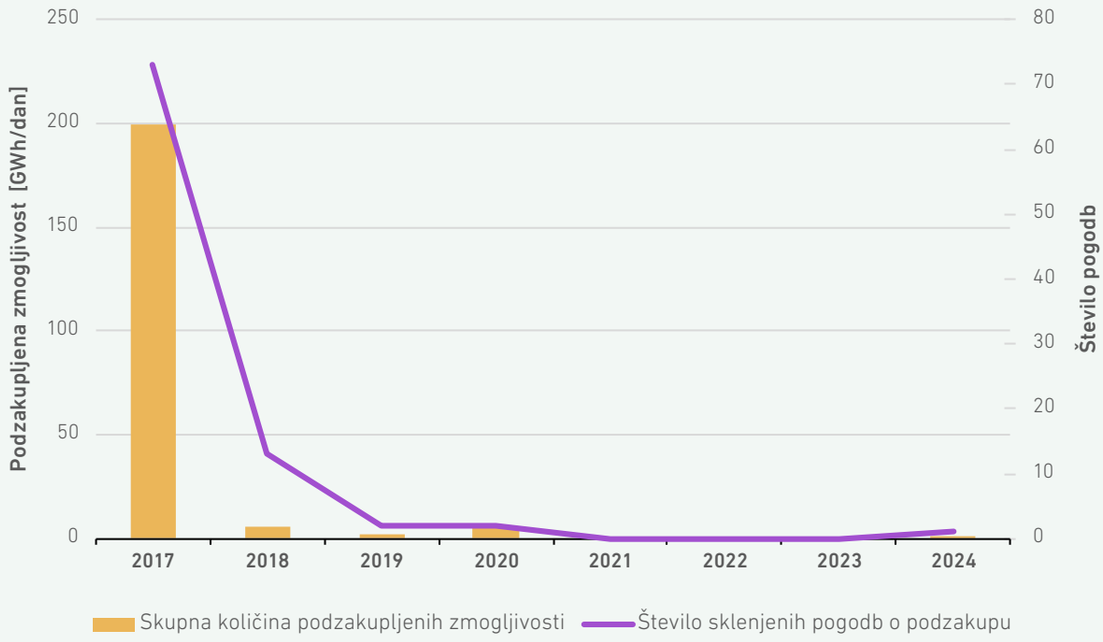


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Sekundarni trg s prenosnimi zmogljivostmi

Na sekundarnem trgu prenosnih zmogljivostmi je bilo po treh letih neaktivnosti ponovno izvedeno trgovanje z že zakupljenimi prenosnimi zmogljivostmi. Trgovala se je prenosna zmogljivost na vstopni povezovalni točki Rogatec. Ta mejna povezovalna točka je bila v letu 2024 pogodbeno in tudi fizično prezasedena.

SLIKA 193: TREND RAZVOJA SEKUNDARNEGA TRGA S PRENOSNIMI ZMOGLJIVOSTMI V OBDOBJU 2017–2024



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

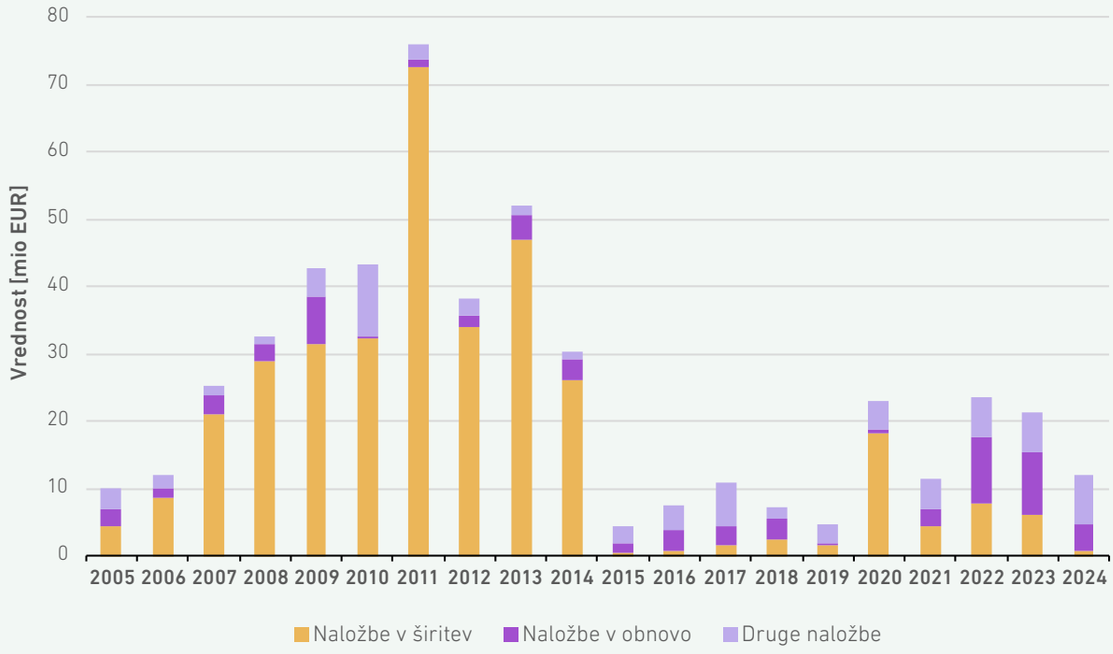
Naložbe v prenosni sistem plina

Operater prenosnega sistema je za naložbe v prenosni sistem namenil 12 milijonov evrov, kar je 44 % manj kot leto prej. Naložbe v širitev so znašale 0,71 milijona evrov, naložbe v obnovo 4,05 milijona evrov, druge naložbe pa 7,24 milijona evrov. Vse naložbe so bile financirane iz amortizacije osnovnih sredstev.

12 milijonov EUR naložb v prenosni sistem – 44 % manj kot leta 2023

Aktiviranih je bilo 0,5 kilometra novih plinovodov, od tega 0,3 kilometra v tlačnem nivoju nad 16 bar. Zaradi trajnega odklopa končnega odjemalca plina je bilo opuščenih 2,2 kilometra plinovodov.

SLIKA 194: NALOŽBE V PRENOSNI SISTEM PLINA V OBDOBJU 2005–2024



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Pomembnejše aktivnosti v 2024 pri izvajanju naložb so bile povezane z zaključkom gradnje dodatne kompresorske enote na kompresorski postaji v Ajdovščini, z začetkom gradnje nove mejne merilno-regulacijske postaje Vrtojba ter z aktivnosti na projektu izgradnje plinovoda M6 Ajdovščina–Lucija (postopek izbire izvajalca gradnje prenosnega plinovoda KP Ajdovščina–MRP Sežana in izdaja gradbenega dovoljenja za prenosni plinovod Sežana–Dekani). Pridobljeno je bilo gradbeno dovoljenje za traso prenosnega plinovoda R21AZ Konjiška vas–Oplotnica ter izveden postopek javnega naročila za izbor izvajalca gradnje prenosnega plinovoda. V zvezi s projektom R25A/1 Trojane–Hrastnik, etapa Trbovlje–Hrastnik, je potekalo projektiranje in urejanje stvarnopravnih zadev, podobne aktivnosti pa so potekale tudi na projektih MRP Koto in MRP Sava.

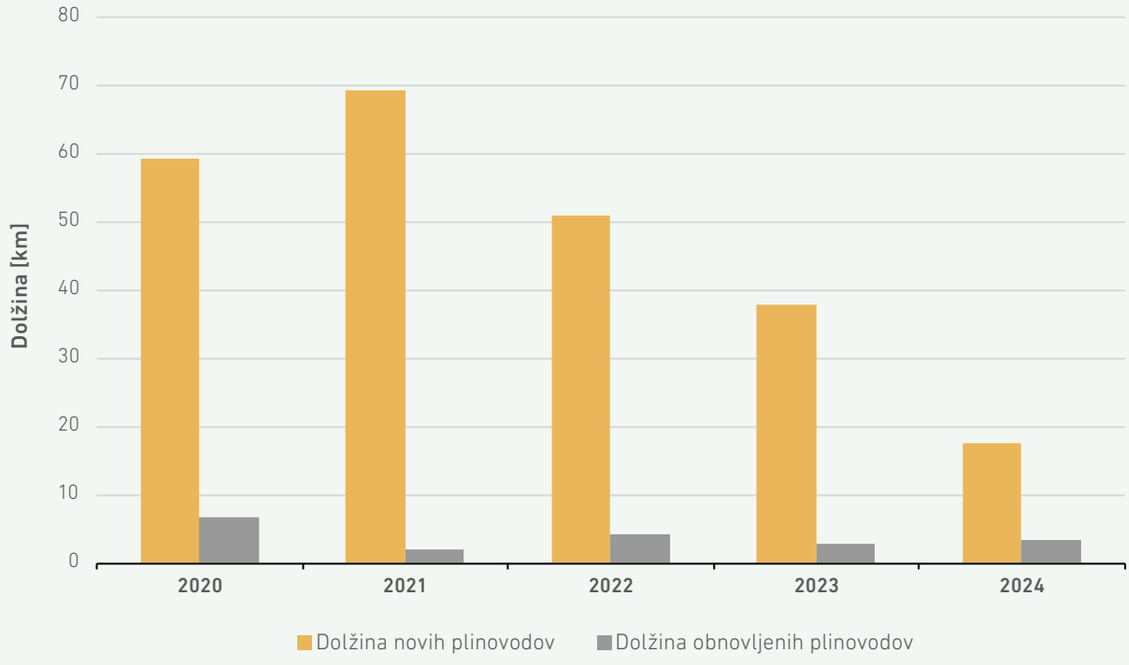
V letu 2025 bo operater prenosnega sistema nadaljeval gradnjo plinovoda M6 Ajdovščina–Lucija kot tudi gradnjo nove mejne merilno-regulacijske postaje Vrtojba. Začela se bo gradnja prve etape zanke do Zreč (R21AZ Konjiška vas–Oplotnica), nadaljevala pa se bodo pripravljalna dela za gradnjo druge etape plinovoda Trojane–Hrastnik (Trbovlje–Hrastnik z MRP Hrastnik in MRP Podkraj). Med projekti priključitev je načrtovan zaključek del na MRP Dobrunje in MRP Emona.

Naložbe v distribucijske sisteme plina

Operaterji distribucijskih sistemov so zgradili 17,7 kilometra novih plinovodov, kar pomeni 20 km manj kot leto prej. Obnovljenih je bilo 3,3 km distribucijskih plinovodov, kar je približno enako kot leto prej. Zaradi neuporabe je bilo opuščenih 1,4 km plinovodov.

17,7 km novih distribucijskih plinovodov – 53 % manj kot leta 2023

SLIKA 195: TREND IZGRADNJE IN OBNOVE DISTRIBUCIJSKIH PLINOVODOV V OBDOBJU 2020–2024

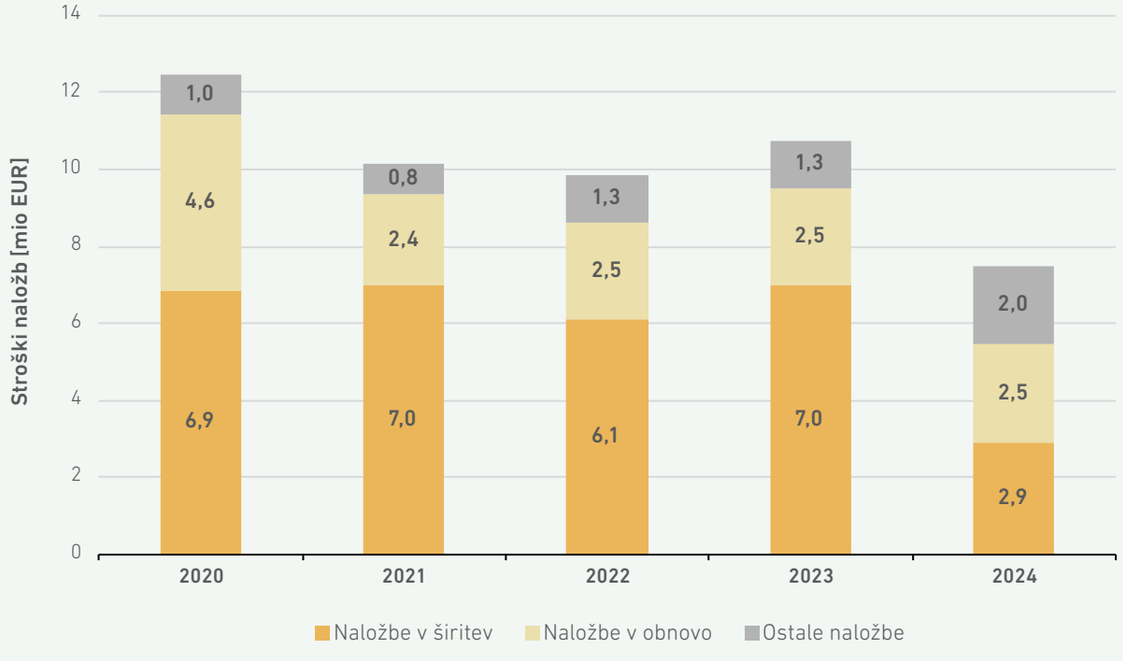


VIR: AGENCIJA

Skupna vrednost naložb v distribucijske sisteme je znašala 7,49 milijona evrov, kar je 30 % manj kot leto prej. Naložbe v širitev omrežja so znašale 2,90 milijona evrov, naložbe v obnovo distribucijskih sistemov 2,55 milijona evrov, druge naložbe, ki niso neposredno povezane z izgradnjo ali obnovo distribucijskih sistemov, pa 2,04 milijona evrov.

3 km obnovljenih in 1,4 km opuščenih distribucijskih plinovodov

SLIKA 196: STROŠKI NALOŽB V DISTRIBUCIJSKE PLINOVODE V OBDOBJU 2020–2024

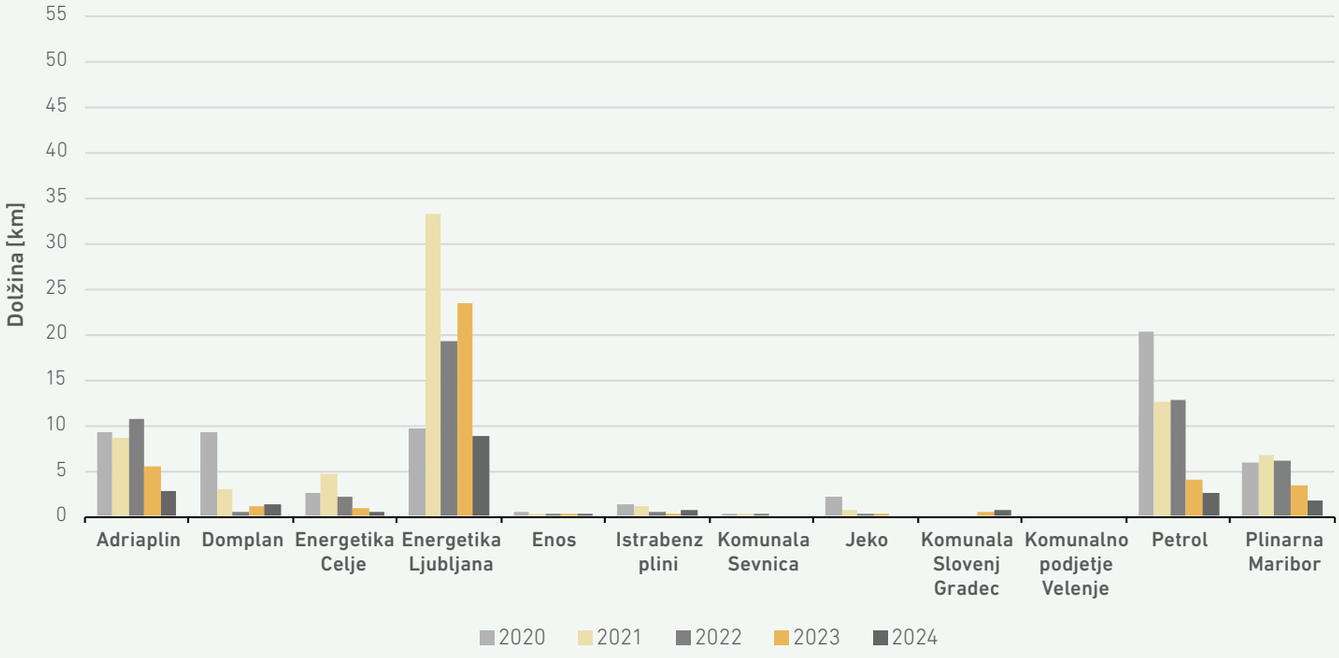


VIR: AGENCIJA

Slika 197 prikazuje intenzivnost izgradnje novih plinovodov posameznih operaterjev distribucijskih sistemov. V zadnjih petih letih je šest najbolj aktivnih operaterjev zgradilo skupaj 97 % novih plinovodov, preostalih šest operaterjev pa svojih distribucijskih sistemov skoraj ni širilo, saj so skupaj zgradili le 3 % novih plinovodov.

7,5 milijona EUR
naložb v distribucijske sisteme –
30 % manj kot leta 2023

SLIKA 197: DOLŽINA NOVIH DISTRIBUCIJSKIH OMREŽIJ V OBDOBJU 2020–2024



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 (12. decembra 2024) in je znašala 2.180 MWh/h.

Operater prenosnega sistema je izdal tri soglasja za priključitev, dve manj kot leto prej. Na prenosni sistem v letu 2024 ni bilo priključeno in aktivirano novo odjemno mesto[143].

Operaterji distribucijskih sistemov plina so v letu 2024 prejeli 673 vlog za izdajo soglasja za priključitev in izdali 678 soglasij. Število prejetih vlog in izdanih soglasij se je v primerjavi z letom prej znižalo za skoraj 15 %, v primerjavi z letom 2022 pa za 29 %. Operaterji so v letu 2024 priključili 518 odjemnih mest, kar je slabih 37 % manj kot leto prej in skoraj 50 % upad v primerjavi z letom 2022.

37-% upad priključitev
na distribucijske sisteme
v primerjavi z letom 2023

143 Število novih priključitev ne odraža razlike v številu aktivnih odjemnih mest na prenosnem sistemu ob koncu leta 2024 v primerjavi z letom prej, ker so v skupnem številu aktivnih odjemnih mest upoštevana le tista s sklenjeno pogodbo o zakupu prenosne zmogljivosti.

Povprečen čas trajanja priključitve novih odjemalcev na distribucijski sistem je pri devetih operaterjih znašal do 15 delovnih dni po oddaji popolne vloge za priključitev. Pri ostalih treh je celoten postopek priključitve trajal povprečno od 26 do 35 delovnih dni. Za fizično priključitev na omrežje je 11 operaterjev v povprečju potrebovalo do šest delovnih dni, pri enem pa je bilo treba na fizični priklop čakati v povprečju 21 delovnih dni.

Na območjih petih ZDS sta bili v letu 2024 evidentirani dve priključitvi, kjer je povprečni čas trajanja celotnega postopka trajal 11 dni.

Zanesljivo in varno obratovanje za nemoteno oskrbo odjemalcev so operater prenosnega sistema in operaterji distribucijskih sistemov plina zagotavljali z rednimi in izrednimi vzdrževalnimi deli.

Operater prenosnega sistema je na prenosnem sistemu v letu 2024 opravil 55 načrtovanih in 316 nenačrtovanih del. Zaradi dobro načrtovanih del je bila dobava plina neprekinjena. Prav tako je bila dobava plina zaradi nenačrtovanih del neprekinjena v letu 2024.

V primerjavi z letom 2023 se je skupni čas prekinitev dobave zaradi načrtovanih del podaljšal za okoli 140 %

Na distribucijskih sistemih so operaterji opravili 2.498 načrtovanih del. Njihovo število se je v letu 2024 zvišalo, skupni čas trajanja del pa je bil krajši za dobrih 13 % glede na prehodno leto 2023. Ne glede na krajši čas trajanja del so načrtovana dela odjemalcem povzročila dobrih 140 % daljši čas prekinitev dobave plina v primerjavi z letom 2023.

Podatek o skupnem času trajanja prekinitev v letu 2024 dejansko odstopa navzgor glede na pretekla leta. Daljše nenačrtovane prekinitve oskrbe v letu 2024 izhajajo iz ugotovljenih netesnosti plinskih priključkov na petih objektih in posledično potrebnih sanacij plinovodov. Sanacije so bile predhodno usklajene in dogovorjene s končnimi uporabniki, ki v času prekinitev oskrbe zaradi tega niso imeli posebnih težav.

Skupni čas prekinitev oskrbe zaradi načrtovanih del je znašal 2.543 ur. Na distribucijskih sistemih štirih 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 1.922 ur. Na območjih preostalih sedmih operaterjev pa je bil evidentiran skupni čas prekinitev zaradi načrtovanih del med dvema in 340 urami.

Skupaj 340 ur prekinitev je bilo zabeleženih pri operaterju z največ odjemalci. Čas posamezne prekinitve je znašal pri operaterjih najmanj eno uro in največ do 30 dni.

Pri najdaljši prekinitvi je bila oskrba v decembru 2024 prekinjena pri enem od skupaj 8.378 odjemalcev.

Pri petih od osmih operaterjev s prekinitvami oskrbe čas najdaljše prekinitve ni presegel sedem ur, pri dveh 57 oz. 58 ur, pri enem operaterju pa je najdaljši čas posamezne prekinitve trajal 726 ur.

Nenačrtovanih posegov na distribucijskih sistemih je bilo 773, število pa se je v primerjavi z letom prej znižalo za slabih 17 %. Ti posegi so povzročili 105 prekinitev oskrbe. Skupni čas nenačrtovanih prekinitev je znašal 2.415 ur v letu 2024, kar je popolnoma neprimerljivo z letom prej, ko so prekinitve trajale 6.908 ur. Vzrok za dolgotrajne nenačrtovane prekinitve v letu 2023 so bile avgustovske poplave. Pri štirih operaterjih tovrstnih prekinitev ni bilo, pri štirih operaterjih je skupni čas nenačrtovanih prekinitev trajal od štiri do 29 ur, pri preostalih pa je skupni čas nenačrtovanih prekinitev znašal od 91 do 7.459 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 v distribuciji v letu poročanja.

Kazalnik SAIDI za distribucijska omrežja skupaj za leto 2024, ki upošteva dolžino vseh prekinitev, znaša 19,3 min/odjemalec, v letu 2023 je znašal 492,91 min/odjemalec. Vzrok za veliko odstopanje med letom 2023 in 2024 so bile poplave leta 2023.

Kazalnik SAIDI za nenačrtovane prekinitve je v letu 2024 dosegel vrednost 11,1 min/odjemalec, v letu 2023 pa 489,29 min/odjemalec, kar je bila posledica poplav.

Te se odražajo tudi v spremembi kazalnika SAIFI, ki je za isto obdobje in vsa distribucijska omrežja za leto 2024 znašal 0,023 prekinitev/odjemalec, v letu 2023 pa 0,037 prekinitev/odjemalec.

Kazalnik SAIFI za nenačrtovane prekinitve je dosegel vrednost 0,016 prekinitev/odjemalec, v letu 2023 pa 0,079 prekinitev/odjemalec.

Na distribucijskih sistemih je bilo opravljenih tudi 773 nenačrtovanih del; skupni čas opravljanja teh del je znašal 4.141 ur. Število nenačrtovanih prekinitev v dobavi plina je bilo v letu 2024 105, kar je povzročilo 2.415 ur nenačrtovanih prekinitev dobave plina, od tega 1.397 ur zaradi višje sile in 1.018 ur zaradi delovanja tretjih oseb.

Na območjih vseh operaterjev ZDS so bila opravljena vzdrževalna dela, ki so povzročila prekinitev oskrbe v skupnem trajanju 12 ur. Skupni čas trajanja izvedenih načrtovanih del na omrežju ZDS je znašal 6.620 ur, od tega je bil skupni čas del rednega vzdrževanja 3.405 ur, rekonstrukcije 116 ur, pregledov 2.390 ur, preizkusov 305 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 2022–2024 prikazuje naslednja tabela.

TABELA 38: PARAMETRI PRIKLJUČEVANJA IN IZVEDENIH VZDRŽEVALNIH DEL V OBDOBJU 2022–2024

Operater plinskega sistema	Operater prenosnega sistema			Operaterji distribucijskega sistema		
	2022	2023	2024	2022	2023	2024
PRIKLJUČEVANJE NA SISTEM						
Število izdanih soglasij	9	5	3	956	796	678
Povprečni čas trajanja upravnega postopka [dni]	32	16	17	7	7	6
Najdaljši čas trajanja upravnega postopka [dni]	-	-	-	15	15	15
Najkrajši čas trajanja upravnega postopka [dni]	-	-	-	1	1	1
Število izvedenih priključitev	7	1	0	1.021	822	518
Povprečni čas trajanja celotnega postopka priključitve [dni]	381	429	0	20	15	15
Najdaljši čas trajanja celotnega postopka priključitve [dni]	683	429	0	48	30	35
Najkrajši čas trajanja celotnega postopka priključitve [dni]	-	-	-	4	8	2
VZDRŽEVALNA DELA NA SISTEMU						
Število izvedenih načrtovanih del	54	75	55	2.398	2.368	2.498
Skupni čas izvajanja načrtovanih del [ure]	106.720	107.568	110	130.254	106.314	104.879
Skupni čas prekinitev oskrbe zaradi načrtovanih del [ure]	35	71	0	793	1.036	2.543
Najdaljši čas posamezne načrtovane prekinitve [ure]	8	54	0	55	192	726
Najkrajši čas posamezne načrtovane prekinitve [ure]	6	6	0	1	1	1
Število izvedenih nenačrtovanih del	275	329	316	592	929	773
Skupni čas izvajanja nenačrtovanih del [ure]	789	777	774	2.107	6.169	4.141
Število prekinitev oskrbe zaradi nenačrtovanih del	-	1	-	68	78	105
Skupni čas prekinitev oskrbe zaradi nenačrtovanih del [ure]	-	14	-	201	6.908	2.415

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, ki je izdana 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 s soglasjem 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.

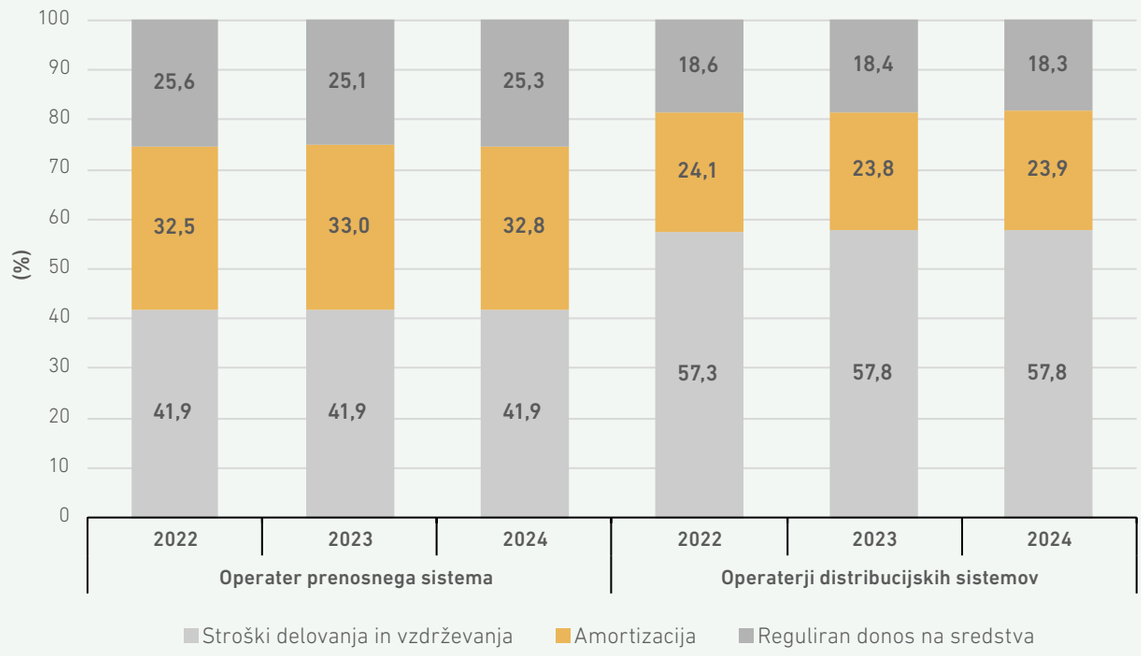
Po koncu posameznega leta regulativnega obdobja operaterji sistema ugotavljajo odstopanja od regulativnega okvira – kot razliko med priznanimi upravičenimi stroški in priznanimi viri za njihovo pokrivanje, izračunanimi po kriterijih iz metodologije za določitev regulativnega okvira. V tem okviru se preverja 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.

Z 31. decembrom 2024 se je za operaterje sistema končalo triletno regulativno obdobje, ki je trajalo od 1. januarja 2022 do 31. decembra 2024.

Slika 198 prikazuje strukturo načrtovanih upravičenih stroškov operaterjev sistemov za posamezno leto regulativnega obdobja 2022–2024. Iz primerjave struktur načrtovanih upravičenih stroškov je razvidno, da se njihova struktura po posameznih letih regulativnega obdobja 2022–2024 tako pri operaterjih distribucijskih sistemov kot tudi pri operaterju prenosnega sistema bistveno ni spreminjala.

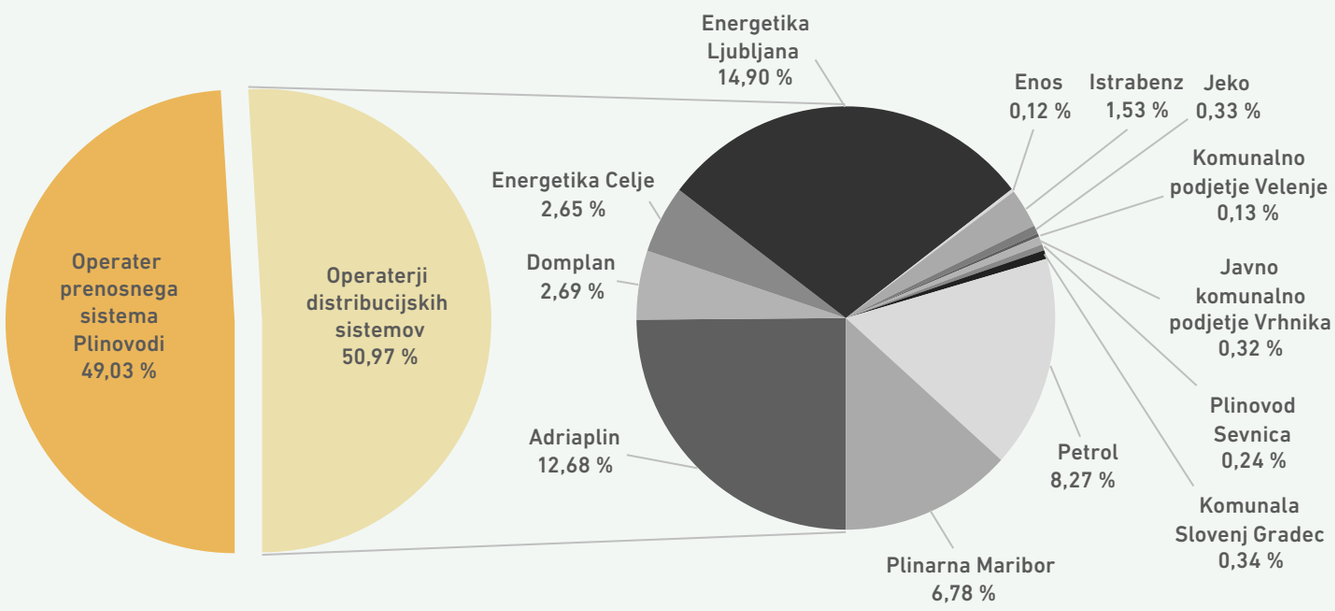
SLIKA 198: STRUKTURA NAČRTOVANIH UPRAVIČENIH STROŠKOV OPERATERJEV SISTEMA V OBDOBJU 2022–2024



VIR: AGENCIJA

Za leto 2024 so operaterji distribucijskih sistemov načrtovali upravičene stroške v višini 51,7 milijona evrov, operater prenosnega sistema pa v višini 49,7 milijona evrov. Slika 198 prikazuje strukturo načrtovanih upravičenih stroškov leta 2024 za dejavnost prenosnega in distribucijskega operaterja.

SLIKA 199: STRUKTURA NAČRTOVANIH UPRAVIČENIH STROŠKOV DEJAVNOSTI OPERATERJEV SISTEMA ZA LETO 2024



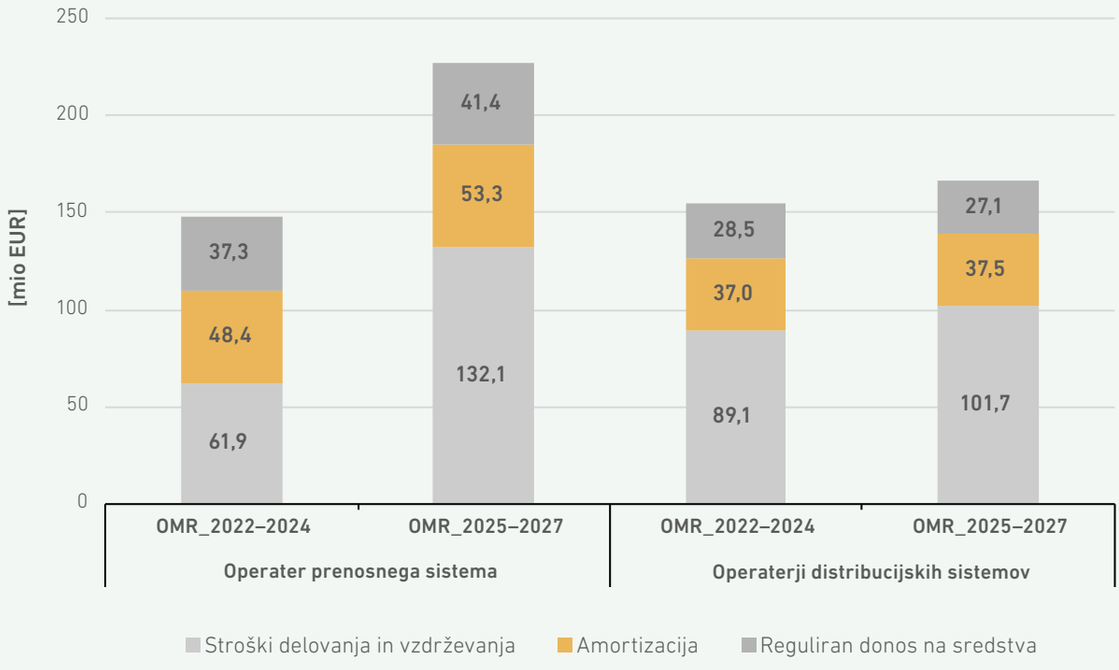
VIR: AGENCIJA

Agencija je v letu 2024 sprejela Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira operaterja sistema plina (Uradni list RS, št. 30/24). 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 obdobje 2025–2027.

Za to regulativno obdobje je operater prenosnega sistema načrtoval upravičene stroške v višini 226,7 milijona EUR, kar predstavlja 54 % povečanje v primerjavi s prejšnjim triletnim regulativnim obdobjem. Povečanje izhaja predvsem iz stroškov nakupa in prodaje plina za izravnavo, pri čemer se ti stroški ne pokrivajo iz omrežnine, temveč iz drugih prihodkov. Ta postavka v prejšnjem regulativnem obdobju ni bila vnaprej načrtovana, ampak se je upoštevala v okviru letnih odstopanj od regulativnega okvira.

Operaterji distribucijskih sistemov so za regulativno obdobje 2025–2027 skupaj načrtovali 166,3 milijona EUR upravičenih stroškov, kar predstavlja 8 % povečanje v primerjavi s prejšnjim regulativnim obdobjem. Zvišanje upravičenih stroškov je bilo posledica višjih načrtovanih stroškov delovanja in vzdrževanja.

SLIKA 200: 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

Omrežnina za prenosni sistem plina

Omrežnina za prenosni sistem plina se zaračunava uporabnikom prenosnega sistema in je sestavljena iz:

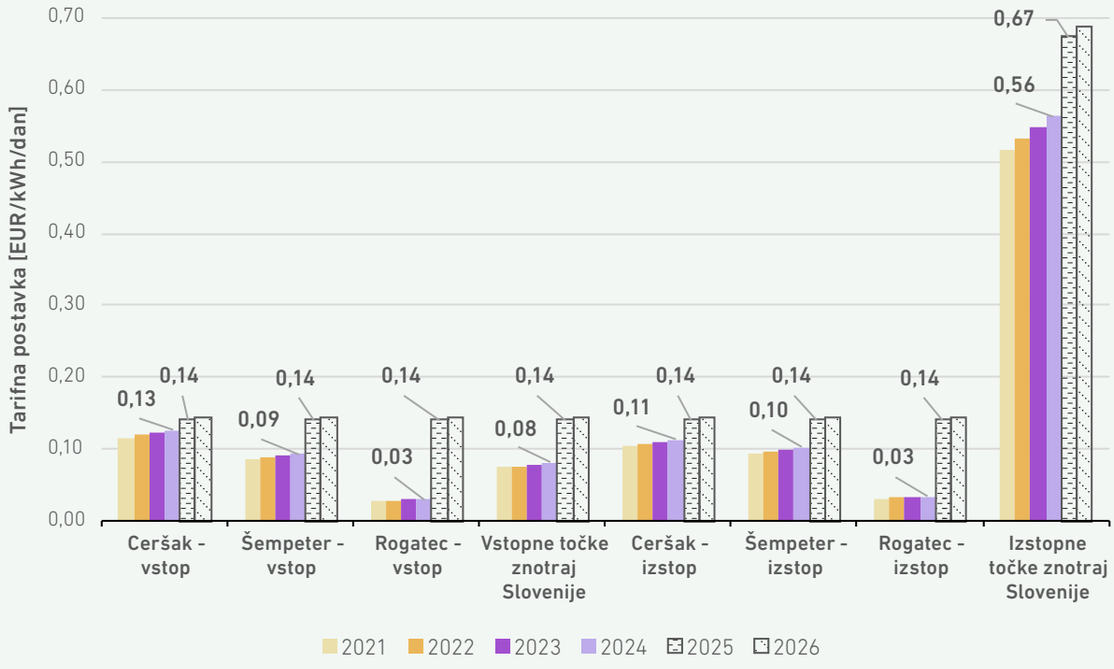
- omrežnine za vstopno točko,
- omrežnine za izstopno točko,
- omrežnine za lastno rabo in
- omrežnine za meritve.

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, četrtletni, 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 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.

SLIKA 201: GIBANJE TARIFNIH POSTAVK OMREŽNINE ZA VSTOPNE IN IZSTOPNE TOČKE PRENOSNEGA SISTEMA V OBDOBJU 2021–2026



VIR: AGENCIJA

Tarifne postavke omrežnine za leto 2024 je določil operater prenosnega sistema v okviru določitve regulativnega obdobja 2022–2024. Tarifne postavke omrežnine so se v letu 2024 glede na leto 2023 povišale za 2,9 %. Večje spremembe v višini tarifnih postavk omrežnine in razmerju med tarifnimi postavkami omrežnine posameznih vstopnih ali izstopnih točk bo zaznati v letu 2025.

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 2024 so bile določene v letu 2021, ko so bila izdana soglasja k regulativnemu okviru za obdobje 2022–2024. V 87 občinah se je pri obračunu omrežnine uporabljalo 17 aktov o določitvi tarifnih postavk omrežnine za distribucijsko omrežje.

Na računu uporabnika distribucijskega sistema morajo operaterji distribucijskega sistema ločeno izkazati znesek za distribucijo plina in znesek za opravljanje meritev.

Omrežnina za odjemalce na distribucijskem sistemu se je pri enem operaterju distribucijskega sistema znižala za 11,3 % glede na leto 2023.

Pri ostalih distributerjih je ostala na približno enaki ravni.

Letni zneski omrežnine, ki jih plačujejo odjemalci s predvidenim letnim odjemom do 50.000 kWh, kar je dobrih 96 % vseh odjemalcev na distribucijskih sistemih, se za večino odjemalcev v primerjavi z letoma 2022 in 2021 v letu 2024 niso bistveno spremenili.

Gibanje višine omrežnine za distribucijo na megavatno uro (MWh) porabljenega plina za značilne gospodinjske odjemalce in srednje velike industrijske odjemalce v posameznih letih obdobja 2020–2024 za sedem operaterjev, ki distribuirajo plin v desetih po številu odjemalcev največjih občinah, prikazujejo slike v nadaljevanju. Ti operaterji so odgovorni za distribucijo še v 73 drugih občinah, kar pomeni, da prikazane omrežnine veljajo na 83 lokalnih skupnosti od skupaj 87 in za skoraj 98 % vseh odjemalcev na distribuciji.

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 enem distributerju plina, ki oskrbuje s plinom tri lokalne skupnosti, in sicer v razponu od 3,7 do 4,46 %.

V 40 lokalnih skupnostih so odjemalci plačevali enako kot leto prej, ravno tako v 40 lokalnih skupnostih pa se je omrežnina znižala od 11,26 do 0,48 %.

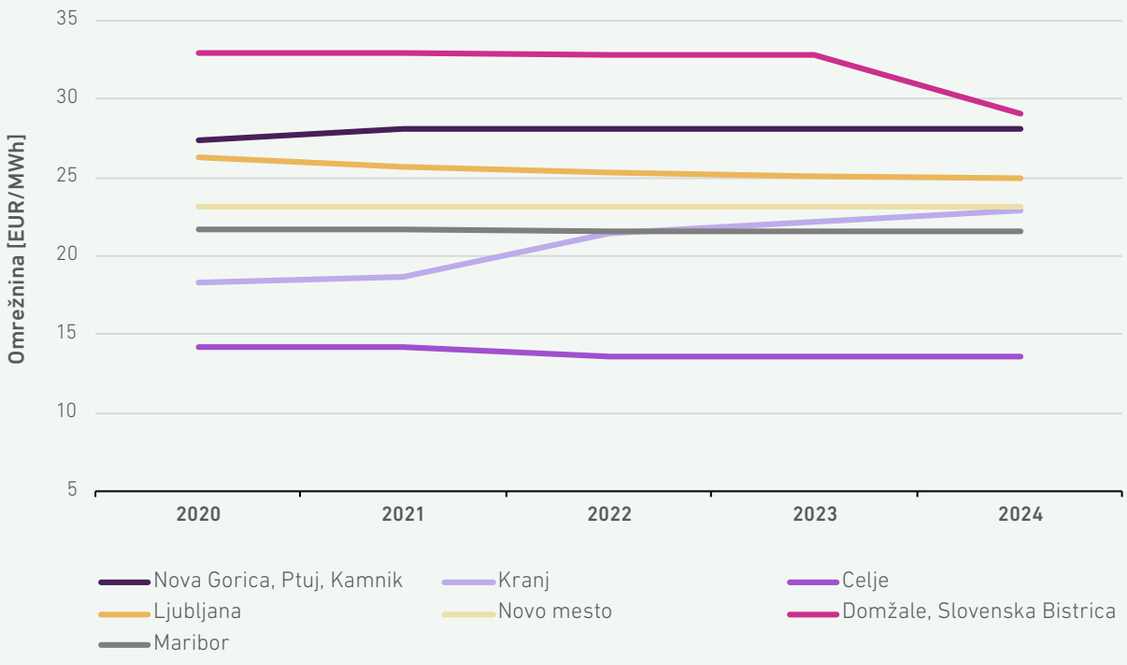
Povprečne vrednosti sprememb višine letnih zneskov omrežnine za posamezne vrste gospodinjskih odjemalcev so se med letoma 2020 in 2024 spremenile pri:

- manjših gospodinjskih odjemalcih (odjemna skupina D1 z letno porabo 3.765 kWh) v razponu od –11,5 %% do +25,1 % (letno povprečje od –2,3 % do +5,0 %);
- povprečno velikim gospodinjskim odjemalcem (odjemna skupina D2 z letno porabo 10 MWh) v razponu od –11,9 % do +24,1 % (letno povprečje od –2,4 % do +4,8 %);
- srednje velikim gospodinjskim odjemalcem (odjemna skupina D2 z letno porabo 32 MWh) v razponu od –11,3 % do +25,9 % (letno povprečje od –2,3 % do +5,2 %);
- velikim gospodinjskim odjemalcem (odjemna skupina D3 z letno porabo 215 MWh) v razponu od –11,3 % do +22,2 % (letno povprečje od –2,3 % do +4,4 %).

Pri posameznih operaterjih distribucijskih sistemov so bili letni zneski za omrežnino do 12 % nižji kot pred petimi leti. Največje povišanje omrežnine med letoma 2020 in 2024 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 25,1 % višji kot pred petimi leti, pri največjih gospodinjskih odjemalcih pa 22,2 % višji kot leta 2020.

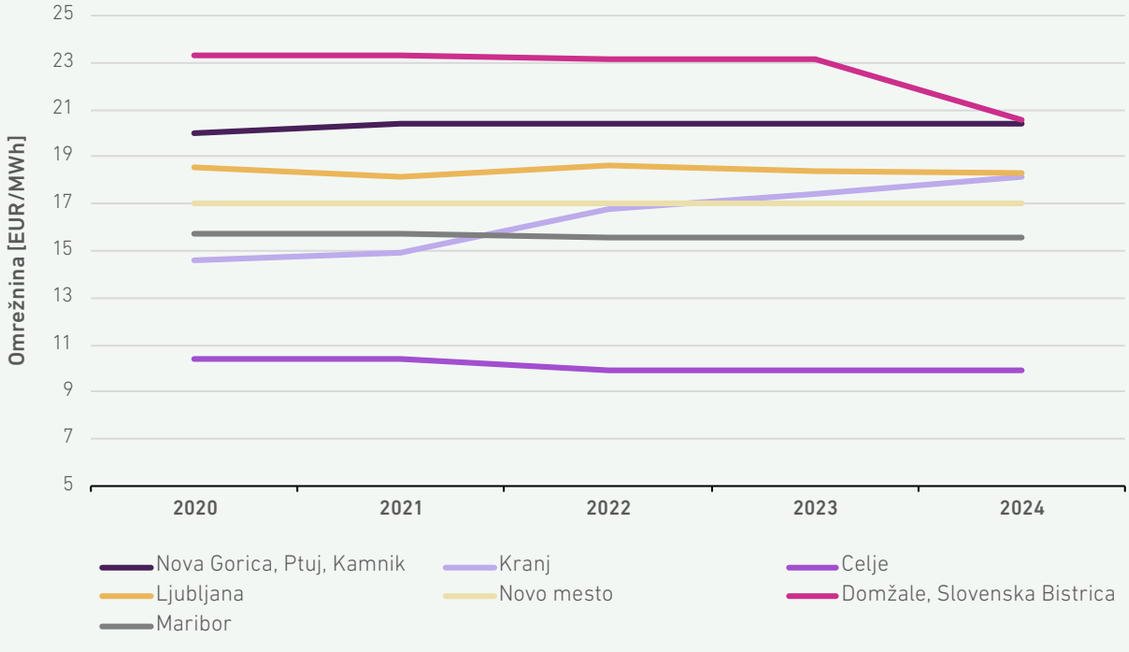
Gibanje omrežnin v obdobju 2020–2024 prikazujejo slike 202, 203, 204 in 205.

SLIKA 202: GIBANJE OMREŽNINE ZA DISTRIBUCIJO ZA MANJŠE GOSPODINJSKE ODJEMALCE D1 (3.765 kWh) V OBDOBJU 2020–2024



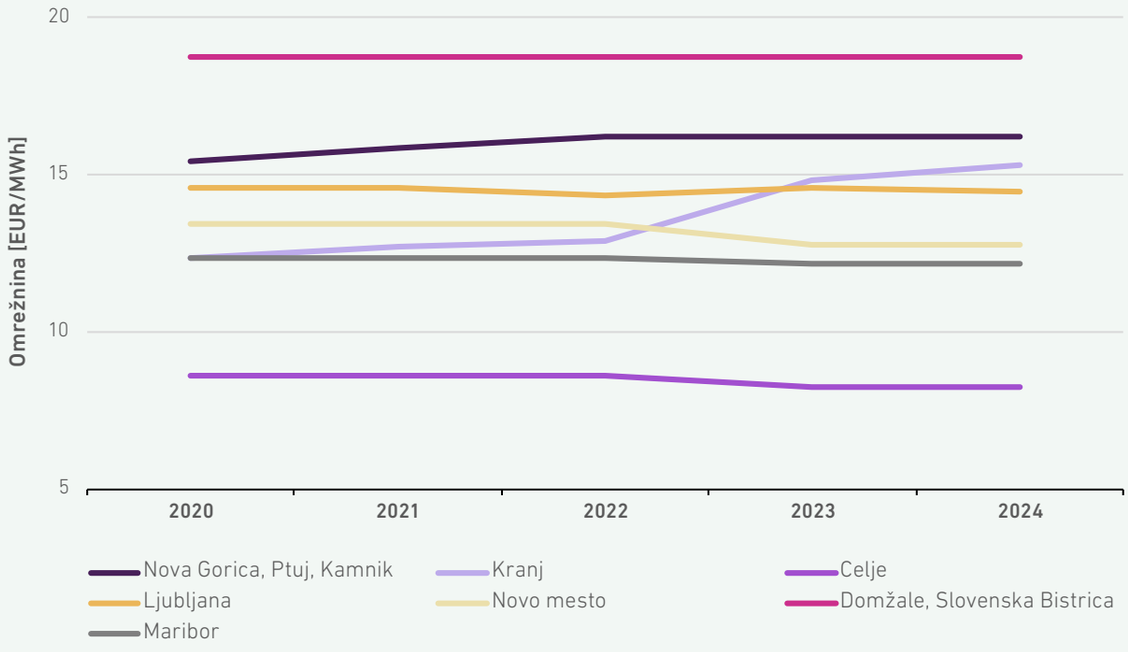
VIR: AGENCIJA

SLIKA 203: GIBANJE OMREŽNINE ZA DISTRIBUCIJO ZA SREDNJE VELIKE GOSPODINJSKE ODJEMALCE – D2 (10 MWh) V OBDOBJU 2020–2024



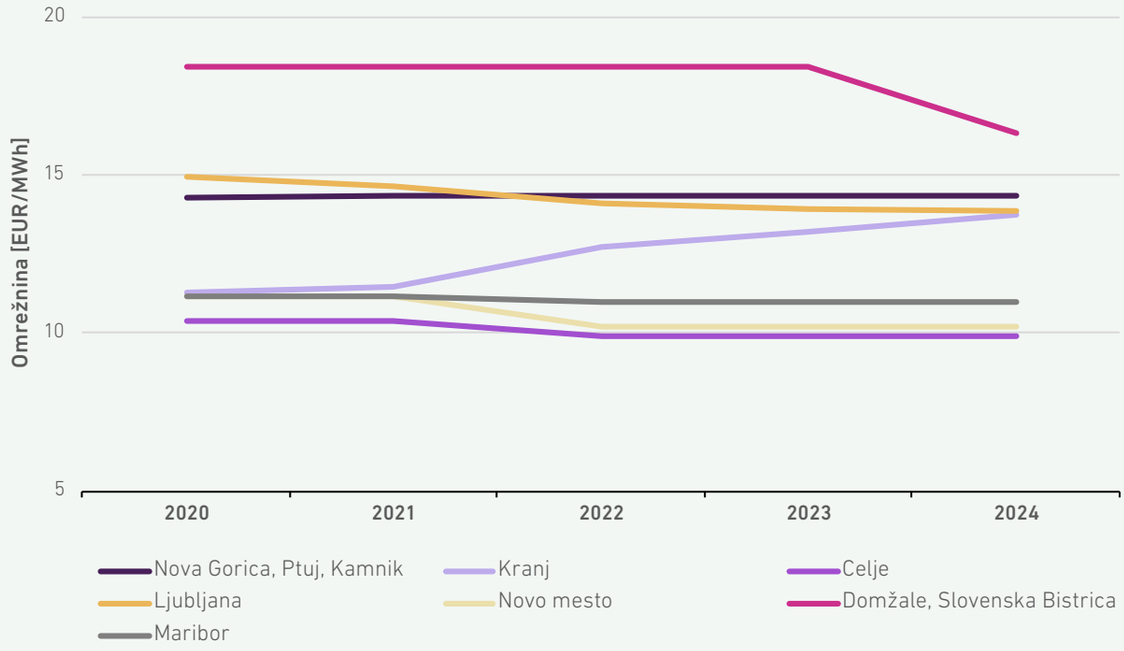
VIR: AGENCIJA

SLIKA 204: GIBANJE OMREŽNINE ZA DISTRIBUCIJO ZA SREDNJE VELIKE GOSPODINJSKE ODJEMALCE – D2 (32 MWh) V OBDOBJU 2020–2024



VIR: AGENCIJA

SLIKA 205: GIBANJE OMREŽNINE ZA DISTRIBUCIJO ZA VELIKE GOSPODINJSKE ODJEMALCE – D3 (215 MWh) V OBDOBJU 2020–2024



VIR: AGENCIJA

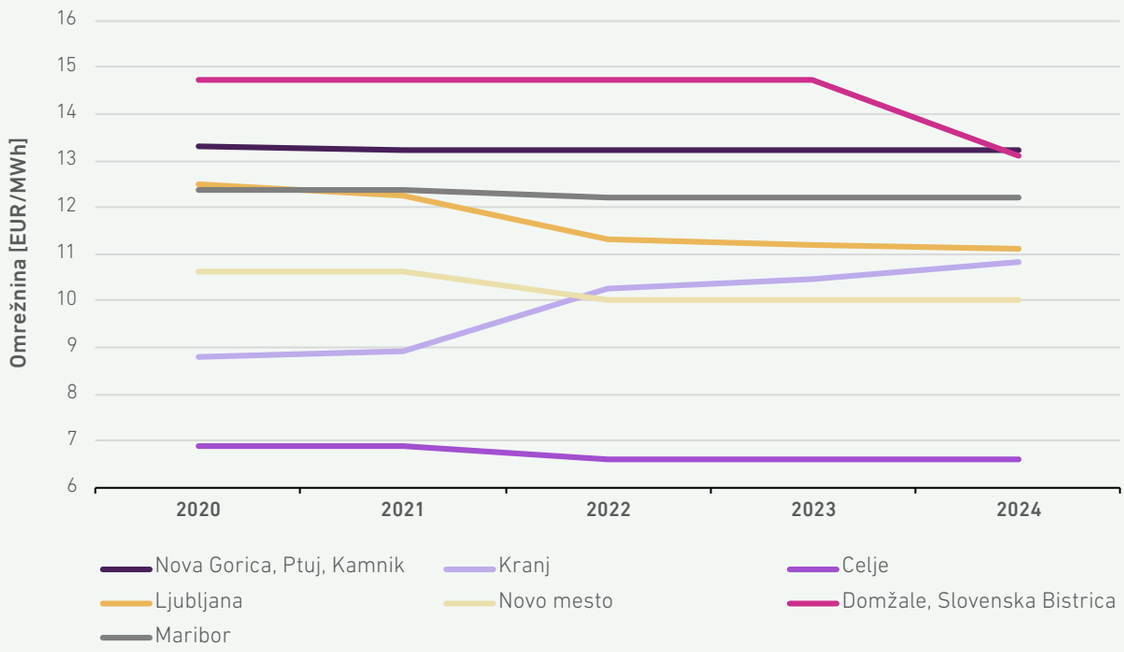
Pri srednje velikih industrijskih odjemalcih (odjemna skupina I3 z letno porabo 8.608 MWh) se je povprečni letni strošek omrežnine glede na predhodno leto povišal za 3,8 % v treh lokalnih skupnostih, v 40 so plačevali enako kot leto pred tem, v 40 lokalnih skupnostih pa se je omrežnina znižala od –11,26 % do –0,53 %.

Povprečna letna sprememba stroškov omrežnine za te odjemalce je v zadnjem petletnem obdobju glede na posameznega operaterja znašala med –11,3 in +23,4 %.

V 80 lokalnih skupnostih so odjemalci plačevali od 1,0 do 11,3 % nižjo omrežnino kot pred petimi leti. 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 2020–2024 prikazuje slika 206.

Večina srednje velikih industrijskih odjemalcev je v letu 2024 plačevala enako ali nižjo omrežnino

SLIKA 206: GIBANJE OMREŽNINE ZA DISTRIBUCIJO ZA SREDNJE VELIKE INDUSTRIJSKE ODJEMALCE – I3 (8.608 MWh) V OBDOBJU 2020–2024



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 61.710 dražb. Na dražbah so bile ponujene posamezne in združene zmogljivosti. Uspešnih dražb zagotovljenih zmogljivosti je bilo 687, kar je v primerjavi z letom prej 33 % manj. Od vseh uspešnih dražb zagotovljenih zmogljivosti je bilo 77 % dražb združenih zmogljivosti. Vseh uspešnih dražb je bilo 1,2 %. Izpeljanih je bilo tudi 38 uspešnih dražb prekinljivih zmogljivosti na vstopni točki Rogatec. Dražb razširitvenih zmogljivosti v letu 2024 ni bilo.

TABELA 39: ŠTEVILO USPEŠNO IZVEDENIH DRAŽB ZAGOTOVLJENIH ZMOGLJIVOSTI V LETU 2024

Vrsta dražbe	Ceršak vstop	Rogatec vstop	Rogatec izstop	Šempeter vstop	Šempeter izstop	Skupaj
Dražbe letnih zmogljivosti	2	1	1	1	0	5
Dražbe četrtletnih zmogljivosti	9	5	0	0	2	16
Dražbe mesečnih zmogljivosti	15	4	1	0	0	20
Dražbe zmogljivosti za dan vnaprej	319	66	1	2	53	441
Dražbe zmogljivosti znotraj dneva	165	0	5	7	28	205
Skupaj	**510**	**76**	**8**	**10**	**83**	**687**
Dražbe združenih zmogljivosti	356	74	8	10	83	531
Dražbe posameznih zmogljivosti	154	2	0	0	0	156

VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

TABELA 40: USPEŠNO IZVEDENE DRAŽBE PREKINLJIVIH ZMOGLJIVOSTI NA VSTOPNI TOČKI ROGATEC V LETU 2024

Vrsta dražbe	Rogatec vstop	
	Število dražb	Skupna zakupljena zmogljivost [kWh/dan]
Dražbe letnih zmogljivosti	1	990.192
Dražbe četrtletnih zmogljivosti	0	
Dražbe mesečnih zmogljivosti	2	1.977.504
Dražbe zmogljivosti za dan vnaprej	35	30.554.376

VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

V primerjavi z letom prej se je najbolj zmanjšalo število uspešnih dražb na izstopnih točkah Rogatec in Šempeter, hkrati pa se je za več kot šestkrat povečalo število uspešnih dražb prekinljivih zmogljivosti na vstopni točki Rogatec.

38 uspešnih dražb prekinljivih zmogljivosti na vstopni točki Rogatec

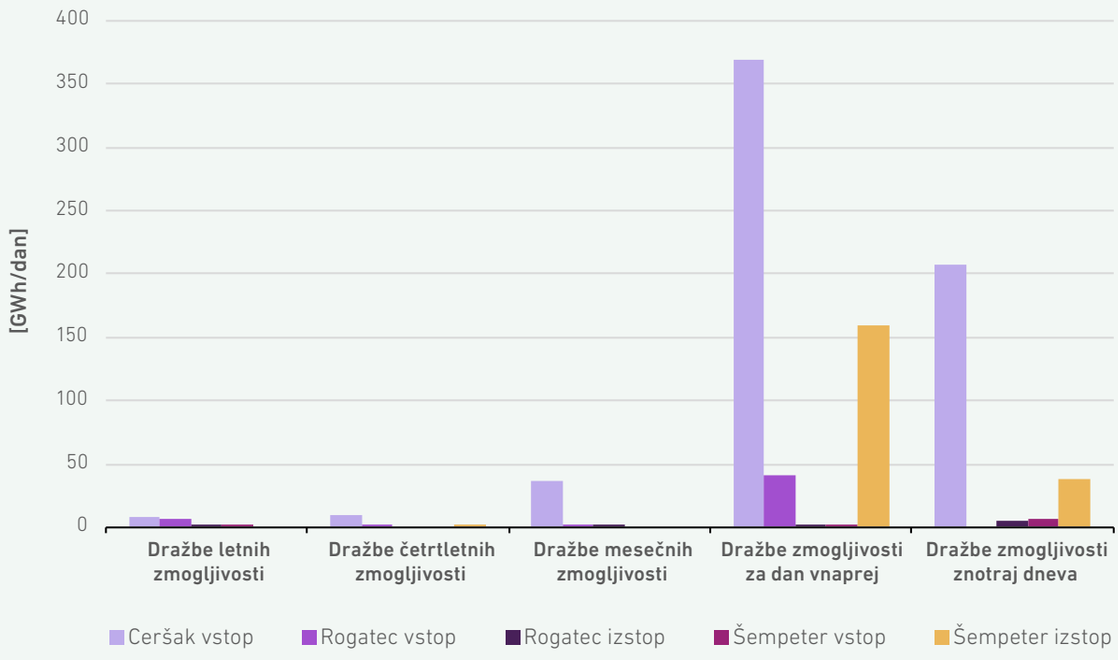
TABELA 41: PRIMERJAVA ŠTEVIL USPEŠNO IZVEDENIH DRAŽB V LETIH 2023 IN 2024

Leto	Ceršak vstop	Rogatec vstop	Rogatec izstop	Šempeter vstop	Šempeter izstop	Skupaj
2023	563	129	68	85	181	**1.026**
2024	510	114	8	10	83	**725**
Indeks	**0,91**	**0,88**	**0,12**	**0,12**	**0,46**	**0,71**

VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Slika 207 prikazuje zakupljene prenosne zmogljivosti na dražbah v letu 2024 po mejnih točkah. Zakupa zmogljivosti na dražbah za dan vnaprej (64 %) in dražbah znotraj dneva (29 %) predstavljata kar 93 % vseh zakupljenih zmogljivosti.

SLIKA 207: ZAKUPLJENE PRENOSNE ZMOGLJIVOSTI NA DRAŽBAH V LETU 2024

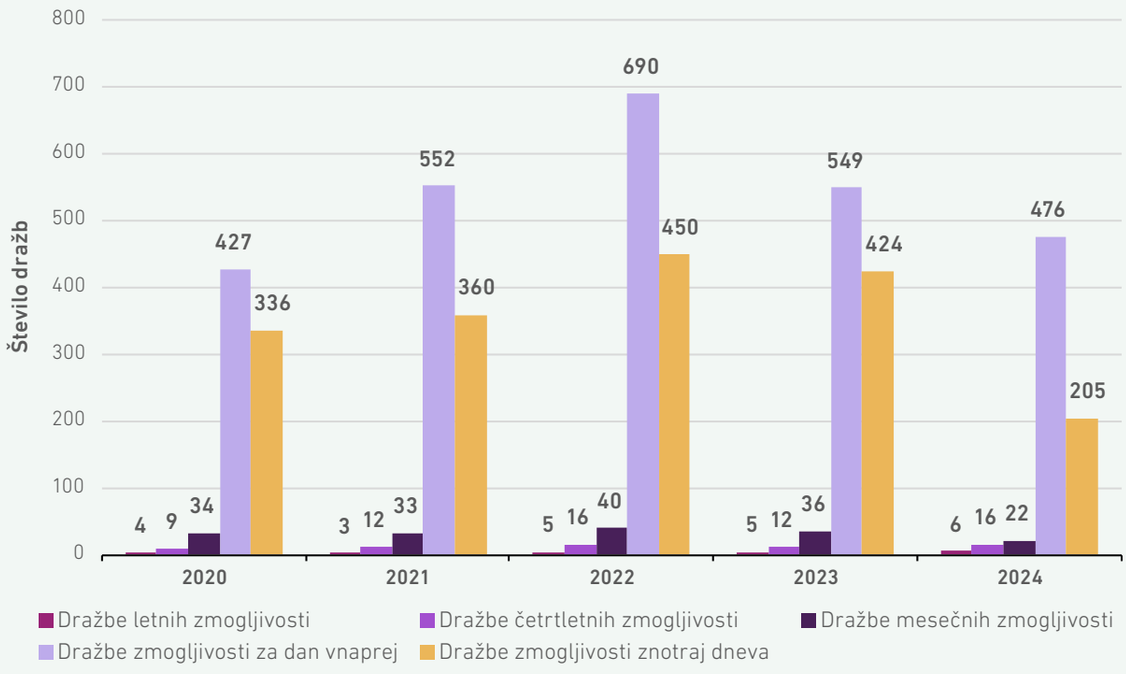


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Primerjava uspešno izpeljanih dražb prenosnih zmogljivosti (zagotovljenih in prekinljivih) v zadnjih petih letih pokaže, da se je v letu 2024 najbolj zmanjšalo število uspešnih dražb znotraj dneva (za 52 %) in dražb mesečnih zmogljivosti (za 39 %). Neznatno se je povečalo število uspešnih dražb letnih zmogljivosti, nekoliko bolj pa se je povečalo število uspešnih dražb četrtletnih zmogljivosti.

52 % manj uspešnih dražb zmogljivosti znotraj dneva

SLIKA 208: USPEŠNO IZVEDENE DRAŽBE V OBDOBJU 2020–2024



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

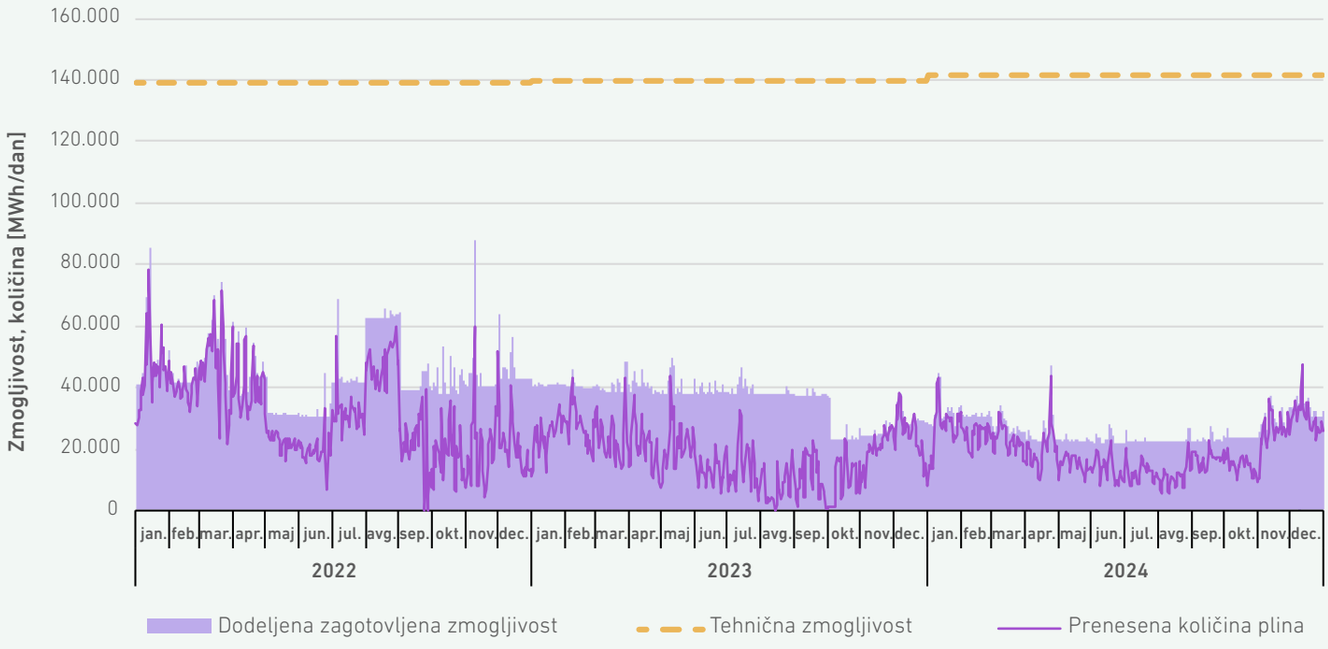
Kljub upadu v zadnjih dveh letih ostajata zakupa prenosnih zmogljivosti za dan vnaprej in znotraj dneva najpogosteje uporabljena način zakupa zmogljivosti. Razlogi so: velika nepredvidljivosti na trgu s plinom, vedno boljše optimiziranje zakupa zmogljivosti in večinoma dovolj razpoložljivih zmogljivosti na mejnih točkah.

Operater prenosnega sistema v letu 2024 ni izvedel ocene povpraševanja po dodatnih prenosnih zmogljivostih na slovenskem trgu plina.

Nadaljevalo se je zmanjšanje zanimanja za zakup prenosnih zmogljivosti na največji slovenski mejni vstopni točki Ceršak. Po 17 % zmanjšanju zakupa zmogljivosti v 2023 je v letu 2024 zmanjšanje znašalo 27 %. Kljub temu je bilo prenesenih 7,5 % več plina kot leto prej. Zakupa prekinljivih zmogljivosti ni bilo.

V Ceršaku zakupljenih 27 % manj zmogljivosti, vendar prenesenih 7 % več plina

SLIKA 209: DINAMIKA DNEVNO PRENESENIH KOLIČIN PLINA, TEHNIČNA ZMOGLJIVOST IN DODELJENA ZAGOTOVLJENA ZMOGLJIVOST NA VSTOPNI TOČKI CERŠAK V OBDOBJU 2022–2024



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

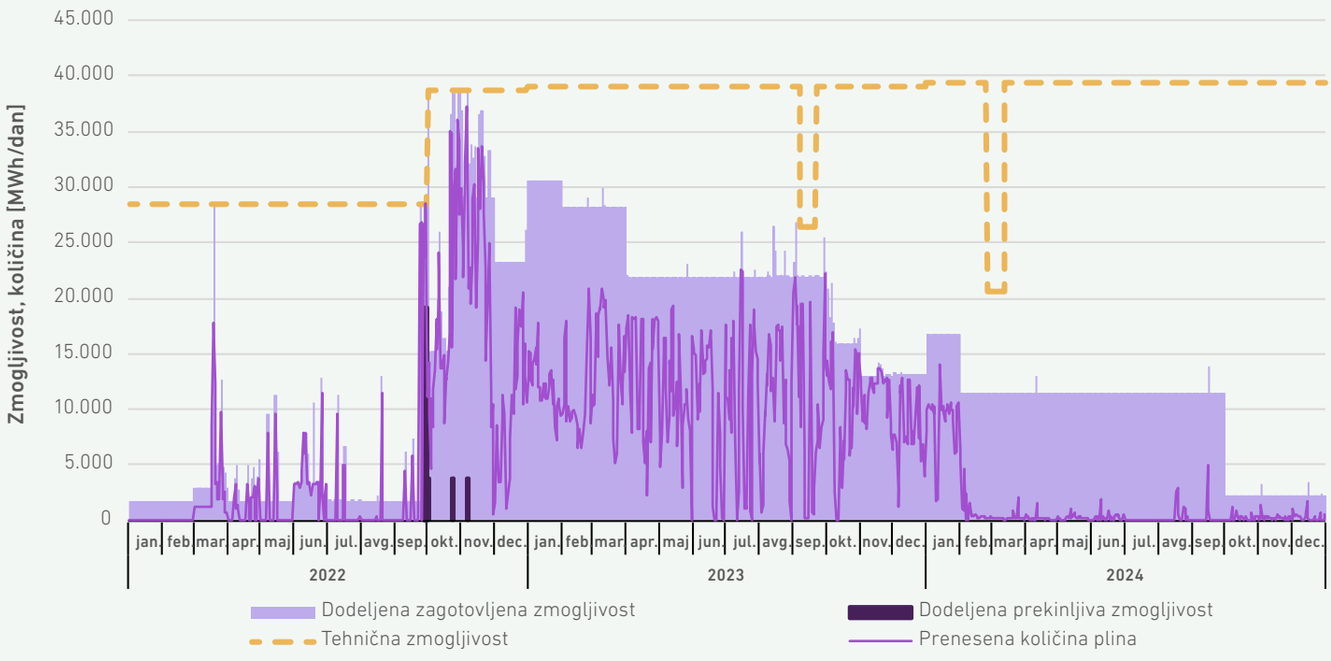
Na mejni točki Ceršak ni omogočen fizičen tok plina iz Slovenije v Avstrijo, v letu 2024 pa tudi ni bilo virtualnih tokov v obliki zamenjav plina (t. i. swapping).

Znaten upad zakupa zmogljivosti v vrednosti 56 % je bil zabeležen tudi na vstopni točki Šempeter. Prenesenih je bilo samo 9 % količin plina v primerjavi z letom prej.

Zaradi potrebnih dodatnih del na prenosnem sistemu je bila v februarju in marcu na tej vstopni točki za 15 dni tehnična zmogljivost zmanjšana za 48 %.

V Šempeter-vstop zakupljenih 56 % manj zmogljivosti in prenesenih 10-krat manj količin plina

SLIKA 210: DINAMIKA DNEVNO PRENESENIH KOLIČIN PLINA, TEHNIČNA ZMOGLJIVOST, DODELJENA ZAGOTOVLJENA IN PREKINLJIVA ZMOGLJIVOST NA VSTOPNI TOČKI ŠEMPETER V OBDOBJU 2022–2024

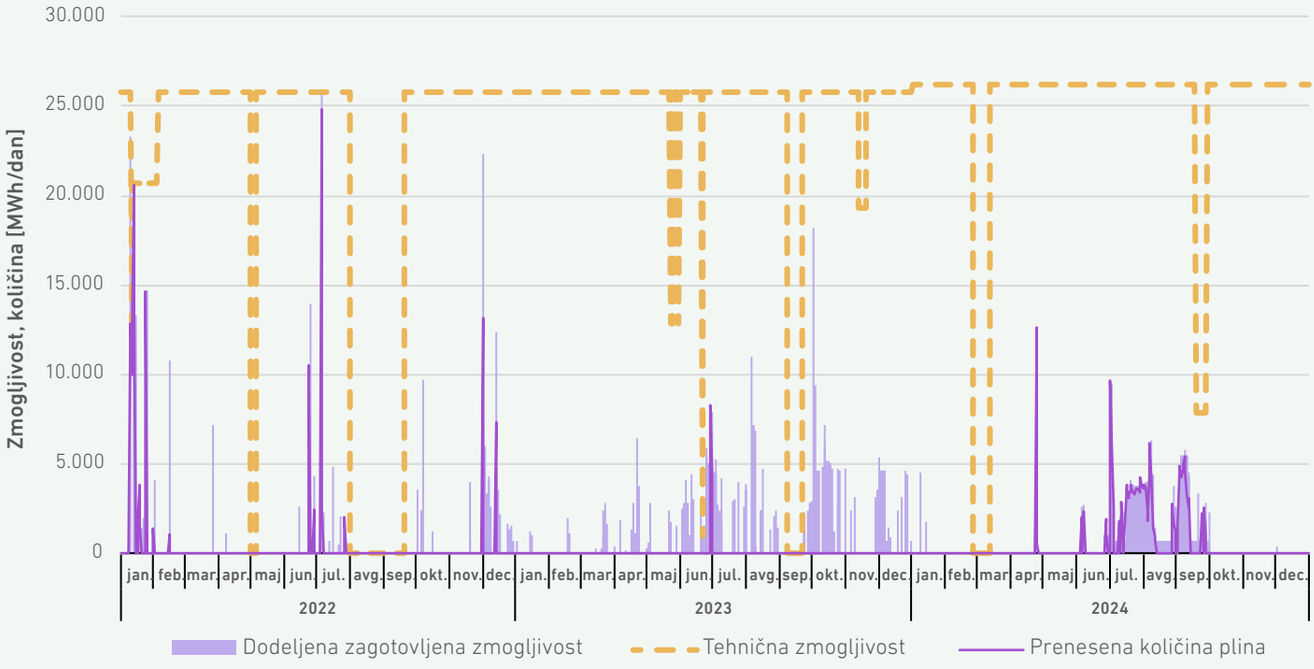


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Na izstopni točki Šempeter, kjer ni dolgoročno zakupljenih zmogljivosti, so bile zmogljivosti večinoma zakupljene samo v poletnih mesecih. Čeprav je bilo zakupljenih 36 % manj zmogljivosti kot leto prej, je bilo prenesenih 16-krat več plina (v letu 2023 je prenos plina potekal samo v dveh dneh).

Zaradi potrebnih dodatnih del na prenosnem sistemu je bila v februarju in marcu za 16 dni izvedena popolna redukcija tehnične zmogljivosti, v septembru pa je bila zaradi omejene razpoložljivosti kompresorske postaje za 11 dni zmanjšana tehnična zmogljivost za 70 %.

SLIKA 211: DINAMIKA DNEVNO PRENESENIH KOLIČIN PLINA, TEHNIČNA ZMOGLJIVOST IN DODELJENA ZAGOTOVLJENA ZMOGLJIVOST NA IZSTOPNI TOČKI ŠEMPETER V OBDOBJU 2022–2024

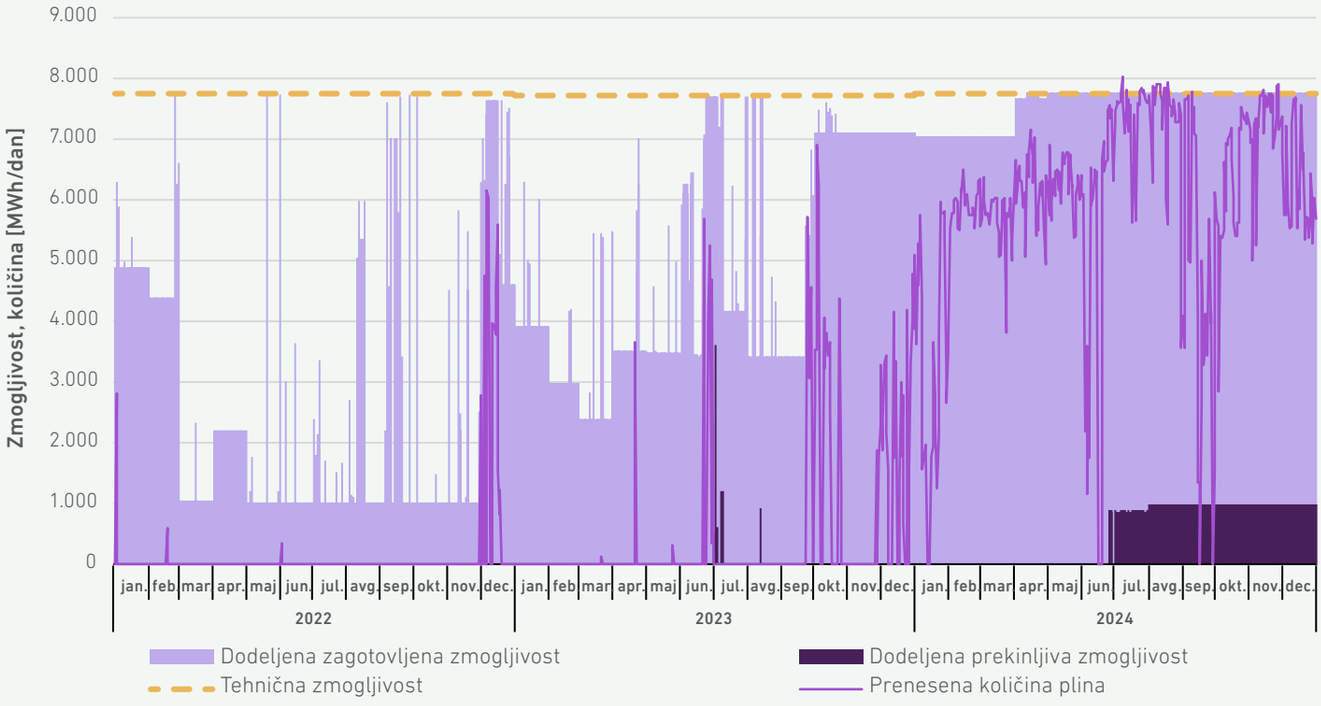


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Vstopna točka Rogatec je bila zaradi majhne tehnične zmogljivosti (7,7 GWh/dan) in spremenjenih tokov plina v regiji od aprila naprej pogodbeno prezasedena, 78 dni pa so bile dnevne prenesene količine plina višje od 95 % tehnične zmogljivosti, kar pomeni, da je prihajalo tudi do fizične prezasedenosti. V 188 dneh je bila dodeljena tudi prekinljiva zmogljivost.

Pogodbena in fizična prezasedenost vstopne točke Rogatec

SLIKA 212: DINAMIKA DNEVNO PRENESENIH KOLIČIN PLINA, TEHNIČNA ZMOGLJIVOST, DODELJENA ZAGOTOVLJENA IN PREKINLJIVA ZMOGLJIVOST NA VSTOPNI TOČKI ROGATEC V OBDOBJU 2022–2024

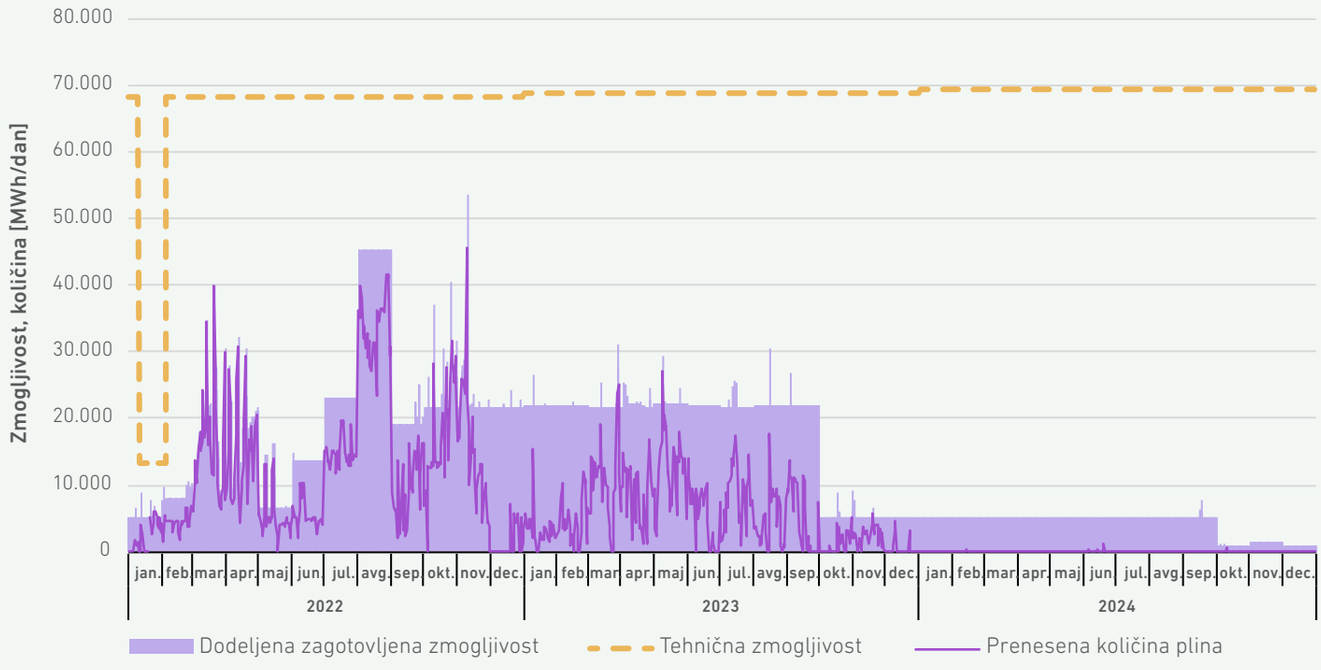


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Na največji izstopni točki Rogatec je bilo zakupljenih 76 % manj prenosnih zmogljivosti kot leto prej. V povprečju je bilo zakupljenih 6 % tehnične zmogljivosti, kar je 20 odstotnih točk manj kot leto prej. Prenesene količine plina iz Slovenije na Hrvaško so bile zanemarljivo majhne, saj je prenos potekal le pet plinskih dni.

Prenos plina iz Slovenije na Hrvaško je popolnoma zamrl

SLIKA 213: DINAMIKA DNEVNO PRENESENIH KOLIČIN PLINA, TEHNIČNA ZMOGLJIVOST IN DODELJENA ZAGOTOVLJENA ZMOGLJIVOST NA IZSTOPNI TOČKI ROGATEC V OBDOBJU 2022–2024

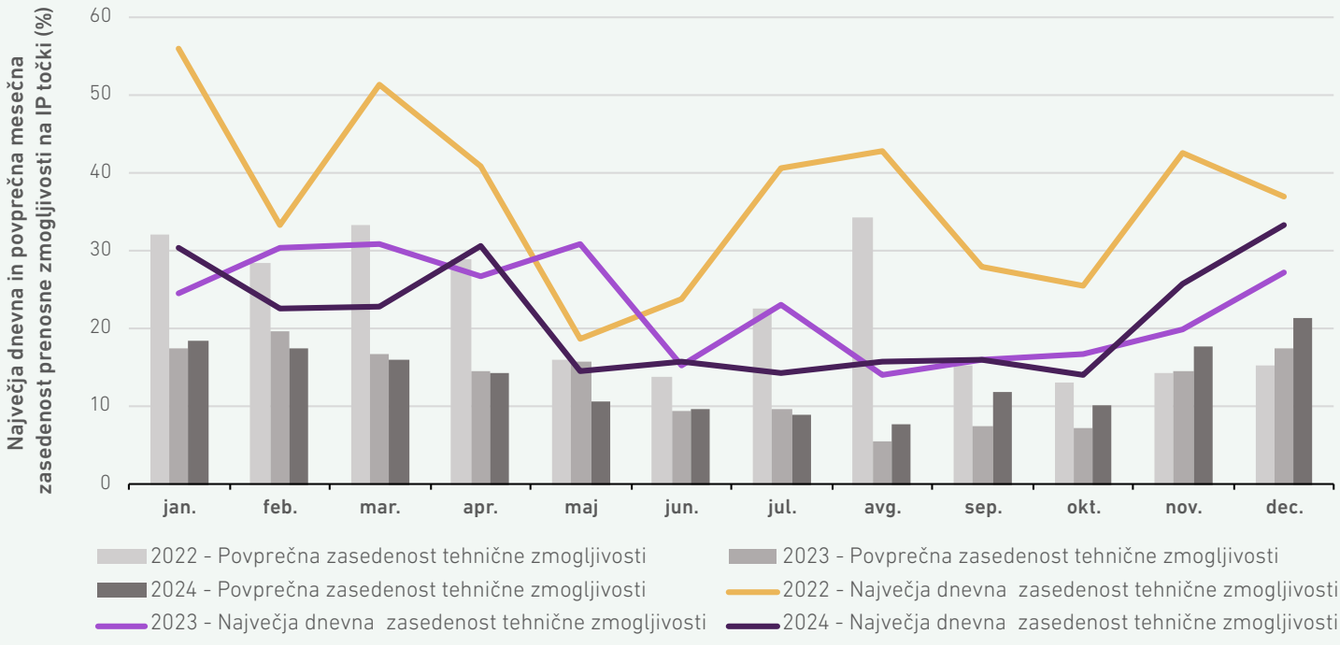


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Najvišja povprečna mesečna zasedenost tehnične zmogljivosti vstopne točke Ceršak je bila dosežena v decembru (22 %), najnižja pa v avgustu (8 %). Največja, 34-odstotna dnevna zasedenost tehnične zmogljivosti, je bila dosežena v decembru. Zaradi upada pretokov plina za polnjenje skladišč na Hrvaškem v poletnih mesecih so najvišji pretoki v zadnjih dveh letih doseženi v zimskih mesecih in so povezani s kurilno sezono oziroma dnevnimi temperaturami.

Povprečna mesečna zasedenost tehnične zmogljivosti na vstopni točki Ceršak je bila 14-odstotna, kar je eno odstotno točko več kot leto prej.

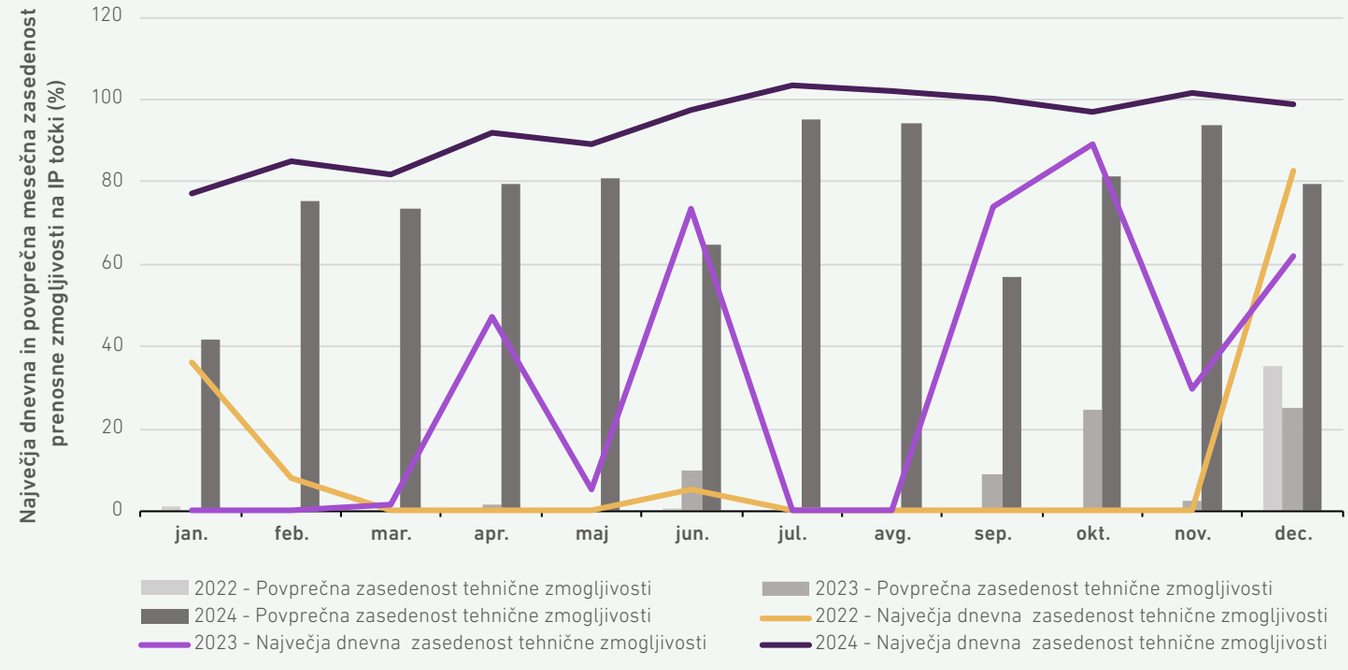
SLIKA 214: NAJVEČJE DNEVNE IN POVPREČNE MESEČNE ZASEDENOSTI ZMOGLJIVOSTI NA VSTOPNI TOČKI CERŠAK V OBDOBJU 2022–2024



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Najvišja povprečna mesečna zasedenost tehnične zmogljivosti vstopne točke Rogatec je bila dosežena v juliju (95 %), najnižja pa v januarju (42 %). Julija, avgusta in novembra je večkrat prišlo do fizične prezasedenosti (100-odstotna dnevna zasedenost tehnične zmogljivosti), v celotnem letu je bila tehnična zmogljivost popolnoma zasedena 29 dni. Povprečna mesečna zasedenost tehnične zmogljivosti na vstopni točki Rogatec je bila 77-odstotna (leto prej samo 6 %).

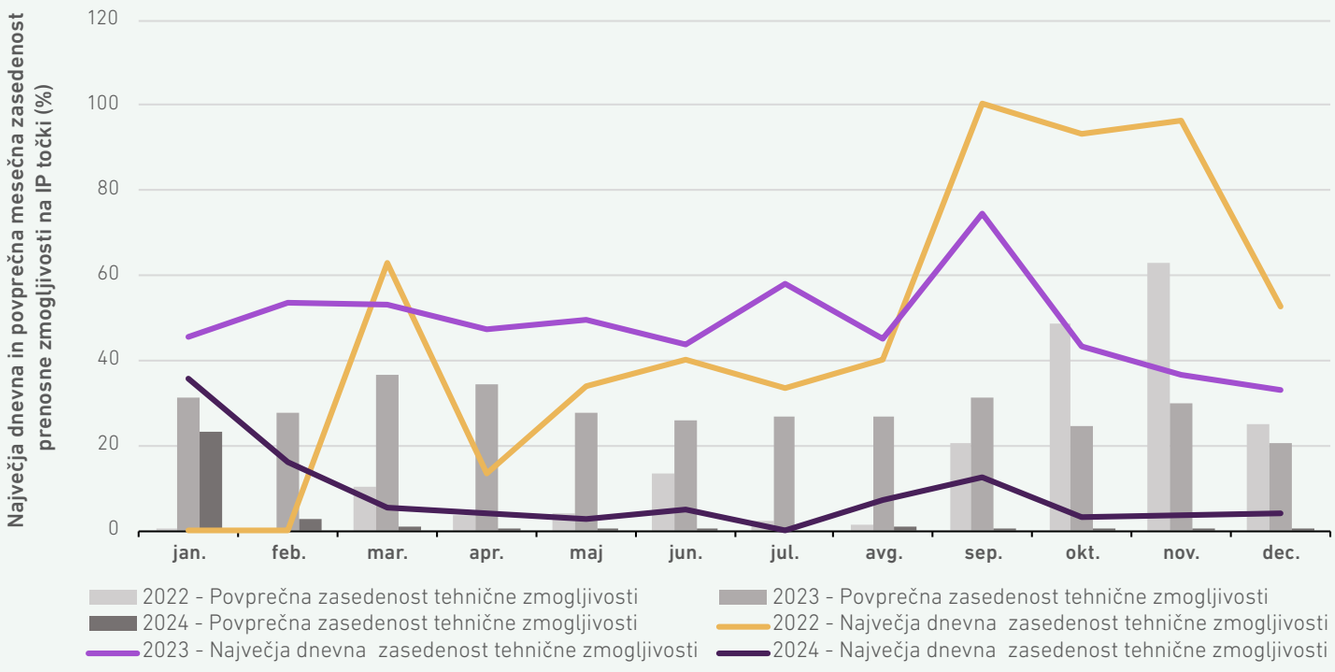
SLIKA 215: NAJVEČJE DNEVNE IN POVPREČNE MESEČNE ZASEDENOSTI ZMOGLJIVOSTI NA VSTOPNI TOČKI ROGATEC V OBDOBJU 2022–2024



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Povprečna mesečna zasedenost tehnične zmogljivosti vstopne točke Šempeter je znašala samo 2,6 %, kar je 11-krat manj kot leto prej. Največja povprečna mesečna zasedenost tehnične zmogljivosti je bila dosežena v januarju in je znašala 23,3 %. Tudi največja dnevna zasedenost tehnične zmogljivosti je bila zabeležena v januarju (35,6 %).

SLIKA 216: NAJVEČJE DNEVNE IN POVPREČNE MESEČNE ZASEDENOSTI ZMOGLJIVOSTI NA VSTOPNI TOČKI ŠEMPETER V OBDOBJU 2022–2024

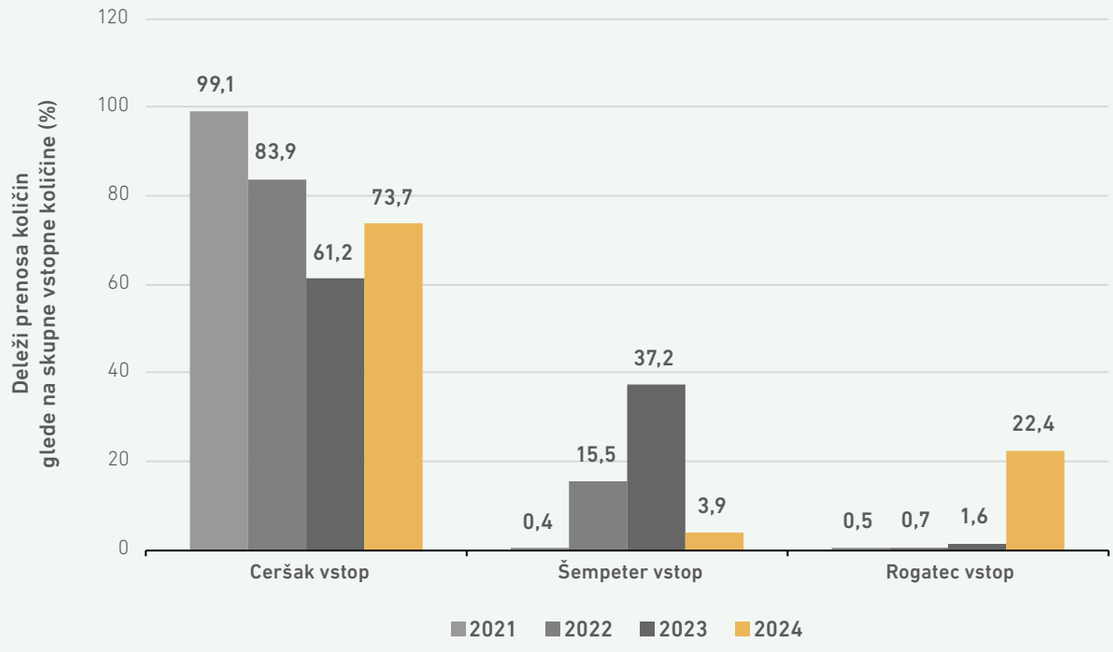


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

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. Po dvoletnem upadanju vstopnih količin plina iz Avstrije so se v letu 2024 količine plina skozi Ceršak ponovno povečale. Nasproten pojav je opazen na vstopni točki Šempeter, kjer so se vstopne količine plina iz Italije po dveh letih strmega porasta v letu 2024 znatno zmanjšale. V zadnjem letu je kljub majhni tehnični zmogljivosti na pomenu pridobila tudi vstopna točka Rogatec, kar bi lahko pomenilo, da so dobavitelji uvažali plin iz terminala UZP na Krku in iz hrvaških skladišč plina.

Pretoki plina skozi slovenske vstopne točke še naprej zelo spremenljivi in nepredvidljivi

SLIKA 217: POVPREČNI DNEVNI PRENOS PLINA NA VSTOPNIH TOČKAH V SLOVENIJO V OBDOBJU 2021–2024



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Spodbujanje konkurence

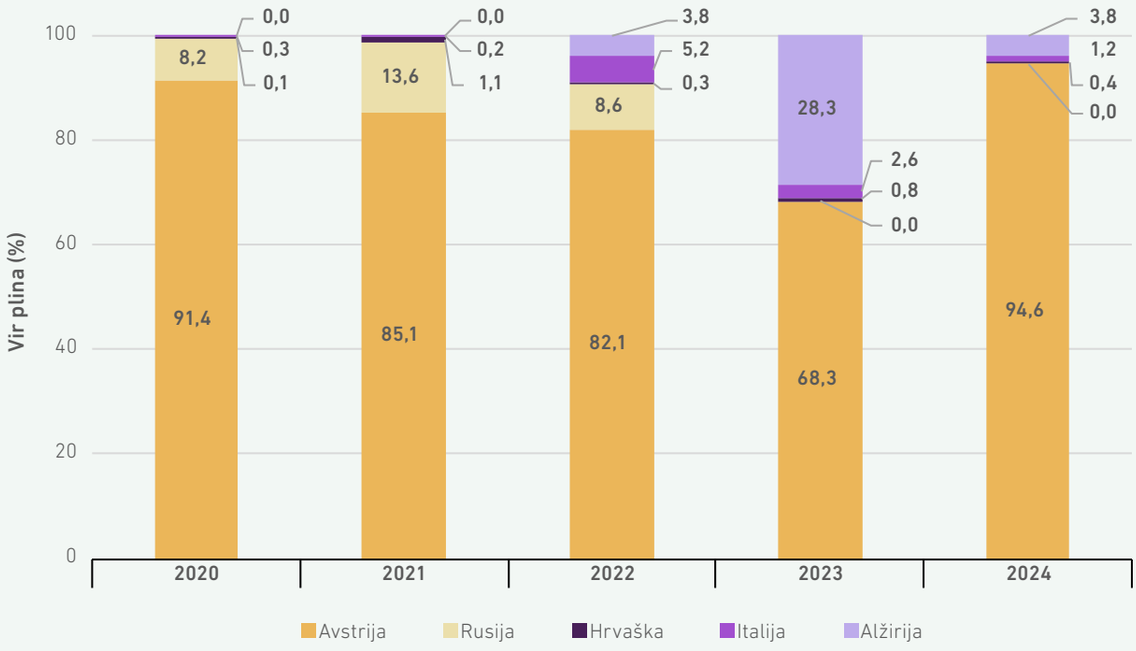
V nadaljevanju je podano stanje na trgih s plinom, ki zajema področja oblikovanja cen (vplivni faktorji na cene, gibanje cen, vpliv likvidnosti na cene in podobno), preglednosti in celovitosti delovanja trga ter učinkovitosti trga (odprtost in konkurenčnost). Javna objava rezultatov stalnega spremljanja 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 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 zaživel uvoz plina iz Alžirije. V letu 2024 je bil v nasprotju s pričakovanji prekinjen trend upadanja uvoznih količin plina iz Avstrije, saj je bilo kar 95 % uvoženega plina avstrijskega porekla. Presenetljivo se je zmanjšal tudi uvoz plina iz Alžirije, kar lahko kaže na dogovorne zamenjave plina med dobavitelji (t. i. swapping). Zadnji dve leti v Slovenijo ni bil uvožen plin, ki bi bil deklarirano ruskega porekla.

Iz Avstrije ponovno kar 95 % vsega uvoženega plina

SLIKA 218: VIRI PLINA V OBDOBJU 2020–2024 GLEDE NA MESTO NAKUPA



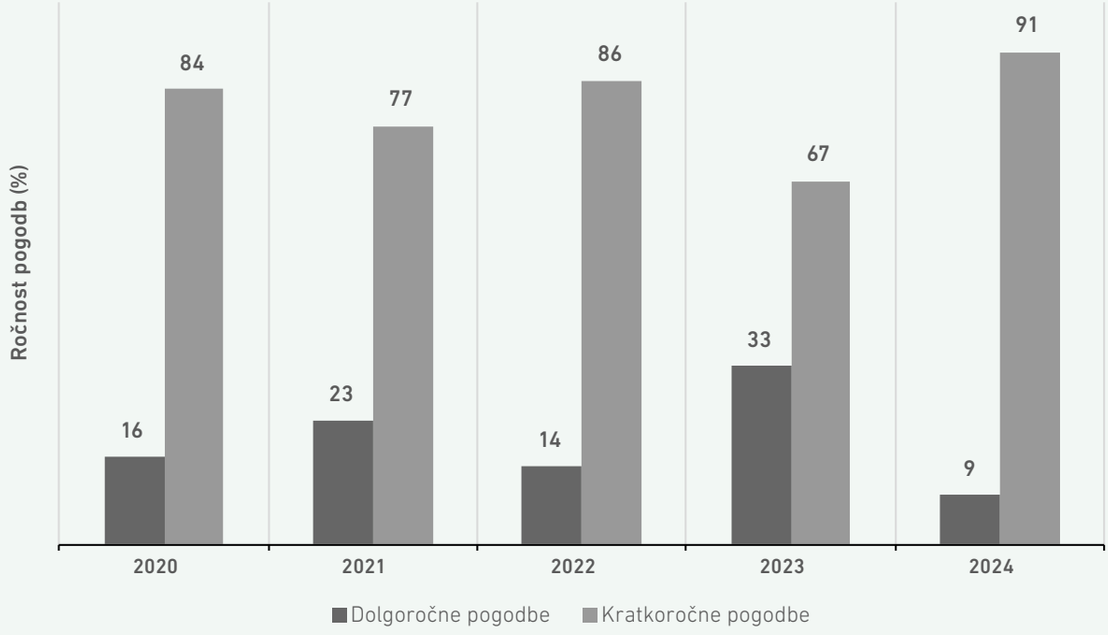
VIR: AGENCIJA

Slovenija je bila v preteklih letih energetsko zelo odvisna od plina iz Rusije. Agencija sicer spremlja količino uvoženega plina za domačo porabo, vendar pri tem ne sledi viru plina do proizvodnje. Slovenski trgovci oziroma dobavitelji veliko večino plina res kupijo na plinskem vozlišču v Avstriji, vendar je znano, da je na tem vozlišču prevladoval plin, ki je tja prispel iz Rusije. Slovenska odvisnost od ruskega plina je zato višja od te, ki jo prikazuje slika 218. Slika namreč ne prikazuje geografskega porekla plina, temveč državo, iz katere so trgovci oziroma dobavitelji uvozili plin v Slovenijo.

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 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. Tako je delež zakupljenih zmogljivosti po dolgoročnih pogodbah v letu 2023 narasel, vendar je v letu 2024 ponovno upadel za kar 24 odstotnih točk.

Samo še 9 % dolgoročnih pogodb – najmanj do zdaj

SLIKA 219: STRUKTURA UVOŽENEGA PLINA GLEDE NA ROČNOST SKLENJENIH POGODB



VIR: AGENCIJA

Herfindahl-Hirschmanov indeks (HHI) se je v letu 2024 zmanjšal, kar kaže na zmanjšano koncentracijo slovenskega veleprodajnega trga s plinom. Največji slovenski dobavitelj Geoplin je tako za 8,6 odstotne točke zmanjšal svoj tržni delež na slovenskem veleprodajnem trgu. Drugi največji delež je namesto Petrola, ki je imel drugi največji delež v letu 2023, prevzel HSE. Na tretjem mestu je Energetika Ljubljana za 0,3 odstotne točke povečala svoj tržni delež. Ostalim manjšim dobaviteljem se tržni delež ni bistveno spremenil.

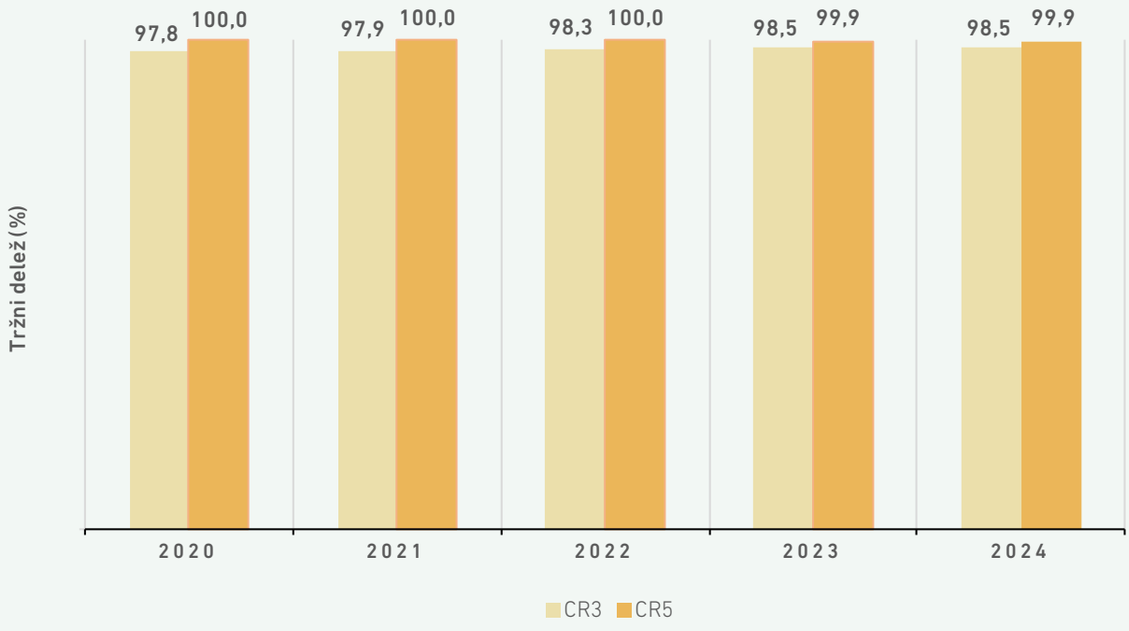
TABELA 42: TRŽNI DELEŽI IN HHI NA VELEPRODAJNEM TRGU S PLINOM

Podjetje	**Tržni delež (%)**	
	2023	**2024**
Geoplin	84,9	76,3
HSE	0,0	19,2
Energetika Ljubljana	2,7	3,0
Plinarna Maribor	1,4	0,9
Petrol	10,0	0,0
Ostali	1,0	0,6
HHI veleprodajnega trga	7.312	6.202

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 2024 obvladovali 98,5 % veleprodajnega trga, pet največjih pa celoten slovenski trg. Koncentracija se v zadnjih petih letih le neznatno spreminja.

SLIKA 220: KONCENTRACIJA VELEPRODAJNEGA TRGA S PLINOM



VIR: AGENCIJA

Preglednost trga

Uredba REMIT, Izvedbena uredba št. 1348/2014[144] in Energetski zakon so celovit pravni okvir za zagotavljanje preglednosti cen na veleprodajnem trgu z električno energijo in plinom. Podrobneje je to področje obravnavano v poglavju o preglednosti trga z električno energijo.

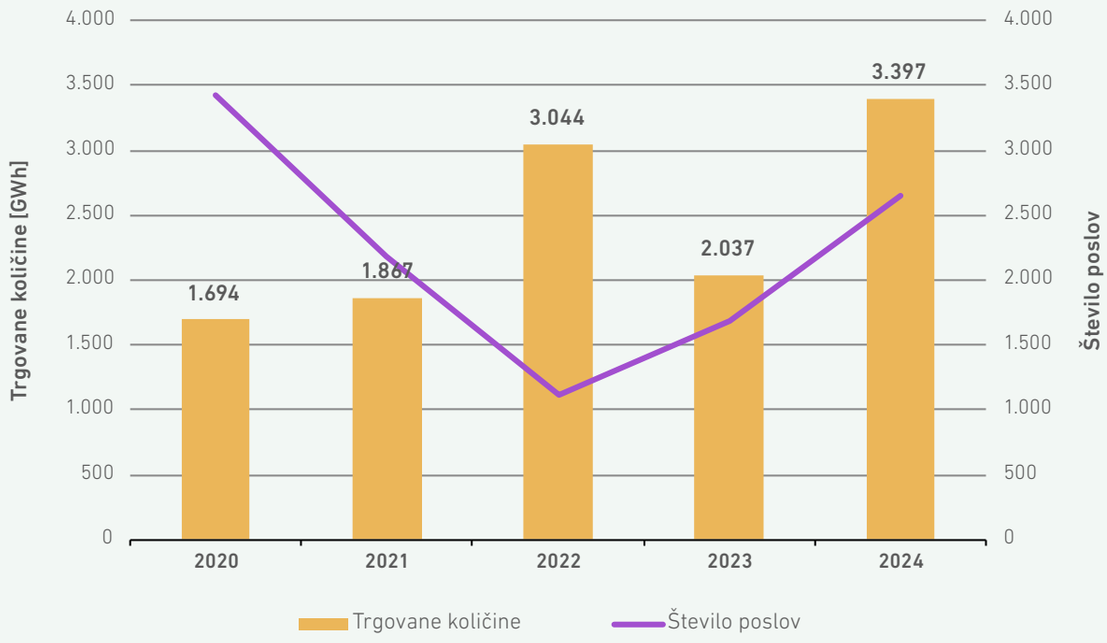
Učinkovitost trga

Na virtualni točki je bila prodana rekordna količina plina od ustanovitve virtualne točke v letu 2016. Za 56 % se je povečalo tudi število trgovalnih poslov.

Na prostem trgu prodanih dve tretjini več količin plina

144 17. aprila 2024 je bila objavljena Uredba (EU) 2024/1106, znana kot REMIT II, o izboljšanju zaščite pred tržno manipulacijo na energetskem trgu. Podrobneje glej poglavje 1.2.1.2 poročila.

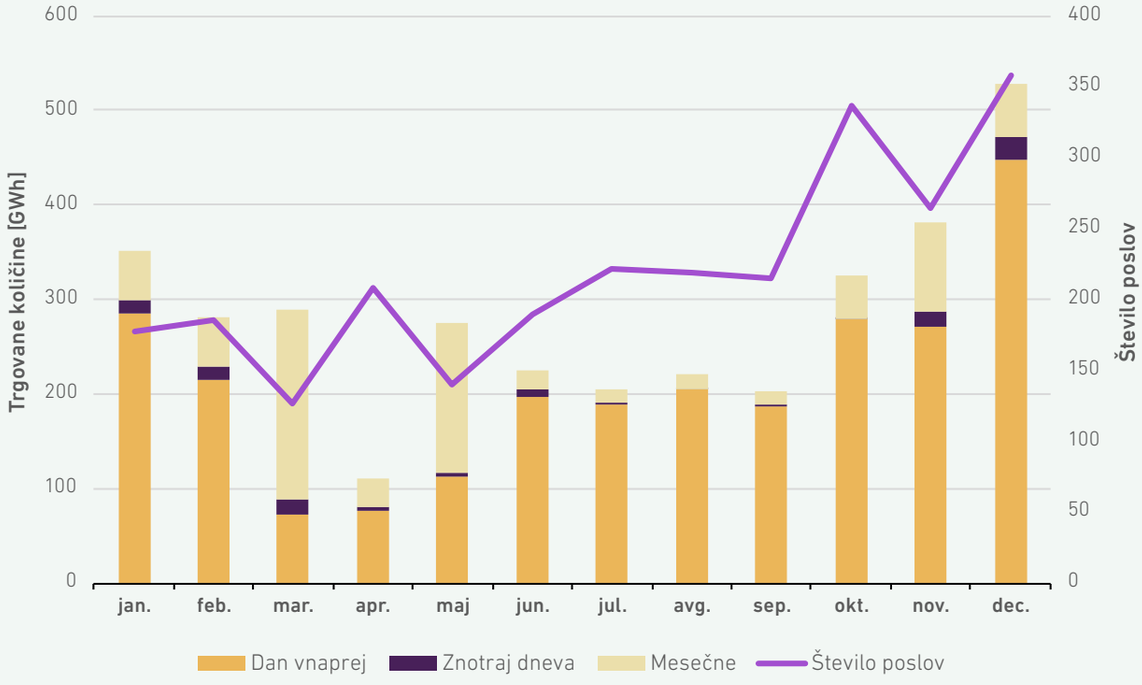
SLIKA 221: TRGOVANJE V VIRTUALNI TOČKI (PROSTI TRG) V OBDOBJU 2020–2024



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Največ prodanih količin (75 %) je bilo prodanih za dan vnaprej, 22 % jih je bilo prodanih na mesečni ravni, le 3 % pa znotraj dneva. Tudi po številu poslov, ki jih je bilo 2.643, prevladujejo produkti za dan vnaprej (91 %), mesečnih transakcij je bilo 3 %, transakcij znotraj dneva pa 6 %. S tedenskim produktom ni bilo opravljene nobene transakcije. V povprečju je vsak mesec na virtualni točki trgovalo deset trgovcev, kar je en več kot leto prej.

SLIKA 222: TRGOVANJE V VIRTUALNI TOČKI PO TRGOVALNIH PRODUKTIH V 2024

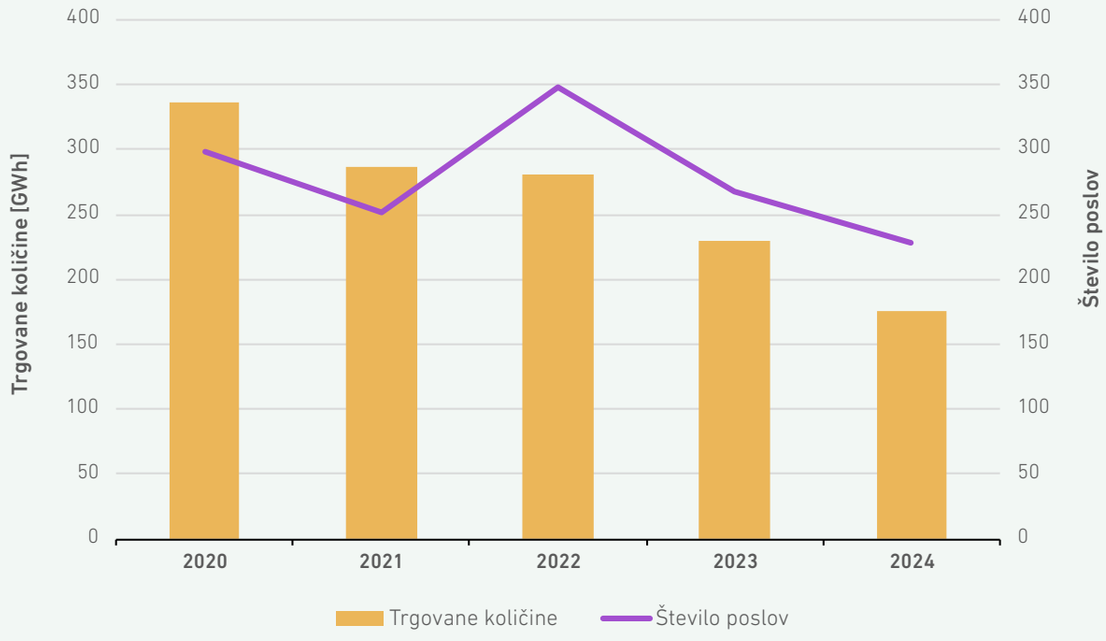


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

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 izvrši med operaterjem prenosnega sistema in nosilci bilančnih skupin. Transakcije med nosilci bilančnih skupin so zelo redke, v letu 2024 takšnih transakcij sploh ni bilo. Izmenjanih je bilo 176 GWh plina, kar je 23 % manj kot leto prej. Tudi število transakcij je bilo za 15 % manj kot v letu 2023.

Na trgovalni platformi prodanih 18 % manj plina, število transakcij manjše za 15 %

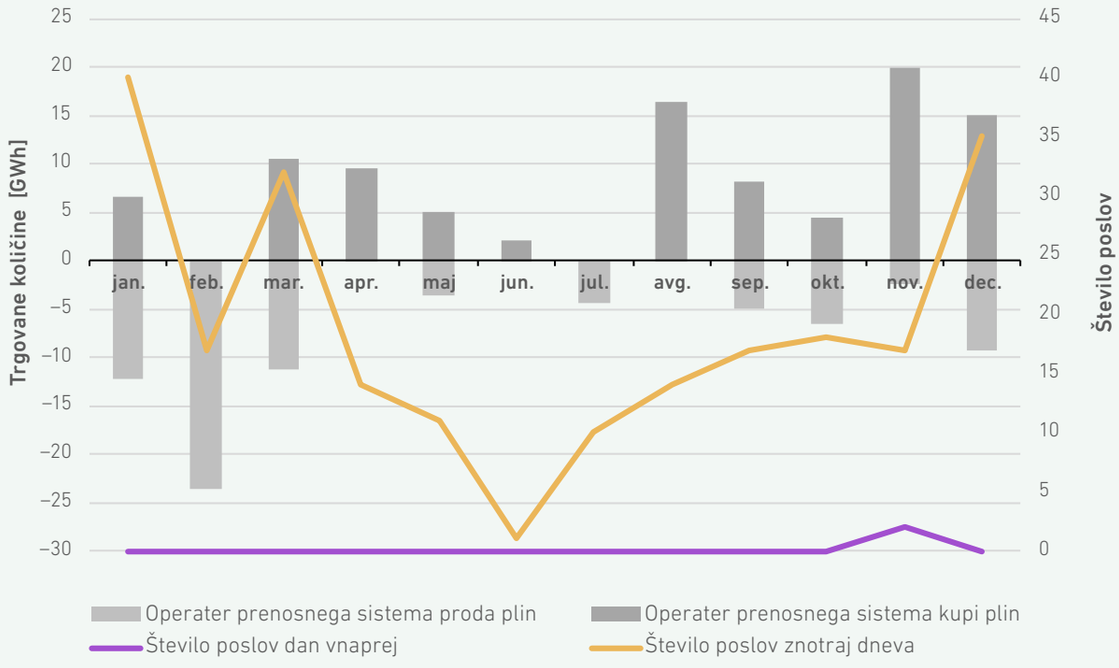
SLIKA 223: TRGOVANJE NA TRGOVALNI PLATFORMI (IZRAVNALNI TRG) V OBDOBJU 2020–2024



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Skoraj vse transakcije so bile izvedene znotraj dneva (226), samo dve transakciji pa za dan vnaprej. V povprečju so vsak mesec na trgovalni platformi poleg operaterja prenosnega sistema trgovali še trije nosilci bilančnih skupin, kar je enako kot leto prej.

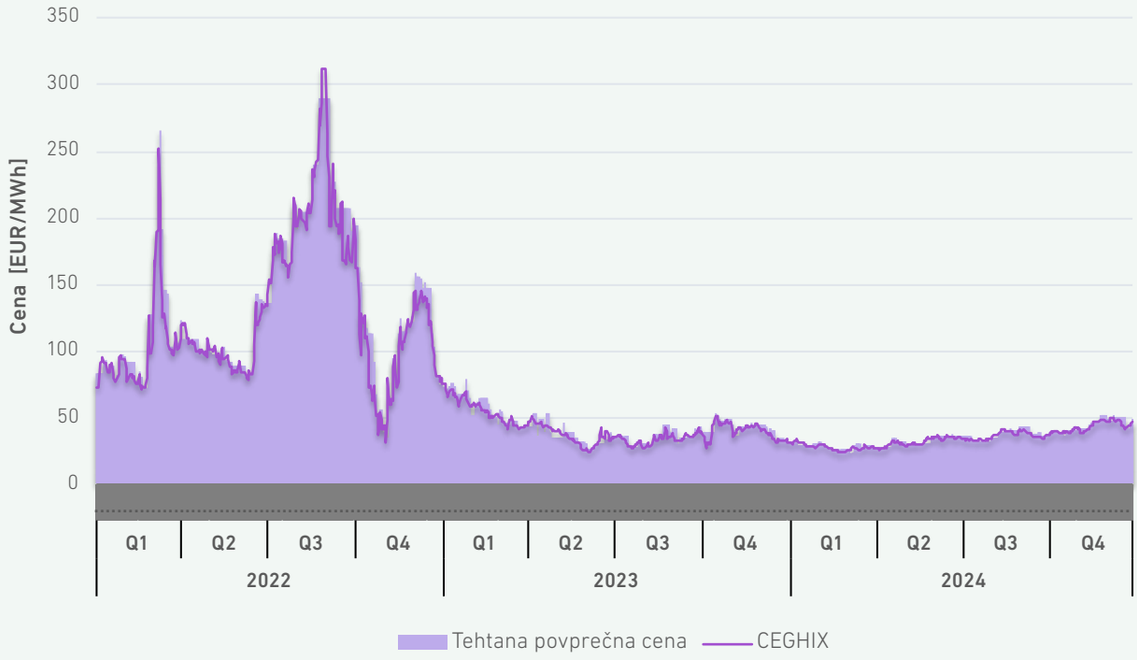
SLIKA 224: TRGOVANJE NA TRGOVALNI PLATFORMI V LETU 2024



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Tehtana povprečna cena trgovanj na trgovalni platformi je sledila borznemu indeksu CEGHIX s plinskega vozlišča CEGH na Dunaju. Približno eno tretjino dni je bila v povprečju za 4 % nižja, dve tretjini dni pa v povprečju 5 % višja od CEGHIX. Največje odstopanje tehtane povprečne cene od borznega indeksa CEGHIX je bilo 21 % navzgor in 16 % navzdol.

SLIKA 225: TEHTANA POVPREČNA CENA NA TRGOVALNI PLATFORMI IN VREDNOSTI CEGHIX V OBDOBJU 2022–2024



VIRA: PLINOVODI, CEGH

Na oglasni deski člani virtualne točke niso oglaševali svojih ponudb ali povpraševanj. Operater prenosnega sistema je na oglasni deski oglaševal samo dvakrat, obakrat je ponudil svoje količine plina v prodajo na trgovalni platformi.

Maloprodajni trg

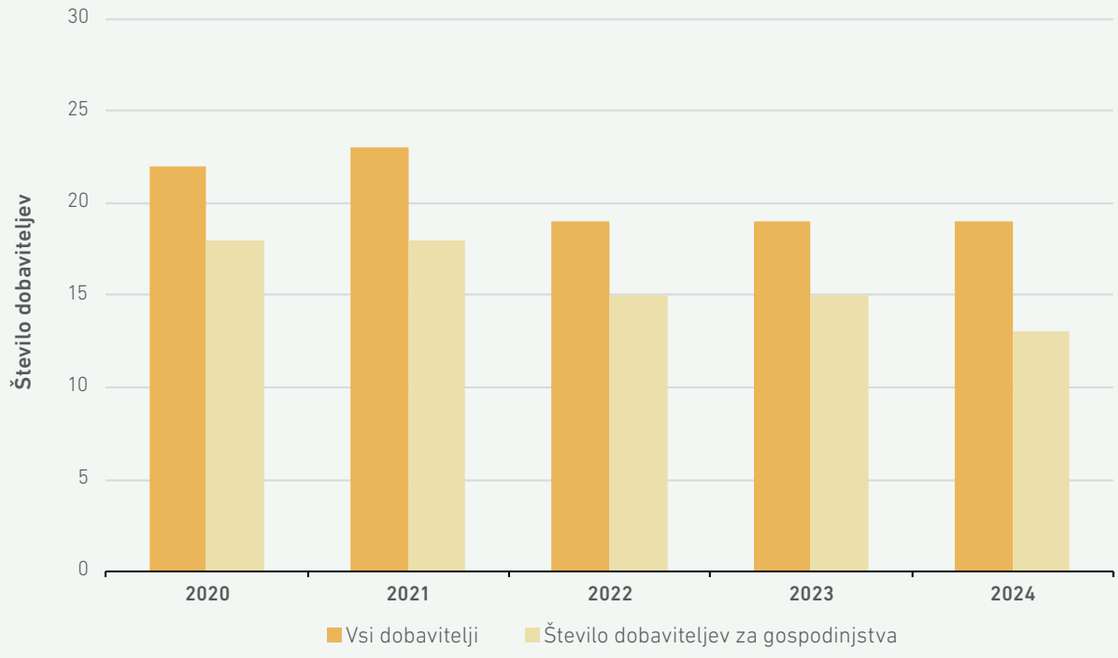
Na maloprodajnem trgu v Sloveniji je bilo ob koncu leta 2024 dejavnih 19[145] dobaviteljev plina. Od teh je gospodinjskim odjemalcem, priključenim na distribucijske sisteme na podlagi sklenjenih pogodb, dobavljalo plin 13 dobaviteljev, poslovnim odjemalcem, priključenim na distribucijske sisteme in prenosni sistem, pa 19. Kljub temu, da je število dobaviteljev ostalo enako, so bile zaznane spremembe pri dobaviteljih. Tako v letu 2024 dobave plina ni več izvajala družba Komunalno podjetje Vrhnika, na novo pa je začela opravljati to dejavnost družba HSE. Prav tako na trgu plina nastopa družba ENNA Next (prej PPD energija). Število dobaviteljev, ki dobavljajo gospodinjskim odjemalcem, se je zmanjšalo, ker dobavo gospodinjskim odjemalcem nista več izvajali družbi Komunalno podjetje Vrhnika in ENOS.

Odjemalci lahko izbirajo med ponudbami vseh dobaviteljev, ki ponujajo plin v njihovi lokalni skupnosti.

Število dobaviteljev na maloprodajnem trgu se ni spremenilo

Posamezni, po letni količini dobave manjši dobavitelji plina, odjemalcem dobavljajo plin le 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 porabe[146], če operater z odčitkom merilne naprave ne razpolaga.

SLIKA 226: ŠTEVILO DOBAVITELJEV NA MALOPRODAJNEM TRGU V SLOVENIJI V OBDOBJU 2020–2024



VIR: AGENCIJA

145 Agencija je kot dobavitelje upoštevala tiste družbe, ki so člani bilančne skupine ali bilančne podskupine.
146 Izračunana na podlagi določb Metodologije za prognoziranje nednevno merjenih prevzemov uporabnikov omrežja zemeljskega plina.

V oktobru 2023 je vlada Republike Slovenije z novo Uredbo o določitvi cene zemeljskega plina iz plinskega sistema določila nove vrednosti navzgor omejenih cen dobave plina, ki so veljale od 1. januarja do 30. aprila 2024. Najvišje dovoljene cene plina iz plinskega sistema so bile določene za gospodinjske odjemalce, skupne gospodinjske odjemalce in distributerje toplote, ki ta plin namenjajo za proizvodnjo toplote za oskrbo gospodinjstev.

Najvišja dovoljena tarifna postavka cene plina za oskrbo odjemalcev v obdobju od 1. 1. 2024 do 30. 4. 2024 je znašala 0,0599 EUR/kWh in je bila 0,0131 EUR/kWh nižja od regulirane cene, ki je veljala leta 2023. V obdobju prvega štirimesečja leta 2024 sta le dva dobavitelja ponujala dobavo po ceni, ki je bila malenkost nižja od z vladno uredbo določene cene za gospodinjski odjem.

Po koncu veljavnosti uredbe, ki je določila najvišjo dovoljeno maloprodajno ceno plina, so nekateri dobavitelji ponudili nove ponudbe plina z nižjimi cenami plina. Med novimi ponudbami plina je bilo zaznati večje razlike v ceni plina, vendar kljub temu odjemalci niso izkoristili možnosti menjave dobavitelja in možnosti doseganja prihrankov.

Cene plina na maloprodajnem trgu

Spremljanje cen na maloprodajnem trgu se izvaja na podlagi javnih podatkov ter podatkov iz ponudb za gospodinjske 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 zanesljive oskrbe s plinom, spreminjajočih geopolitičnih razmer, procesa dekarbonizacije in drugih dejavnikov, ki so od dobaviteljev zahtevale prilagajanje novim razmeram in iskanju novih virov plina.

Padanje cen plina za vse skupine odjemalcev

Cene plina za gospodinjske odjemalce so bile navzgor omejene od 1. 9. 2022 do 30. 4. 2024, za male poslovne odjemalce pa od 1. 9. 2022 do 31. 12. 2023. Poslovni odjemalci cen plina niso imeli reguliranih.

V letu 2024 je zaznati padec cen plina pri vseh skupinah odjemalcev, vendar je bil padec cen plina za poslovne odjemalce večji kot pri gospodinjskih odjemalcih.

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.

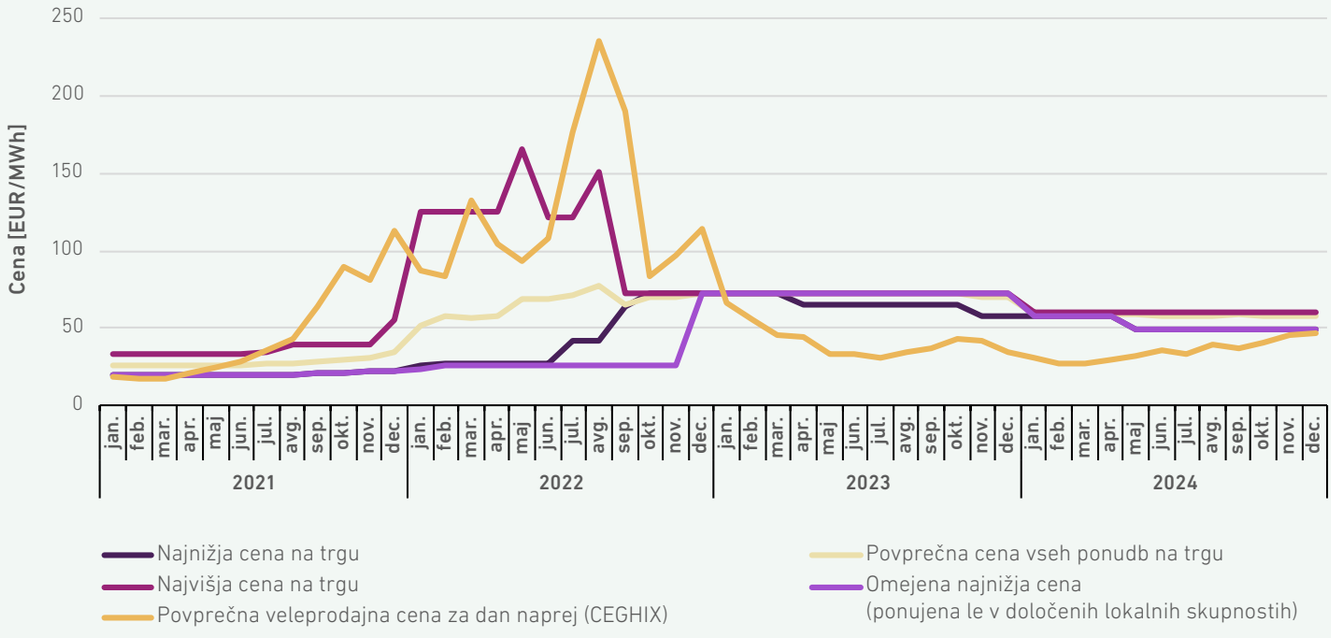
Slika 227 prikazuje trend gibanja naslednjih cen za značilnega gospodinjskega odjemalca:

- omejena najnižja cena (ponujena le v določenih lokalnih skupnostih),
- najnižja cena na trgu,
- povprečna cena vseh ponudb na trgu in
- najvišja cena na trgu.

Najvišja cena plina za gospodinjski odjem je bila 17,9 % nižja od najvišje cene leta 2023

V prvih štirih mesecih leta 2024 so bile cene plina navzgor omejene na vrednost 59,9 EUR/MWh, kar je bilo 17,9 % manj od najvišje dovoljene cene za leto 2023. V obdobju določene najvišje dovoljene cene sta le dva dobavitelja (Adriaplin in Petrol) ponujala plin po ceni, ki je bila od 1,1 do 2,5 % nižja od najvišje cene.

SLIKA 227: MALOPRODAJNI INDEKS CEN IN NEKATERE ZNAČILNE CENE PLINA ZA GOSPODINJSKE ODJEMALCE BREZ OMREŽNINE, DAJATEV IN DDV V OBDOBJU 2021–2024



VIR: AGENCIJA

Maja 2024, po končani regulaciji cen plina, je GEN-I ponudil najnižjo akcijsko ceno plina v višini 49,5 EUR/MWh, Energetika Ljubljana pa redni cenik v višini 53,91 EUR/MWh. Nekateri drugi dobavitelji so cene plina za gospodinjske odjemalce znižali v juniju (Energija plus 49,4 EUR/MWh) oz. poletnih mesecih. Konec leta 2024 je imelo najvišjo ceno 59,9 EUR/MWh še vedno manjših pet dobaviteljev. Večina gospodinjskih odjemalcev je imelo konec leta 2024 ceno nižjo od 54,0 EUR/MWh.

Zniževanje povprečne mesečne cene dobave plina, ki se je do konca leta znižala za 18,2 %

Veleprodajne cene plina za dan vnaprej na avstrijski borzi CEGH so rasle celo leto. Tako je januarja znašala veleprodajna cena plina za dan vnaprej 30,4 EUR/MWh, decembra 2024 pa že 47,1 EUR/MWh. Decembra 2024 je bila najnižja ponujena cena plina na trgu samo 5,0 % višja kot povprečna veleprodajna cena.

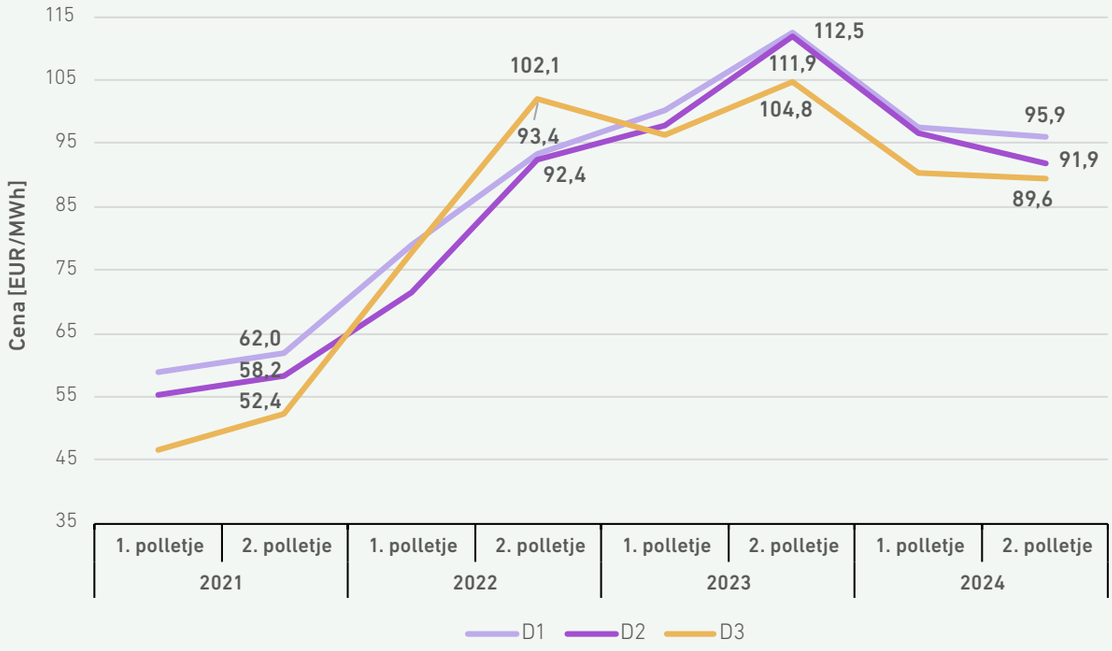
Končne cene plina

Gibanje cene plina z vsemi davki in dajatvami za gospodinjske odjemalce v obdobju 2021–2024 prikazuje slika 228. Za vse skupine gospodinjskih odjemalcev D1, D2 in D3 so bile cene plina v prvi polovici leta 2024 za vsaj 13 % nižje kot v drugi polovici leta 2023. V drugi polovici leta 2024 so se cene plina še znižale in so bile pri najmanjših gospodinjskih odjemalcih za 14,8 % nižje kot v drugi polovici leta 2023, pri gospodinjskih odjemalcih skupine D2 pa kar 17,7 % nižje.

Cene plina za gospodinjske odjemalce nižje za več kot 10 %

Za značilnega gospodinjskega odjemalca D2 je znašala povprečna cena leta 2024 94,2 EUR/MWh in je bila 10,2 % nižja kot v letu 2023, vendar 14,9 % višja kot leta 2022 in kar 66,1 % višja kot leta 2021.

SLIKA 228: KONČNE CENE PLINA ZA GOSPODINJSKE ODJEMALCE V SLOVENIJI Z VSEMI DAVKI IN DAJATVAMI V OBDOBJU 2021–2024



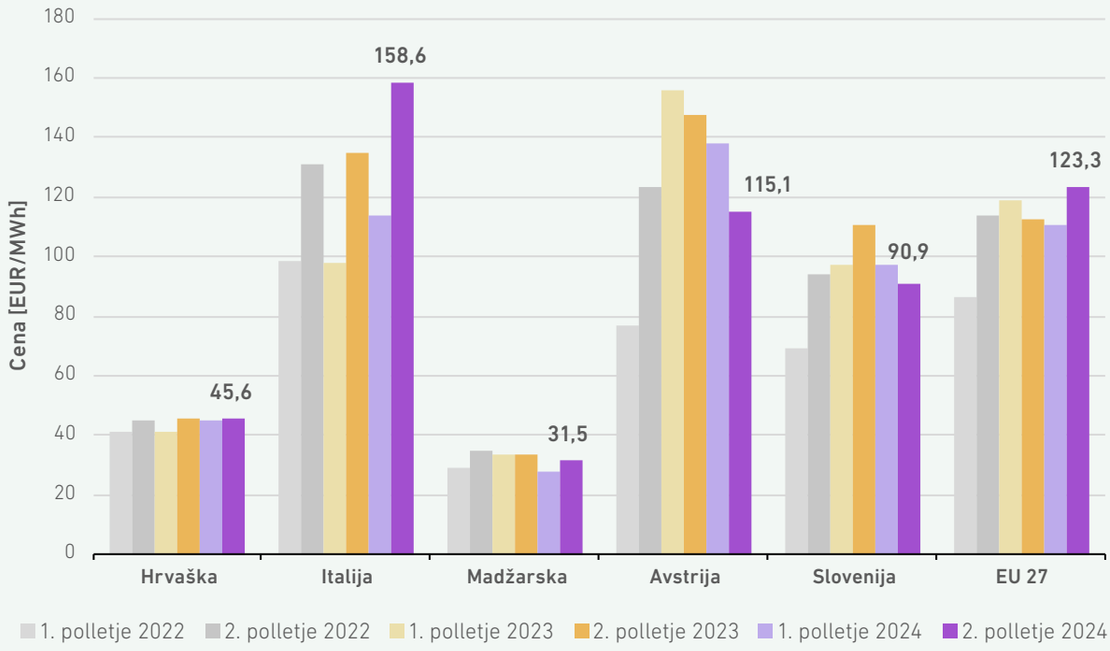
VIR: SURS

Slika 229 prikazuje gibanje končnih cen plina z vsemi davki in dajatvami v letih 2022, 2023 in 2024 za značilnega gospodinjskega odjemalca plina D2 v Sloveniji in sosednjih državah. Končne cene plina v Sloveniji so se v letu 2024 v primerjavi z letom pred tem na letni ravni znižale za 9,3 %, medtem ko so bile v letu 2024 glede na predhodno leto nižje tudi na Madžarskem (–12,2 %) in v Avstriji (–16,7 %). Nasprotno pa so bile na Hrvaškem in Italiji višje kot leto prej. Končne cene plina za značilne gospodinjske odjemalce Sloveniji še naprej ostajajo precej pod povprečjem cen v EU.

Cene plina za gospodinjske odjemalce 20 % nižje od povprečja EU

Tako kot v prejšnjih dveh letih so se tudi v letu 2024 končne cene plina med državami EU v nekoliko večji meri razlikovale tudi zaradi različnih ukrepov, ki so jih države članice EU sprejemale z namenom blaženja energetske draginje.

SLIKA 229: KONČNE CENE PLINA ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA D2 Z VSEMI DAVKI IN DAJATVAMI ZA SLOVENIJO IN SOSEDNJE DRŽAVE V OBDOBJU 2022–2024



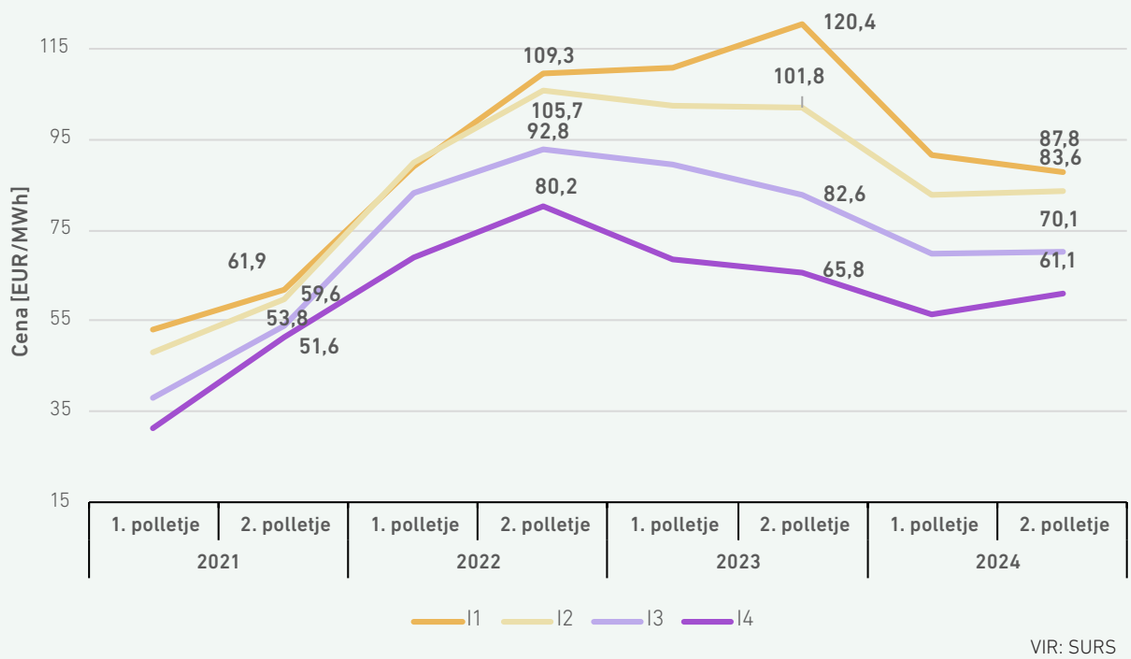
VIR: EUROSTAT

Končne cene plina za poslovne odjemalce v Sloveniji so se v letu 2024 zelo znižale v primerjavi z letom 2023 in tudi v primerjavi z letom 2022. Padec cen plina za poslovne odjemalce je tudi večji kot pri gospodinjskih odjemalcih. Za najmanjše poslovne odjemalce I1 je konec leta 2024 končna cena plina znašala 89,6 EUR/MWh in je bila 22,4 % nižja kot v letu 2023 in 9,6 % nižja kot leta 2022.

Cene plina za poslovne odjemalce nižje od 12,6 % (I4) do 22,4 % (I1)

Tudi pri ostalih poslovnih odjemalcih je zaznati enak trend. S slike je razvidno tudi ponovno približevanje končne cene plina med različnimi uporabniškimi skupinami poslovnih odjemalcev. Če je bila v drugi polovici leta 2023 najvišja cena plina za poslovne odjemalce I1 kar 83 % višja kot za poslovne odjemalce I4, pa je bila cena plina za skupino I1 v drugi polovici leta 2024 le 44 % višja kot za I4. Gibanje končne cene plina z vsemi davki in dajatvami za poslovne odjemalce v obdobju 2021–2024 prikazuje slika 230.

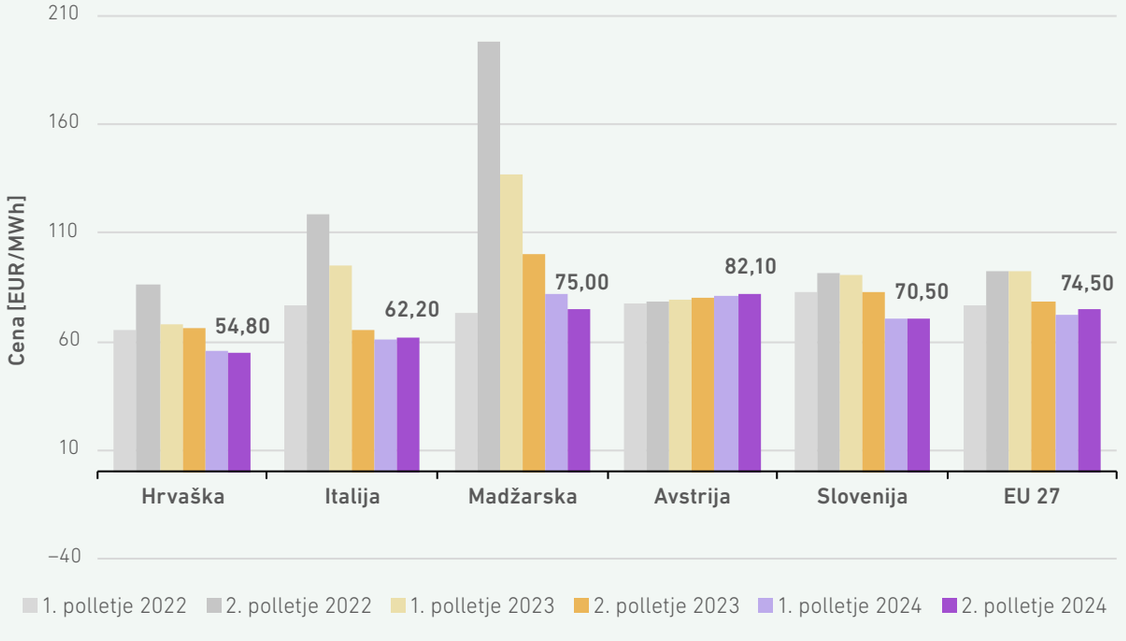
SLIKA 230: KONČNE CENE PLINA ZA POSLOVNE ODJEMALCE V SLOVENIJI Z VSEMI DAVKI IN DAJATVAMI V OBDOBJU 2021–2024



VIR: SURS

Slika 231 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 znižala za 18,3 %, medtem ko polletnega znižanja cen v drugi polovici leta v primerjavi s prvo polovico leta ni bilo zaznati. Končna cena plina za značilne poslovne odjemalce je bila 3,7 % pod povprečjem EU. V primerjavi z letom prej so bile končne cene nižje tudi v vseh sosednjih državah razen v Avstriji. Končne cene plina so se na letni ravni najbolj znižale na Madžarskem, in sicer za 34,0 %, kjer je bil tudi najvišje polletno znižanje cen, saj so se končne cene v drugi polovici leta v primerjavi s prvo polovico leta znižale za 8 %.

SLIKA 231: KONČNE CENE PLINA ZA ZNAČILNEGA POSLOVNEGA ODJEMALCA I3 Z VSEMI DAVKI IN DAJATVAMI ZA SLOVENIJO IN SOSEDNJE DRŽAVE V OBDOBJU 2022–2024

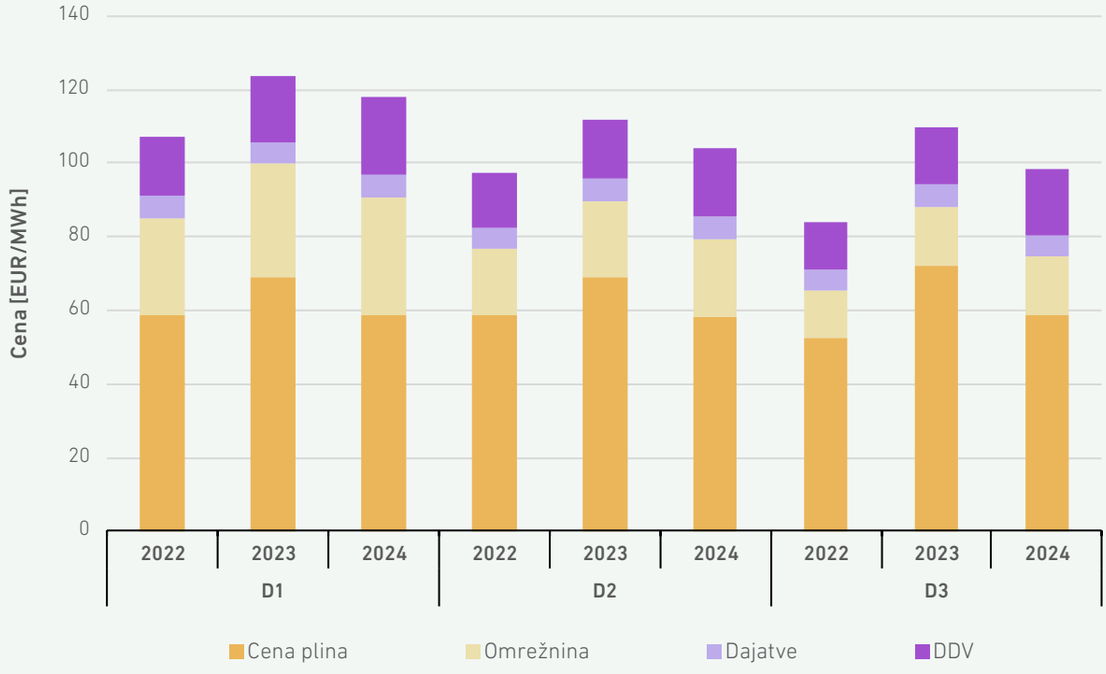


VIR: EUROSTAT

Na slikah 232 in 233 je prikazana struktura končne cene za značilne gospodinjske in poslovne odjemalce, priključene na distribucijske sisteme v obdobju 2022–2024.

V strukturi končne cene plina za gospodinjske odjemalce se je v letu 2024 v primerjavi z letom prej v vseh porabniških skupinah znižal delež energije. Delež energije v končni ceni plina tako kot v preteklih letih tudi v letu 2024 najvišji pri uporabniški skupini D3 in je znašal 59,6 % končne cene plina. Omrežnina je predstavljala najvišji delež končne cene plina pri uporabniški skupini D1 v višini 27,5 %. Uporabniška skupina D1 ima v celotnem opazovanem obdobju najvišji delež omrežnine, najnižjega pa uporabniška skupina D3.

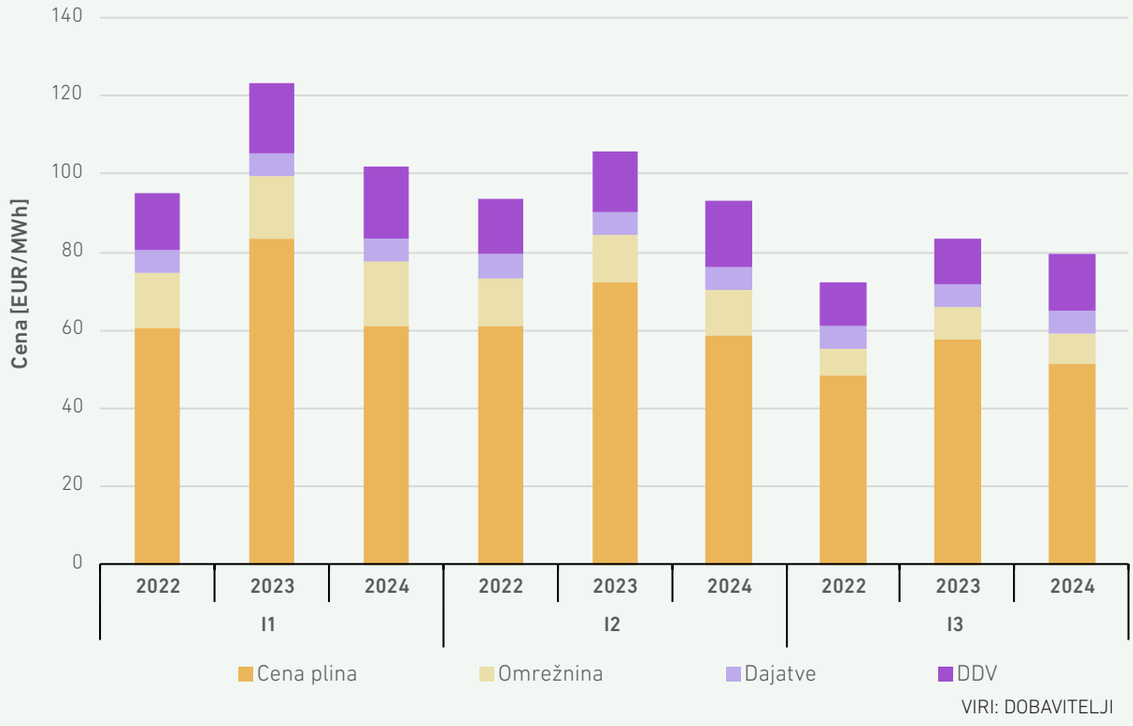
SLIKA 232: STRUKTURA KONČNE CENE PLINA ZA GOSPODINJSKE ODJEMALCE V OBDOBJU 2022–2024



VIRI: DOBAVITELJI

Tudi v strukturi končne cene plina za poslovne odjemalce se je v letu 2024 v primerjavi z letom prej za vse porabniške skupine znižal delež energije. Pri najmanjših poslovnih odjemalcih I1 je znašal delež cene plina 60,1 %, pri največjih I3 pa 64,4 % končne cene oskrbe s plinom. Omrežnina je bila v deležu končne cene oskrbe s plinom največja pri uporabniški skupini I1 v višini 22, %, najmanjša pa pri uporabniški skupini I3 v višini 10,3 %.

SLIKA 233: STRUKTURA KONČNE CENE PLINA ZA POSLOVNE ODJEMALCE V OBDOBJU 2022–2024



VIRI: DOBAVITELJI

V primerjavi s prejšnjim letom se je povečal delež davka na dodano vrednost, saj je v prvih šestih mesecih leta 2023 bila v veljavi nižja stopnja davka na dodano vrednost.

Preglednost trga

V nadaljevanju predstavljeni rezultati monitoringa učinkovitosti in konkurenčnosti maloprodajnega trga s plinom temeljijo na podlagi kontinuirane obdelave 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 AJPES 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 energetsko učinkovitost, prispevek za OVE in SPTE, okoljska dajatev (taksa za CO_2), 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 gospodinjskim in malim poslovnim odjemalcem zagotoviti pregledne informacije o svojih ponudbah za dobavo plina in z njimi povezanimi veljavnimi ceniki ter tudi splošne pogodbene 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 pogodbenih pogojev dobaviteljev.

Podrobnejša analiza uporabe primerjalnih storitev na področju dobave plina je prikazana v poglavju Zagotavljanje preglednosti maloprodajnega trga z električno energijo. Analiza števila opravljenih primerjav in preverjanj računov potrjuje izrazito zmanjšano zanimanje uporabnikov glede izbire dobavitelja oziroma produkta dobave, saj se je število opravljenih primerjalnih izračunov v primerjavi z letom 2023 zmanjšalo za dodatnih 92 %, pri čemer se je število uporabnikov, ki so izvajali primerjalne izračune, zmanjšalo za 93 %. Primerljiv upad zanimanja beležimo na področju e-storitve, ki omogoča preverjanje izdanih računov.

Nepomembno število uporabnikov storitev in ponovno drastično zmanjšanje števila opravljenih izračunov kot kazalnik odsotnosti konkurenčne ponudbe

Učinkovitost trga

Tržni deleži in koncentracija na maloprodajnih trgih

Dobava plina končnim odjemalcem

Tabela 43 prikazuje v letu 2024 dosežene tržne deleže dobaviteljev vsem končnim odjemalcem na maloprodajnem trgu s plinom v Sloveniji.

TABELA 43: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV VSEM KONČNIM ODJEMALCEM NA MALOPRODAJNEM TRGU S PLINOM V LETU 2024

Dobavitelj	Dobavljena energija [GWh]	Tržni delež
Geoplin	4.368	46,6 %
Energetika Ljubljana	1.475	15,7 %
Petrol	787	8,4 %
GEN-I	983	10,5 %
Adriaplin	438	4,7 %
Plinarna Maribor	233	2,5 %
Goodyear Slovenija	143	1,5 %
ECE	193	2,1 %
Energija plus	319	3,4 %
HSE	118	1,3 %
Drugi manjši dobavitelji	318	3,4 %
Skupaj	**9.374**[147]	**100,0 %**[148]
HHI maloprodajnega trga		**2.658**

VIR: AGENCIJA

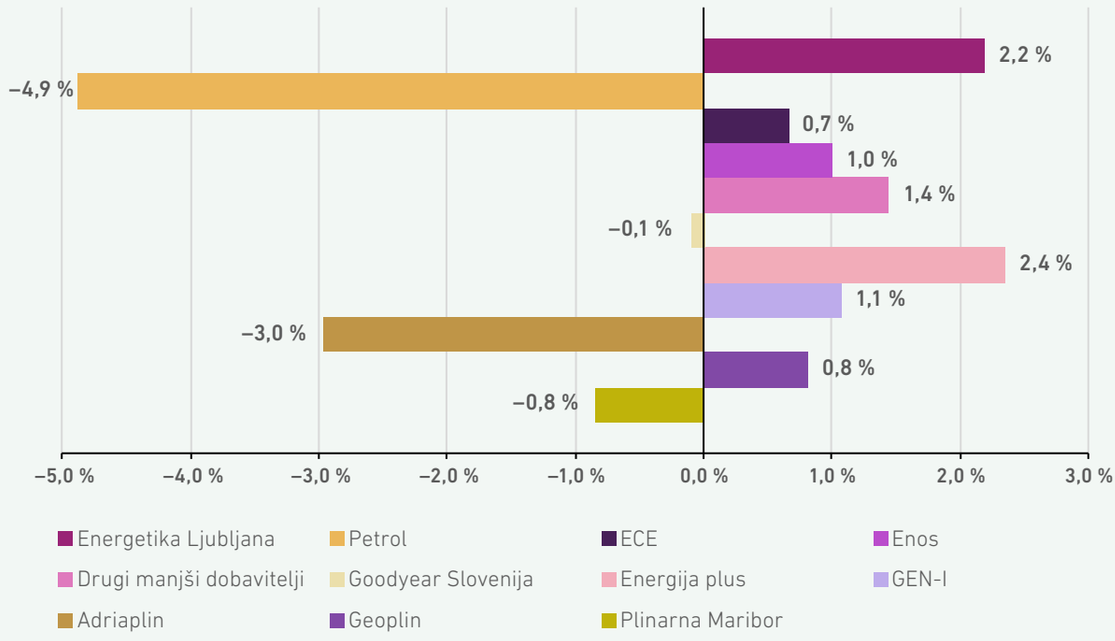
Vrednost HHI kaže, da maloprodajni trg ostaja visoko koncentriran (HHI je več kot 2.000) in da se je vrednost HHI v primerjavi z letom 2023 zvišala za 34, kar kaže na bolj ali manj nespremenjeno stanje trga in s tem ohranitev relativno nizke konkurenčnosti maloprodajnega trga.

Maloprodajni trg plina ostaja tudi v letu 2024 visoko koncentriran

Ravno tako se opazi rahel porast HHI glede na leto 2000, kjer je bil ta 2.590. Če obravnavamo količine dobave vsem odjemalcem, sta v letu 2024 glede na leto 2023 tržni delež najbolj povečala dobavitelja Energija plus in Energetika Ljubljana, največ pa sta izgubila Petrol in Adriaplin. Medletne spremembe tržnih deležev dobaviteljev končnim odjemalcem prikazuje naslednja slika.

147 Razlika med skupno vsoto in seštevki dobavljene energije dobaviteljev je posledica zaokroževanja števil.
148 Razlika med skupno vsoto in seštevki tržnih deležev dobaviteljev je posledica zaokroževanja na eno decimalno mesto.

SLIKA 234: SPREMEMBE TRŽNIH DELEŽEV NA TRGU ZA KONČNE ODJEMALCE V LETU 2024 GLEDE NA LETO 2023[149]



VIR: AGENCIJA

Povečanje tržnega deleža pri Energiji plus, Energetiki Ljubljana in GEN-I-ju je lahko posledica akcijskih ali rednih ponudb, ki so bile precej nižje od najvišje dovoljene cene plina po koncu regulacija.

Dobava plina poslovnim odjemalcem

Tržne deleže dobaviteljev plina, ki so v letu 2024 dobavljali poslovnim odjemalcem, prikazuje tabela 44.

149 Spremembe tržnih deležev so zaokrožene na eno decimalno mesto.

TABELA 44: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV POSLOVNIM ODJEMALCEM NA MALOPRODAJNEM TRGU S PLINOM

Dobavitelj	Dobavljena energija [GWh]	Tržni delež
Geoplin	4.368	52,7 %
Energetika Ljubljana	1.165	14,1 %
Petrol	631	7,6 %
GEN-I	723	8,7 %
Adriaplin	308	3,7 %
Plinarna Maribor	96	1,2 %
Goodyear Slovenija	143	1,7 %
ECE	165	2,0 %
Energija plus	306	3,7 %
HSE	118	1,4 %
Drugi manjši dobavitelji	269	3,2 %
Skupaj	**8.292**	**100,0 %**
HHI maloprodajnega trga		**3.154**

VIR: AGENCIJA

Sprememba vrednosti HHI v primerjavi z letom prej je bila sorazmerno majhna. V letu 2024 se je HHI znižal za 17 na 3.154, kar kaže, da je maloprodajni trg ostal visoko koncentriran (HHI je več kot 2.000). Leta 2000 je bil ta 3.110, iz česar se vidi, da je rahel trend zviševanja koncentracije.

Tudi na trgu dobave poslovnim odjemalcem so največji delež pridobili Energija plus, Energetika Ljubljana in GEN-I. Energija plus je tržni delež povečala za 2,7 odstotne točke, Energetika Ljubljana za 2,5 odstotne točke in GEN-I je tržni delež povečal za 1,4 %. Manjši dobavitelji so povečali svoj delež za 1,7 %. ECE in Geoplin sta svoj delež povečala pod eno odstotno točko.

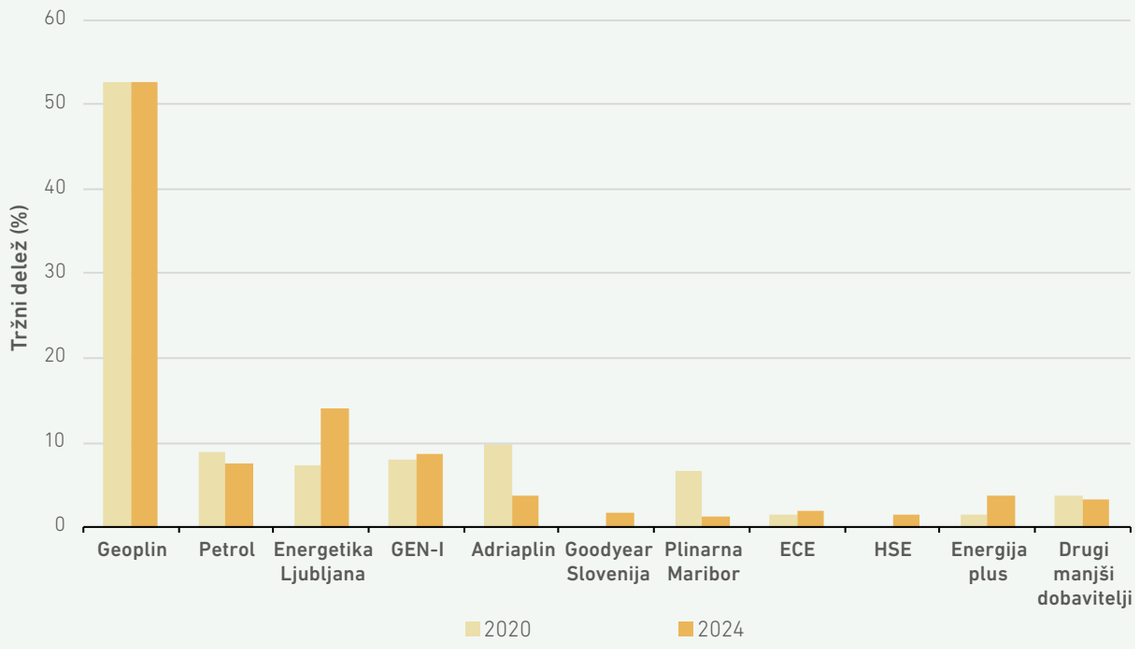
Največji del tržnega deleža so izgubili Petrol v višini –5,4 %, Adriaplin –3,4 %, in Plinarna Maribor –0,7 %.

Iz primerjave tržnih deležev dobaviteljev poslovnim odjemalcem v letih 2020 in 2024, ki jo prikazuje slika 235, je razvidno, da so v petletnem obdobju svoj delež povečali Energetika Ljubljana (+6,7 odstotne točke), Energija plus (+2,2 odstotne točke), Goodyear Slovenija (+1,7 odstotne točke), znižanje pa je bilo najizrazitejše pri Adriaplinu (–6,0 odstotne točke), Plinarni Maribor (–5,5 odstotne točke) in skupini manjših dobaviteljev (–0,6 odstotne točke).

Največji štirje dobavitelji plina poslovnim odjemalcem imajo 83-% tržni delež

Deleži dobave plina poslovnim odjemalcem kažejo na zmanjšanje konkurenčnosti trga za odjemalce, saj so po količinah dobave največji štirje dobavitelji svoje deleže obdržali na predhodnih ravneh.

SLIKA 235: PRIMERJAVA TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV POSLOVNIM ODJEMALCEM V LETIH 2020 IN 2024



VIR: AGENCIJA

Dobava plina gospodinjskim odjemalcem

Tržne deleže dobaviteljev plina na tržnem segmentu maloprodajnega trga gospodinjskih odjemalcev v letu 2024 prikazuje tabela 45.

TABELA 45: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV GOSPODINJSKIM ODJEMALCEM NA MALOPRODAJNEM TRGU S PLINOM

Dobavitelj	**Dobavljena energija [GWh]**	**Tržni delež**
Energetika Ljubljana	309	28,6 %
GEN-I	260	24,1 %
Petrol	156	14,5 %
Plinarna Maribor	137	12,6 %
Adriaplin	130	12,0 %
ECE	29	2,6 %
Istrabenz plini	24	2,2 %
Energija plus	12	1,1 %
Energetika Celje	4	0,4 %
Drugi manjši dobavitelji	21	1,9 %
Skupaj	**1.082**	**100,0 %**
HHI maloprodajnega trga		**1.925**

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 tretjo leto zapored povišala. V primerjavi z letoma 2022 in 2023, ko je HHI znašal 1.731 oziroma 1.892, se je HHI v letu 2024 povečal za 33. Tržni delež treh največjih dobaviteljev (CR3) je znašal dobrih 67,1 %, kar je 0,8 % več kot leto prej. Navedeni delež so si razdelili isti trije največji dobavitelji kot v letu 2023.

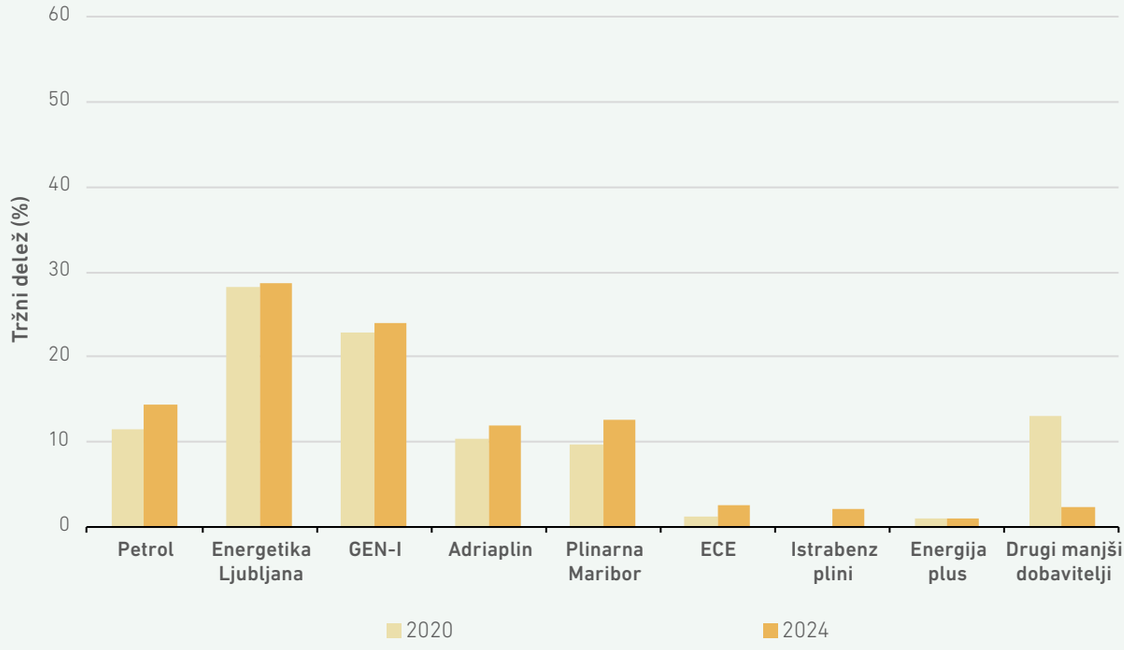
V letu 2024 je v primerjavi z letom prej za 1,1 odstotne točke uspelo tržni delež povečati Energetiki Ljubljana, za 0,9 odstotne točke Adriaplinu. Tržni delež je še povečal GEN-I, in sicer za 0,2 %.

Na drugi strani je največje zmanjšanje tržnega deleža v segmentu gospodinjskih odjemalcev vidna pri Plinarni Maribor (–1,6 %). Delež dobave se je zmanjšal še Petrolu in ECE ter drugim manjšim dobaviteljem. Pri Petrolu je bil delež nižji za 0,5 odstotne točke, pri ECE za 0,1 odstotne točke, pri drugih manjših dobaviteljih pa se je tržni delež zmanjšal za manj kot 0,1 odstotne točke. Pri navedenih spremembah tržnih deležev so vzroki spremembe prenehanju opravljanja dejavnosti dobave plina gospodinjskim odjemalcem s strani dveh dobaviteljev ter nepredvidljive razmere na trgu plina.

Maloprodajni trg dobave gospodinjskim odjemalcem ostaja nizko koncentriran

Spremembe tržnih deležev dobaviteljev gospodinjskim odjemalcem v letih 2020 in 2024 prikazuje slika 236. Tržni delež sta najbolj povečali Petrolu (3,1 %) in Plinarni Maribor (2,9 %). Tržni delež se je na drugi strani v teh letih najbolj znižal drugim manjšim dobaviteljem (–10,7 %).

SLIKA 236: PRIMERJAVA TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV GOSPODINJSKIM ODJEMALCEM V LETIH 2020 IN 2024

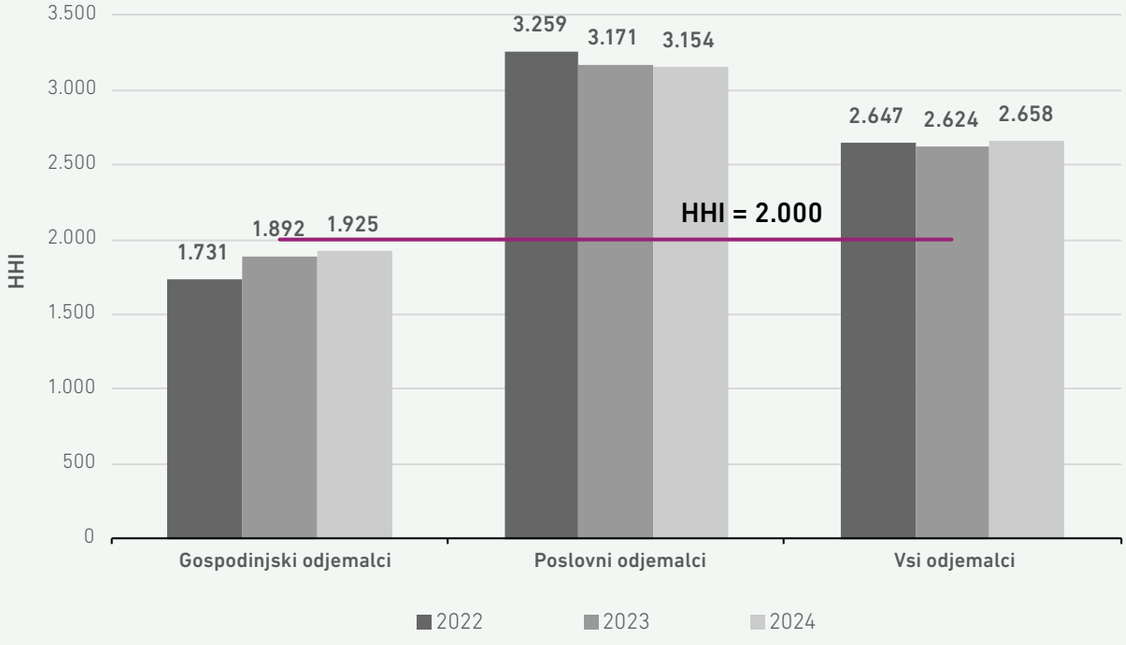


VIR: AGENCIJA

Primerjava koncentracij na zadevnih trgih

V letu 2024 se je vrednost HHI povečala v segmentu dobave na maloprodajnem trgu gospodinjskih odjemalcev, pri poslovnih odjemalcih pa se je znižala. Manjše zvišanje vrednosti HHI je bilo tudi v opazovanem segmentu vseh odjemalcev. Vrednosti HHI za triletno obdobje prikazuje slika 237. Stanje maloprodajnega trga ne odraža želenega stanja konkurenčnega trga. Segment gospodinjskih 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, kjer ni opaziti bistvenega izboljšanja.

SLIKA 237: GIBANJE HHI NA MALOPRODAJNIH TRGIH V OBDOBJU 2022–2024



VIRI: DOBAVITELJI

Slika 238 prikazuje indeks stopnje koncentracije treh CR3[150] na posameznih segmentih trga v zadnjih treh letih. Vrednosti CR3 so na segmentih dobave poslovnim odjemalcem in vsem odjemalcem v letu 2024 presegle mejo visoke stopnje koncentracije (70 %). Negativen trend povečevanja stopnje koncentracije v letu 2024 v primerjavi z letoma 2022 in 2023 je moč opaziti pri dobavi gospodinjskim odjemalcem.

150 Skupni tržni delež treh največjih dobaviteljev na trgu

SLIKA 238: STOPNJA KONCENTRACIJE CR3 IN ŠTEVILO DOBAVITELJEV S TRŽNIM DELEŽEM, VEČJIM OD 5 %, V OBDOBJU 2022–2024



VIRI: DOBAVITELJI

Menjave dobavitelja

Število menjav dobavitelja je eden izmed ključnih kazalnikov dobro delujočega maloprodajnega trga. V letu 2024 še vedno ne moremo govoriti o dobro delujočem trgu, ker je bilo obdobje z namenom zaščite gospodinjskih in drugih skupin ranljivih odjemalcev zaznamovano z oskrbo s plinom po regulirani navzgor omejeni ceni v začetnih mesecih leta 2024, zato so odjemalci imeli na razpolago večjo raznolikost ponudb šele po končanju reguliranih cen plina.

Maloprodajni trg plina je bil v letu 2024 precej statičen, kar je razvidno iz statistike zamenjav dobavitelja. Število zamenjav dobavitelja je bilo daleč najnižje v obdobju od leta 2012, ko je maloprodajni trg s plinom resnično zaživel. Dobavitelja plina je zamenjalo le 1.953 odjemalcev, in sicer 1.002 gospodinjskih in 951 poslovnih odjemalcev. Pri gospodinjskih odjemalcih je bilo zaznati večje število menjav dobavitelja v prvih in zadnjem mesecu leta 2024.

Operater prenosnega sistema je v koledarskem letu 2024 zabeležil tri zamenjave dobavitelja plina uporabnikov sistema v času trajajoče veljavne pogodbe o prenosu.

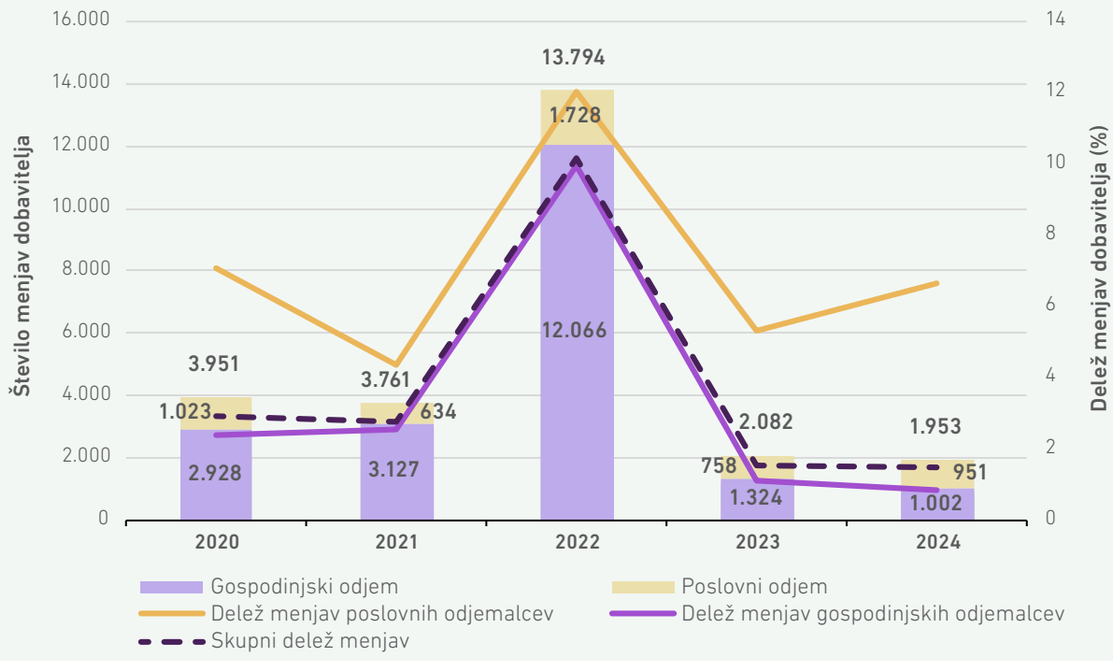
Najnižje število zamenjav dobavitelja od leta 2012

V zaprtih distribucijskih sistemih je bila v letu 2024 samo ena zamenjava dobavitelja plina.

V primerjavi z letom 2023 je skupno število menjav nižje za 6,2 %. Pri gospodinjskih odjemalcih se je število menjav znižalo za 24,3 % (s 1.324 v letu 2023 na 1.002 odjemalcev v letu 2024), medtem ko je pri poslovnem odjemu zvišalo za dobrih 25 % (iz 758 v letu 2023 na 951 odjemalcev v letu 2024).

Če izvzamemo 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. Število zamenjav dobavitelja v letu 2024 je bilo kar 77 % nižje od števila menjav v letu 2015 oziroma skoraj 70 % nižje od povprečja v obdobju 2012–2023.

SLIKA 239: GIBANJE ŠTEVILA MENJAV DOBAVITELJA V OBDOBJU 2020–2024



VIR: AGENCIJA

Delež menjav dobavitelja je pri gospodinjskih odjemalcih v letu 2024 dosegel le slab odstotek (0,8 %), kar kaže na neaktivnost odjemalcev, ki pa je med drugim verjetno posledica reguliranih cen in izenačenih pogojev dobave pri večini dobaviteljev. Nekoliko boljše je bilo pri poslovnih odjemalcih, kjer je delež zamenjav dosegel 6,6 %.

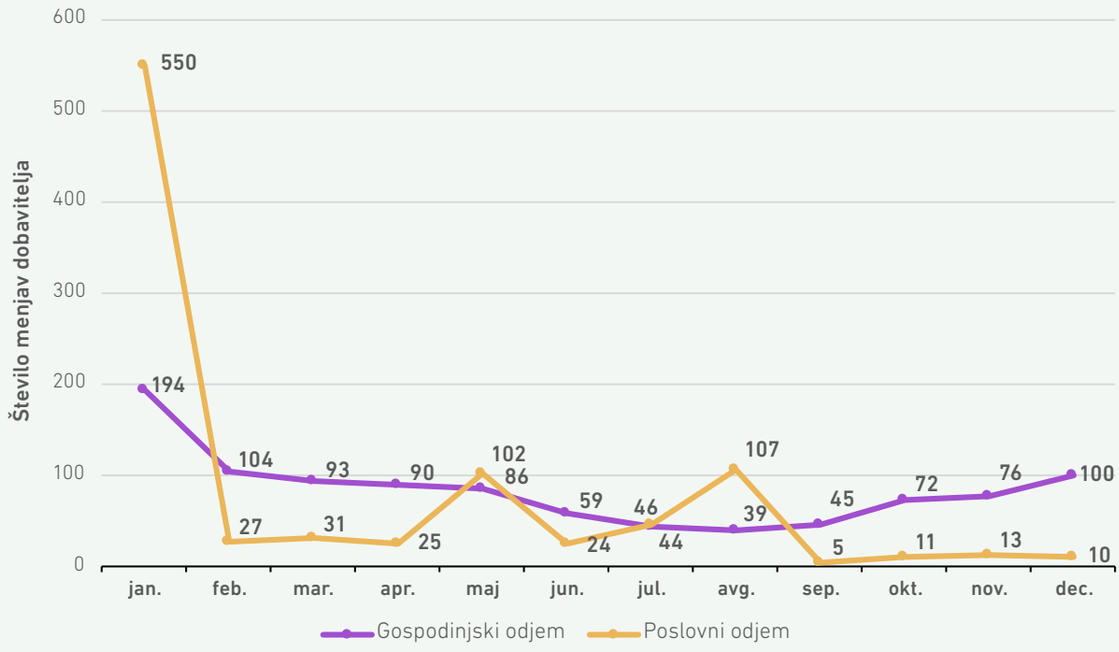
Le 1,5 % vseh odjemalcev je menjalo dobavitelja

V letu 2024 je bilo pri poslovnih odjemalcih mogoče opaziti povečano število menjav dobavitelja v januarju (550 odjemalcev), kar je običajno posledica potekov sklenjenih pogodb o dobavi za določen čas, ki so pogosto sklenjene za obdobje koledarskega leta. V nadaljevanju je opaziti še povečano število zamenjav v maju (102 odjemalca) in avgustu (107 odjemalcev).

V januarju 2024 kar 58 % menjav dobavitelja pri poslovnih odjemalcih

Delež menjav dobavitelja v januarju, maju in avgustu, ko je bilo menjav največ, je predstavljal kar 80 % vseh v letu izvedenih menjav. Število menjav dobavitelja pri gospodinjskih in poslovnih odjemalcih po posameznih mesecih prikazuje slika 240.

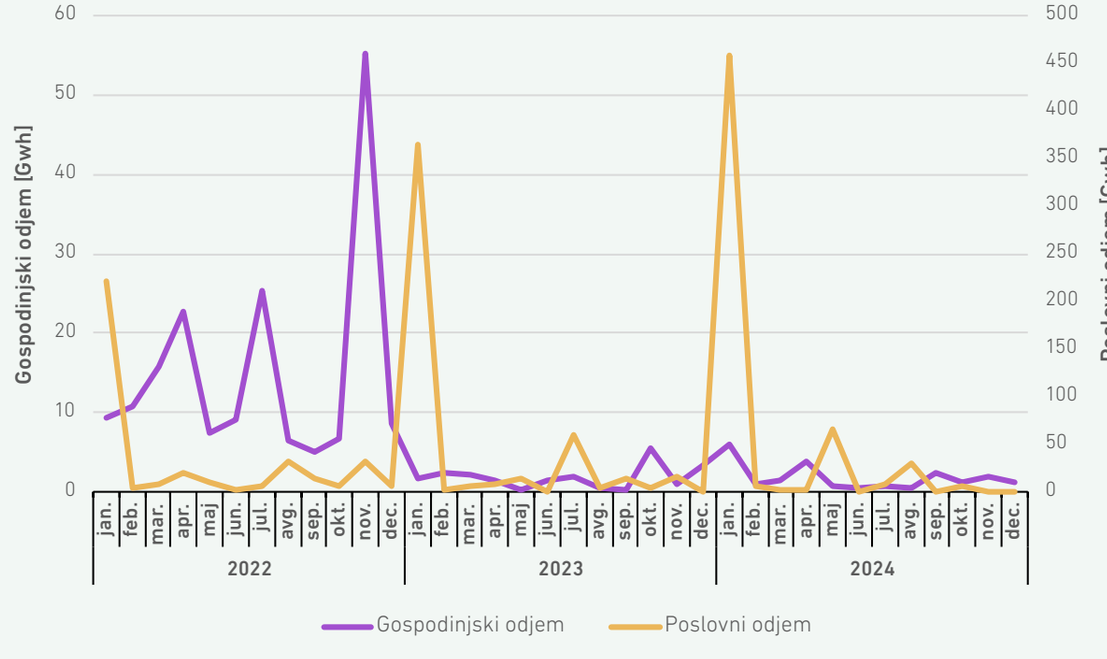
SLIKA 240: DINAMIKA ŠTEVILA MENJAV DOBAVITELJA GLEDE NA TIP ODJEMA



VIR: AGENCIJA

Zamenjana količina energije je predvidena letna poraba plina odjemalcev, ki so zamenjali dobavitelja. Pri poslovnih odjemalcih je bila na letni ravni zabeležena 18-odstotna rast. Samo v januarju 2024 je bila količina predvidene letne porabe plina odjemalcev, ki so zamenjali dobavitelja, na ravni z zamenjano količino energije v celotnem letu 2023. Drugače je bilo pri gospodinjskih odjemalcih, kjer je v letu 2024 bila zamenjana količina energije na približno enaki ravni kot leta 2023. Trend gibanja količine zamenjanega plina po mesecih v obdobju 2022–2024 prikazuje slika 241.

SLIKA 241: KOLIČINE ZAMENJANEGA PLINA GLEDE NA TIP ODJEMA



VIR: AGENCIJA

Količina zamenjanega plina na segmentu gospodinjskega odjema je bila najvišja v decembru 2023 in se je nadaljevala v januar 2024. V januarju 2024 je bila količina zamenjanega plina 27 % celotnega leta.

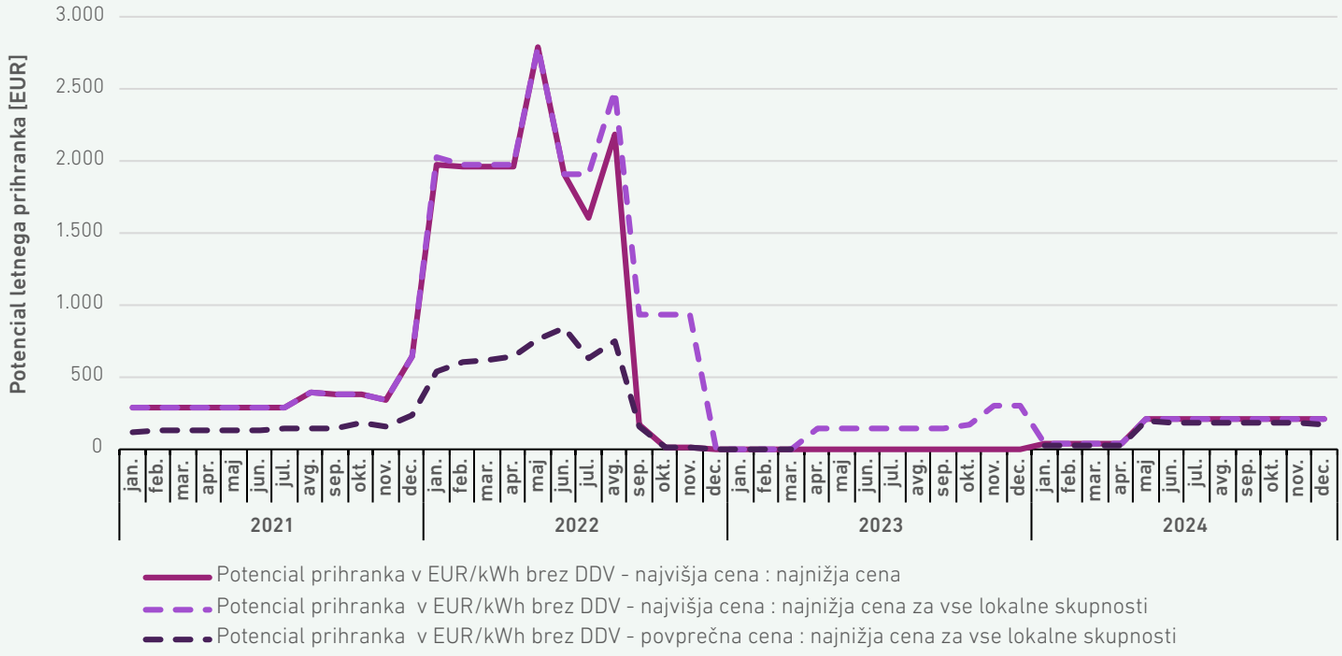
Pri poslovnem odjemu je bila zamenjana količina plina najvišja v januarju, ko je bilo zamenjanih dobrih 78 % letno zamenjanih količin. Večji delež zamenjanih količin je bil zabeležen tudi v maju, ko je ta delež znašal slabih 11,4 %, in v avgustu, ko je ta delež znašal 5,2 %.

Sprememba vzorca je predvsem posledica relativno statičnih razmer maloprodajnega trga za gospodinjske odjemalce, medtem ko so poslovni odjemalci že imeli več možnosti za prestop na oskrbo pod ugodnejšimi pogoji.

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 so bile v prvih štirih mesecih leta 2024 v veljavi navzgor omejene regulirane cene za gospodinjske odjemalce, so bile razlike med ponujenimi cenami plina opazne šele od maja naprej. Mesečna poraba plina je pri večini gospodinjskih 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 242: POTENCIALNI PRIHRANEK LETNIH STROŠKOV OSKRBE V PRIMERU MENJAVE DOBAVITELJA ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA V OBDOBJU 2021–2024



VIR: AGENCIJA

V posameznem mesecu prikazan potencialni prihranek pri menjavi dobavitelja z najvišjo ceno dobave 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 210 evrov zgolj teoretične narave. Prikaz potencialnih prihrankov v letu 2024 v primeru razlik med povprečno ceno in najnižjo ceno plina za vse lokalne skupnosti ima vrednosti le od maja dalje, ko cena ni bila več omejena navzgor. Potencialni prihranek med povprečno in najnižjo ceno plina za 12 mesecev znaša približno 170 EUR.

Glede na razpoložljivost ponudbe v obdobju manjše porabe je bil ta prihranek bistveno nižji. Dobavitelj GEN-I je v maju ponudil najnižjo ceno 49,5 EUR/MWh, Energija plus pa še malenkost nižjo ceno 49,4 EUR/MWh od junija dalje. Če upoštevamo, da je odjemalec v prvi polovici leta imel ponudbo z regulirano ceno plina, v drugi polovici leta pa je prešel z najvišje ponudbe (59,9 EUR/MWh) na najnižjo ceno, je s tem prihranil 105 evrov. Če pa je enak odjemalec ob enakih pogojih prešel na ponudbo s povprečno ceno na trgu, pa je lahko prihranil 81 evrov.

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 organizacijami. 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

Razmere pri oskrbi s plinom so bile vse leto 2024 stabilne, zanesljivost oskrbe niti v Sloveniji niti v drugih članicah EU ni bila ogrožena. Stanje v vsej EU je odražalo povečano raven pripravljenosti in odpornosti, kar je rezultat prizadevanj in ukrepov v letih 2022 in 2023. Na strani dobave k višji ravni zanesljivosti prispevata predvsem dva nova plavajoča terminala za utekočinjen zemeljski plin, ki delujeta v Nemčiji, še en dodaten pa se pripravlja. V zadnjih dveh letih zaradi naložb v infrastrukturo ta omogoča prenos plina tudi od novih vstopnih točk, npr. terminalov za sprejem in uparjanje utekočinjenega plina, po večini držav članic tja, kjer je potreben.

Za porabo je vse leto 2024 veljalo priporočilo Sveta EU, ki je veljalo že leto prej. Priporočilo spodbuja države članice k ohranjanju zmanjšane porabe plina do 31. marca 2025, in sicer za vsaj 15 % v primerjavi z njihovo povprečno porabo plina v referenčnem obdobju od 1. aprila 2017 do 31. marca 2022. Ciljna zmanjšana poraba plina na ravni EU je bila glede na referenčno obdobje dosežena tudi v letu 2024, čeprav je dejanska poraba v kateri od članic ostala enaka ali pa se je tudi malo povečala. Cilj na ravni EU je bil dosežen s pomočjo delno zmanjšane porabe energije in preusmeritve dela potreb po energiji na druge vire.

Prostovoljno zmanjšanje porabe plina tudi v letu 2024

Agencija spremlja mesečno porabo plina v Sloveniji in objavlja porabo ter doseženo zmanjšanje. Slovenija je za potrebe prehoda s premoga na plin v novi plinsko-parni enoti Termoelektrarne Toplarne Ljubljana izkoristila izjemo, ki velja za prehod z uporabe premoga na uporabo plina v termoelektrarnah. Poraba plina v obdobju od začetka aprila 2024 do konca marca 2025 je manjša za 6,4 % glede na porabo v referenčnem obdobju ob upoštevanju prej navedene izjeme.

Med ukrepi, ki so že v prejšnjih dveh letih veliko prispevali k zanesljivosti oskrbe v EU, je obvezno polnjenje skladišč plina do konca oktobra tekočega leta. Skladišča so tudi najpomembnejši vir prožnosti pri dobavi plina v EU, saj je velika večina uskladiščenega plina na voljo za trg. Raven napolnjenosti skladišč 1. novembra 2024 na ravni EU je znašala po podatkih ENTSOG malo nad 95 %, kar je pomenilo približno 1.093 TWh plina. Kot leto prej

Razmere pri oskrbi s plinom v EU stabilne, tudi v Sloveniji oskrba nemotena

je tudi tokratna raven napolnjenosti presegla zahtevano 90-odstotno raven. Poraba plina iz skladišč odraža predvsem dvoje – temperature v zimskih mesecih in razmere na trgu. Temperature so bile v večini držav članic EU od oktobra 2024 do aprila 2025 razmeroma visoke, vendar nižje kot leto prej. Cenovne razmere na trgu so občasno spodbujale rabo plina iz skladišč. Posledica je bila nizka raven napolnjenosti skladišč v EU, ki je bila 1. aprila 2025 le še malo nad 34 %. Za Slovenijo, ki nima skladišč, velja obveznost, da dobavitelji, ki so nosilci bilančnih skupin, na dan 1. novembra v tekočem letu v skladiščih v tujini uskladiščijo 15 % povprečne porabe plina zadnjih petih let. Nosilci bilančnih skupin v Sloveniji so imeli 1. novembra 2024 v skladiščih v drugih državah članicah EU uskladiščene količine plina, ki ustrezajo približno 15 % povprečne porabe plina v njihovih bilančnih skupinah, vključno s podskupinami, v zadnjih petih letih, s čimer so izpolnili navedeno obveznost na ravni Slovenije.

Ministrstvo za okolje, podnebje in energijo ter agencija sta tesno vpeta v sodelovanje med pristojnimi organi držav članic in združenji, ki poteka v Koordinacijski skupini za plin. Ta skupina je svetovalna skupina pri Evropski komisiji, ki omogoča izmenjavo informacij o stanju v posameznih državah članicah EU, posvetovanja in usklajevanja o načrtovanih in morebitnih potrebnih ukrepih in podobno. Koordinacijska skupina za plin je tudi v letu 2024 redno zasedala in oblikovala mnenja ter ocene posledic pričakovanih dogodkov, ki so vplivali na zanesljivost oskrbe. Primera za to sta bila obveznost skladiščenja in pričakovan iztek pogodbe o tranzitu ruskega plina po plinovodih čez Ukrajino konec leta 2024, na katerega so se v državah članicah tudi ustrezno pripravili. Evropska komisija je novembra 2024 organizirala tudi tridnevno vajo, na kateri so predstavniki operaterjev prenosnih sistemov, pristojnih organov ter nekaterih regulativnih organov iz skoraj vseh držav članic preizkusili postopke in pripravljenost na morebitno hujše pomanjkanje plina v več državah članicah. Evropska komisija bo ugotovitve uporabila pri snovanju dopolnjene zakonodaje. Slovenijo so na vaji dobro zastopali predstavniki ministrstva, agencije in Plinovodov, ki so izkazali visoko stopnjo pripravljenosti. Vse te dejavnosti so močno prispevale k odpornosti celotnega plinskega sistema, pripravljenosti na morebitne

krizne situacije in visoki zanesljivosti oskrbe v EU in državah članicah.

V Sloveniji se je redno sestajala krizna skupina, katere člani so predstavniki ministrstva, agencije, operaterja prenosnega sistema in dobaviteljev. Število teh sestankov je bilo manjše kot leto prej. Krizna skupina je spremljala situacijo glede oskrbe s plinom v Sloveniji in EU, si izmenjevala informacije in bi po potrebi tudi usklajevala ukrepe na ravni Slovenije. V državi je bila vse leto 2024 še veljavna stopnja zgodnjega opozarjanja, ki je prva od treh stopenj krize in je bila razglašena od julija 2022. V vsem letu 2024 še niso bili popolnoma odpravljeni razlogi, zaradi katerih je bila razglašena, zato krizna skupina ni predlagala sprememb.

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 2024 do 30. septembra 2025 znašajo potrebne količine plina za oskrbo zaščitenih odjemalcev:

(a) v sedemdnevnem obdobju z najnižjimi temperaturami: 14.266 MWh/dan;
(b) v tridesetdnevnem obdobju s posebno velikim povpraševanjem: skupne 30-dnevne količine 282.257 MWh ali povprečno 9.408 MWh/dan;
(c) v tridesetdnevnem obdobju ob prekinitvi na posamezni največji infrastrukturi: 10.494 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

Pravica do zanesljive, kakovostne in cenovno dostopne energije



DECEMBRA 2024
85 KONČNIH ODJEMALCEV
OSKRBOVANIH POD POGOJI
ZASILNE OSKRBE



DOLOČENI ŠTIRJE
NOVI DOBAVITELJI
NADOMESTNE OSKRBE



UPRAVIČENCEV DO NUJNE OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO ALI PLINOM NI BILO



MANJ ODKLOPOV ODJEMALCEV ELEKTRIČNE ENERGIJE



MANJ ODKLOPOV ODJEMALCEV PLINA



NAJPOGOSTEJŠI RAZLOG ZA ODKLOP ELEKTRIČNE ENERGIJE NEPLAČILO, ZA ODKLOP PLINA PA ZAHTEVA KONČNEGA ODJEMALCA



VEČ PRITOŽB GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV PRI DOBAVITELJIH ELEKTRIČNE ENERGIJE (NAJVEČ NA IZSTAVLJENI RAČUN)

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,
- pravica do pritožbe pri dobaviteljih in do izvensodnega reševanja sporov,
- 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 obveščenosti

Odjemalci so o svojih pravicah, veljavnih predpisih in splošnih aktih za izvrševanje javnih pooblastil ter metodah za obravnavo pritožb v zvezi z dobavo električne energije in plina obveščeni prek Skupne kontaktne točke na spletni strani agencije, kjer so objavljene za odjemalce vse potrebne informacije. Na spletni strani je omogočen tudi dostop do primerjalnika vseh ponudb za gospodinjske in male poslovne odjemalce na trgu z električno energijo in plinom, ki ga upravlja agencija, uveden pa je bil tudi primerjalnik stroškov omrežnine za izračun omrežnine za prenosni in distribucijski sistem električne energije, ki izračuna omrežnino za leto 2024 po sedanji in novi metodologiji. Tudi v letu 2024 je agencija sproti posodobljala novice o dogajanjih na maloprodajnem trgu, na dodatni spletni strani (www.uro.si) pa uporabnike med drugim seznanjala z novim načinom obračunavanja omrežnine. Odjemalci so lahko o tej temi prek spleta postavljali tudi vprašanja robotskemu svetovalcu URO-tu. Prav tako so septembra 2024 vsi gospodinjski odjemalci prejeli brošuro »Omrežje zelene prihodnosti«, v kateri je bilo pojasnjeno, kako bo nova omrežnina vplivala na račun za električno energijo, razlogi za nujno uvedbo te spremembe ter predstavljeni želeni cilji, med katerimi sta predvsem pravičnejša razdelitev stroškov med vse uporabnike in učinkovita raba omrežij.

Pomembno sredstvo za obveščanje odjemalcev so računi in informacije na računih, za katere so zadolženi dobavitelji, operaterji oziroma druga elektroenergetska podjetja ter podjetja plinskega gospodarstva. Ti morajo na izdanih računih odjemalcem redno (periodično) zagotoviti dostop do preglednih, popolnih in razumljivih informacij o njihovi porabi in stroških, podatke o izvoru dobavljene električne energije in značilnostih njihove porabe z namenom, da odjemalci lahko nadzirajo svojo porabo in stroške porabljene energije in so s tem motivirani za varčevanje. Odjemalcem morajo na njihovo zahtevo brezplačno podati tudi pojasnilo o tem, kako je pripravljen njihov račun oziroma končni obračun glede na dejansko porabo. Tako na računu kot tudi na spletni strani dobaviteljev morajo imeti odjemalci zagotovljene jasne in razumljive informacije o obravnavi pritožb ter o tem, kako in kam lahko pritožbo pošljejo.

Prav tako morajo vsi dobavitelji odjemalce električne energije in plina pred sklenitvijo pogodbe o dobavi seznaniti s splošnimi pogoji dobave, ki morajo biti odjemalcem prijazni, jasni in nedvoumni, kar morajo zagotoviti najmanj z objavo na svoji spletni strani. Gospodinjski in mali poslovni odjemalci plina ter gospodinjski odjemalci električne energije morajo biti o morebitni spremembi splošnih pogojev dobave, ki se nanašajo na izpolnjevanje pogodbe in vključujejo tudi spremembe cen, ki bi lahko pomenile povišanje plačila oskrbe, na pregleden in razumljiv način obveščeni pravočasno, to je vsaj en mesec pred njihovo uveljavitvijo, ostali odjemalci električne energije pa v skladu z ZOEE najmanj dva tedna pred njihovo uveljavitvijo. Zaradi spremembe

splošnih pogojev dobave lahko gospodinjski 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 gospodinjskim odjemalcem poslano brezplačno na način, ki je določen v pogodbi o dobavi.

Učinkovit dostop do podatkov o porabi morajo končnim odjemalcem omogočiti tudi operaterji distribucijskega sistema električne energije in plina, ki morajo odjemalce pred priključitvijo na sistem obvestiti, da lahko svojega dobavitelja izbirajo prosto na trgu. Za lažjo izbiro dobavitelja je na spletni strani agencije dostopen primerjalnik stroškov oskrbe, ki je bil v letu 2024 nadgrajen s podporo zamejevanju cen po modelu delitve količin na področju ponudb za dobavo električne energije. Primerjalnik ponudb poleg informacij o paketnih in akcijskih ponudbah dobaviteljev električne energije in plina ter cenikov vsebuje tudi ponudbe za pogodbe z dinamičnimi cenami električne energije. Primerjalnik je namenjen gospodinjskim in malim poslovnim odjemalcem ter omogoča izračun stroška za uporabo omrežja po novi metodologiji obračunavanja omrežnine. Bolj aktivni odjemalci (tj. tisti, ki se lahko ali želijo ukvarjati s cenami na borzi) pa imajo možnost do produktov na podlagi dinamičnih cen. 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.

Agencija je v skladu s svojimi pristojnostmi v letu 2024 med drugim preverjala skladnost dobaviteljev z zakonskimi določbami glede dinamičnih cen, pri čemer kršitev določb veljavne zakonodaje v tem delu ni ugotovila. Je pa pri dobavitelju električne energije odjemalcem s samooskrbo ugotovila nepravilnosti, povezane z zaračunavanjem na novo uvedenega stroška, ter mu z odločbo zaračunavanje prepovedala in mu naložila spremembo cenikov za dobavo električne energije za gospodinjski in mali poslovni odjem. Prav tako je pri dobavitelju dosegla odpravo ugotovljenih kršitev, povezanih z zagotavljanjem izvensodnega reševanja potrošniških sporov.

Pravica do zasilne, nadomestne, osnovne in nujne oskrbe

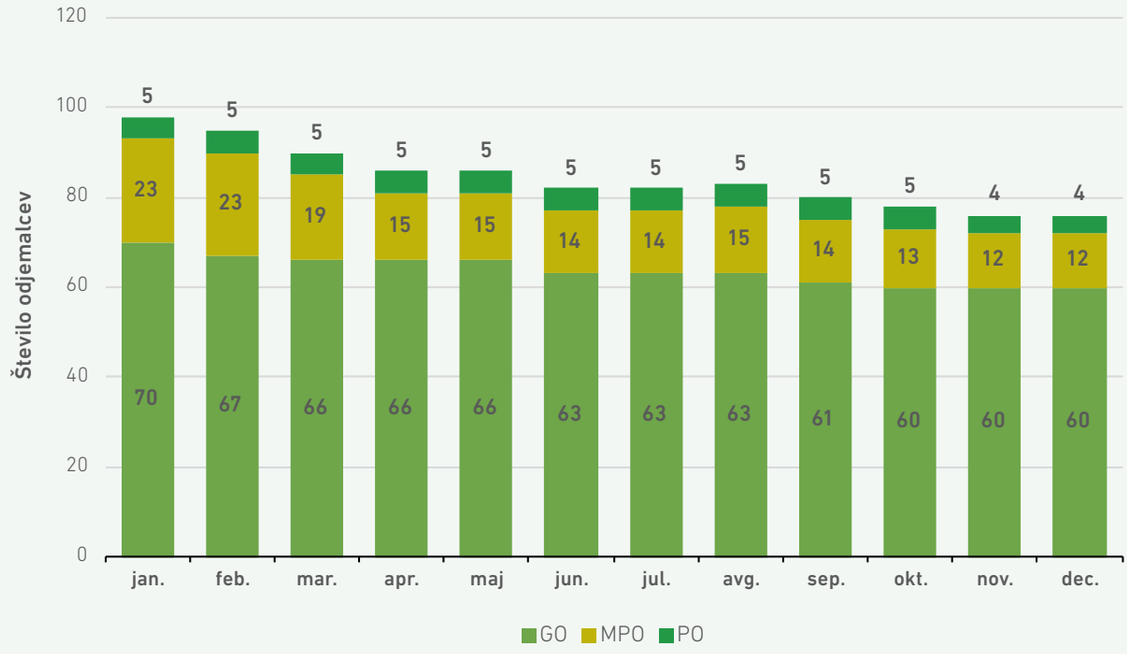
Pravica do zasilne oskrbe za odjemalce električne energije

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. ZOEE izvajanja 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 izvajanja zasilne oskrbe. Ker dobavo električne energije za zasilno oskrbo izvaja operater, ki sicer ne izvaja dejavnosti dobave električne energije, ceno za zasilno oskrbo na podlagi ZOEE določi operater distribucijskega sistema 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 2024 je bilo pod pogoji zasilne oskrbe zaradi razlogov na strani dobavitelja oskrbovanih 60 gospodinjskih odjemalcev, 12 malih poslovnih odjemalcev ter štirje poslovni odjemalci, kar je nekoliko manj kot leto prej, na zahtevo pa pet gospodinjskih odjemalcev in štirje mali poslovni odjemalci, skupaj 85 končnih odjemalcev. Slike v nadaljevanju prikazujejo število odjemalcev, oskrbovanih pod pogoji zasilne oskrbe zaradi razlogov na strani dobavitelja po posameznih mesecih v letu 2024.

Decembra 2024 je bilo 85 končnih odjemalcev oskrbovanih pod pogoji zasilne oskrbe

SLIKA 243: ZASILNA OSKRBA ZARADI RAZLOGOV NA STRANI DOBAVITELJA PO POSAMEZNIH MESECIH V LETU 2024

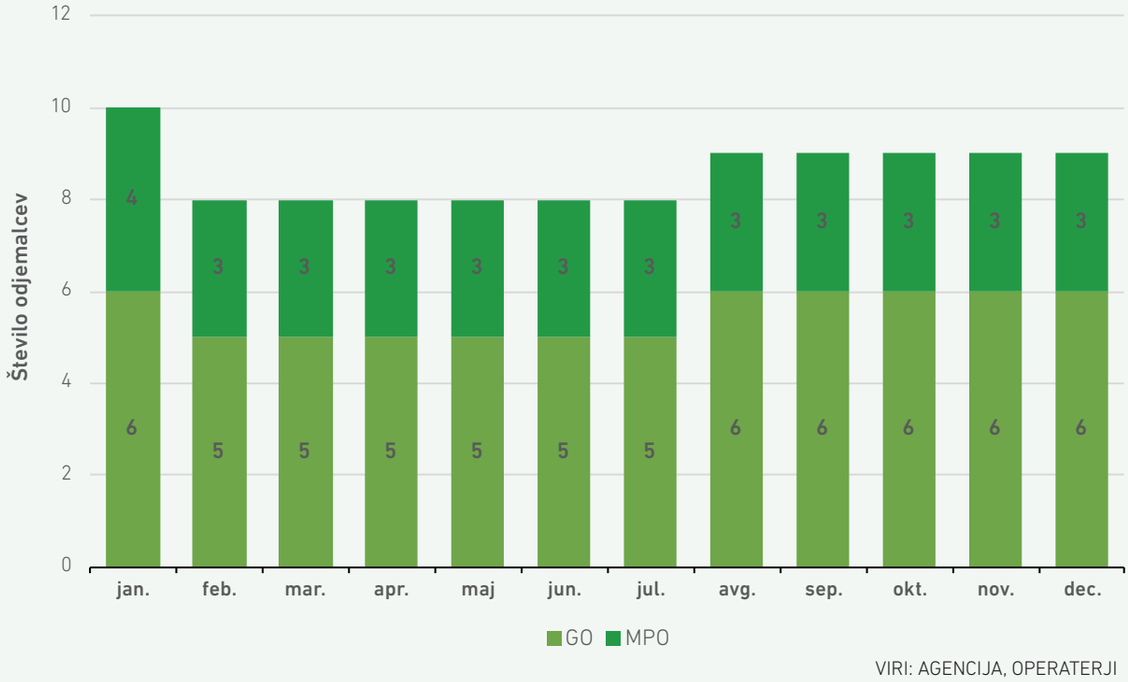


VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI

Na izrecno zahtevo gospodinjskih in malih poslovnih odjemalcev električne energije je operater distribucijskega sistema električne energije tudi v letu 2024 oskrboval gospodinjske in male poslovne odjemalce. Število oskrbovanih končnih odjemalcev pod pogoji zasilne oskrbe na izrecno zahtevo je celo leto ostalo skoraj nespremenjeno (na novo je podal zahtevo za zasilno oskrbo le en mali poslovni odjemalec, enemu pa je oskrba pod temi pogoji prenehala).

Zasilna oskrba na zahtevo odjemalca po mesecih v letu 2024 je razvidna z naslednje slike.

SLIKA 244: ŠTEVILO ODJEMALCEV, OSKRBOVANIH POD POGOJI ZASILNE OSKRBE NA LASTNO ZAHTEVO V POSAMEZNEM MESECU LETA 2024



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 gospodinjski odjemalci, mali poslovni odjemalci, skupni gospodinjski odjemalci in zaščiteni odjemalci[151], 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 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.

Do 31. 8. 2024 je nadomestno oskrbo izvajalo pet dobaviteljev nadomestne oskrbe, ki jih je določila agencija v letu 2022 (Adriaplin, Energetika Ljubljana, GEN-I, Petrol in Plinarna Maribor). Agencija je v letu 2024 za naslednji dve leti določila štiri nove dobavitelje (Adriaplin, Energetika Ljubljana, GEN-I in Petrol), ki bodo izvajali nadomestno oskrbo do 31. 8. 2026. Vlada je z namenom, da zaščiti nekatere odjemalce tega energenta tudi v letu 2024 (do 30. 4. 2024), ceno nadomestne oskrbe zamejila z najvišjo dovoljeno maloprodajno ceno.

Določeni štirje novi dobavitelji nadomestne oskrbe

Nadomestna oskrba se po poročanju dobaviteljev plina v letu 2024 pri večini dobaviteljev nadomestne oskrbe ni izvajala, razen pri enem dobavitelju nadomestne oskrbe, ki je v prvih mesecih leta 2024 zagotavljal nadomestno oskrbo 26 gospodinjskim odjemalcem in sedmim malim poslovnim odjemalcem. Konec leta 2023 se je dobavitelj plina (JP KPV) odločil, da s 1. 1. 2024 zaključi izvajanje dejavnosti dobave plina. Kljub obveščanju odjemalcev o prenehanju dobave nekateri mali poslovni in gospodinjski odjemalci niso pravočasno menjali dobavitelja, zato jim je dobavitelj odpovedal pogodbo o dobavi z 31. 12. 2023, s tem dnem pa je bil dobavitelj tudi izbrisan kot član bilančne sheme.

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 zavrniti 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, določbe te pogodbe ali dobavnih pogojev (npr. neporavnane obveznosti) kršijo, jim lahko dobavitelj pogodbo o dobavi v skladu z objavljenimi splošnimi pogoji o dobavi odpove.

Cena plina je bila v letu 2024 za gospodinjske odjemalce, za končne odjemalce plina, ki s toploto oskrbujejo več gospodinjstev preko skupne kurilne naprave v lasti ali solasti teh gospodinjstev (v nadaljnjem besedilu skupni gospodinjski odjemalec), za izvajalce gospodarske javne službe distribucije toplote, ki izvajajo distribucijo toplote v skladu z določbami ZOTDS, ter za druge proizvajalce toplote za plin za proizvodnjo toplote za gospodinjske odjemalce, omejena do 30. 4. 2024 z uredbo vlade o določitvi cen plina iz plinskega sistema.[152] Uredba se je uporabljala tudi za nadomestno in osnovno oskrbo s plinom.

V letu 2024 so trije dobavitelji plina oskrbovali svoje odjemalce pod pogoji osnovne oskrbe, pri čemer je en dobavitelj pod temi pogoji oskrboval le gospodinjske odjemalce, eden samo male poslovne odjemalce, in eden gospodinjske in male poslovne odjemalce. Pod pogoji osnovne oskrbe je bilo v letu 2024 skupaj oskrbovanih 196 odjemalcev (149 gospodinjskih odjemalcev in 47 malih poslovnih odjemalcev).

151 Definicija zaščitenega odjemalca zajema poleg gospodinjskih odjemalcev, skupnih gospodinjskih odjemalcev, vrtcev, osnovnih šol in zdravstvenih domov, ki so priključeni na distribucijski sistem, tudi:
- distributerje toplote za daljinsko ogrevanje v napravah, ki ne morejo preiti na drugo gorivo ali vir toplote kot plin, v obsegu, kolikor dobavljajo toploto gospodinjstvom in osnovnim socialnim službam, razen izobraževalnim ali javnoupravnim službam;
- osnovne socialne službe, ki so priključene na distribucijski ali prenosni sistem in niso izobraževalne ali javnoupravne službe.

152 Uredba o določitvi cen zemeljskega plina iz plinskega sistema (Uradni list RS, št. 107/23, omejitev do 30. 4. 2024).

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 stanovanjskih 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.

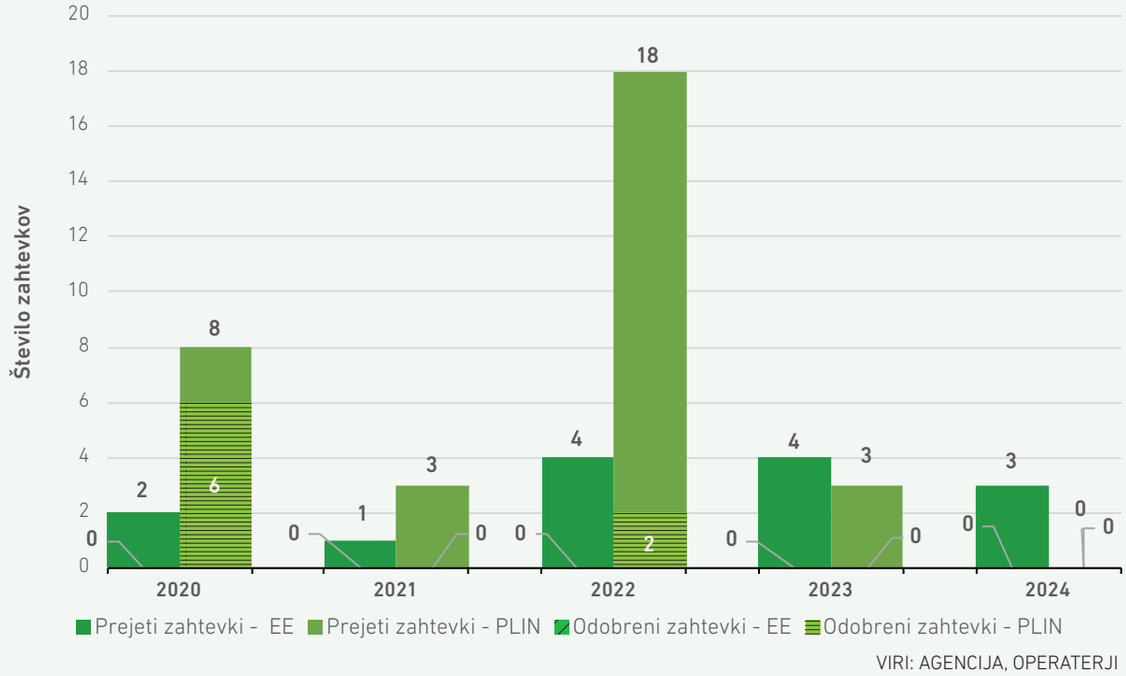
V letu 2024 ni bilo upravičencev do nujne oskrbe z električno energijo ali plinom

Strošek nujne oskrbe na področju električne energije je upravičen strošek operaterja distribucijskega sistema električne energije, na področju plina 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 2024 prejel tri zahteve za odobritev nujne oskrbe, ki niso bile odobrene, nihče od vlagateljev zahteve za nujno oskrbo pa ni bil dejansko odklopljen. Na področju plina v letu 2024 operaterji distribucijskega sistema plina niso prejeli zahteve za nujno oskrbo. Primerjava vloženih in odobrenih zahtevkov za preložitev odklopa in uveljavitev pravice do nujne oskrbe v zadnjih petih letih izhaja z naslednje slike.

SLIKA 245: PRIMERJAVA PREJETIH IN ODOBRENIH ZAHTEVKOV ZA NUJNO OSKRBO



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI

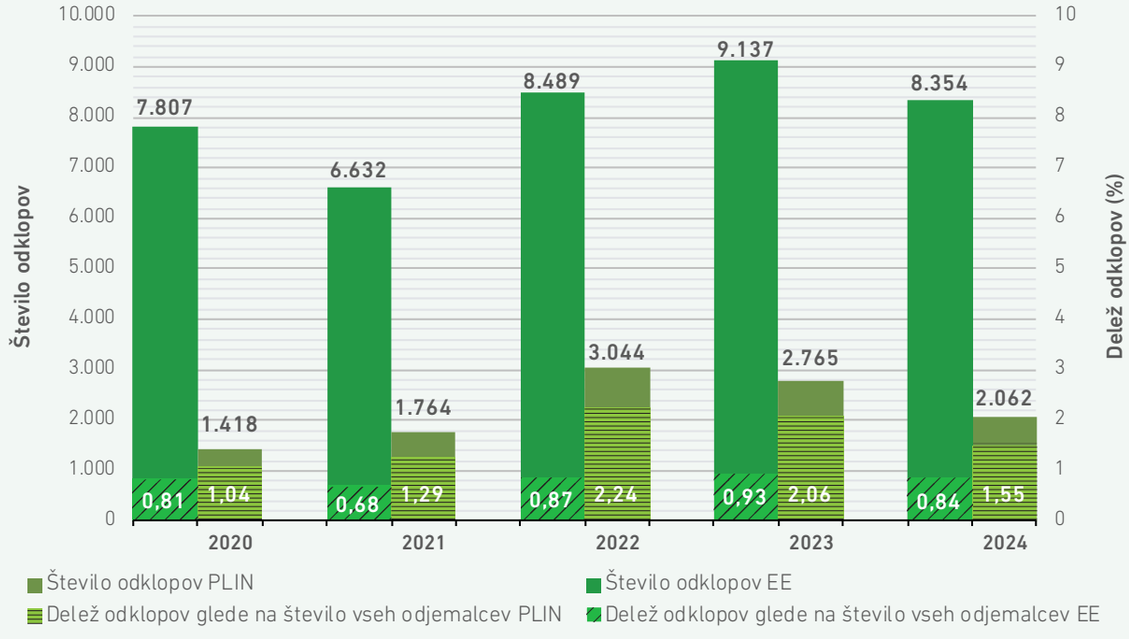
Če vloga za nujno oskrbo ni odobrena in odjemalec računa za oskrbo z energijo ne poravna, sledi odklop. Glede na to, da stroške nujne oskrbe z omrežnino plačajo vsi ostali odjemalci električne energije, so kriteriji za upravičenost do nujne oskrbe zelo strogi. Navedeno je v skladu z usmeritvami evropske 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 podrobno našteti v ZOEE in ZOP. Glede na vrsto kršitve se postopek odklopa izvede s predhodnim obvestilom ali brez predhodnega obvestila, odjemalca pa se lahko odklopi tudi na njegovo zahtevo.

Število odklopov električne energije je v letu 2024 nekoliko upadlo (8.354 odklopov oziroma 8,6 % manj odklopov). Tako kot v preteklem letu tudi v letu 2024 na področju plina beležimo zmanjšanje število odklopov v primerjavi s preteklim letom (2.062 oziroma 25,4 % manj). Tako na področju električne energije kot na področju plina so še vedno najbolj pogosti odklopi gospodinjskih odjemalcev (6.106 na področju električne energije in 1.774 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 246: PRIMERJAVA ŠTEVILA ODKLOPOV KONČNIH ODJEMALCEV



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI

Najpogostejši vzrok za odklop odjemalca električne energije je neplačilo in s tem odpoved pogodbe o dobavi (odklop po predhodnem obvestilu, 5.162), medtem ko je bilo na področju plina največ odklopov opravljenih na zahtevo končnega odjemalca (1.719).

Na podlagi ZOEE in ZOP morajo operaterji distribucijskih sistemov električne energije in plina gospodinjskega odjemalca o nameravanem odklopu s predhodnim opozorilom obvestiti vsaj 10 dni pred nameravanim odklopom, poslovne odjemalce pa vsaj osem dni pred nameravanim odklopom. V tem času lahko odjemalci odpravijo razloge, zaradi katerih jim grozi odklop, gospodinjski odjemalci pa lahko uveljavijo morebitno pravico do nujne oskrbe. Gospodinjski odjemalci električne energije in mali poslovni odjemalci električne energije lahko v tem primeru od operaterja distribucijskega sistema električne energije zahtevajo tudi, da jim zagotovi zasilno oskrbo.

Najpogostejši razlog za odklop električne energije neplačilo, za odklop plina pa zahteva končnega odjemalca

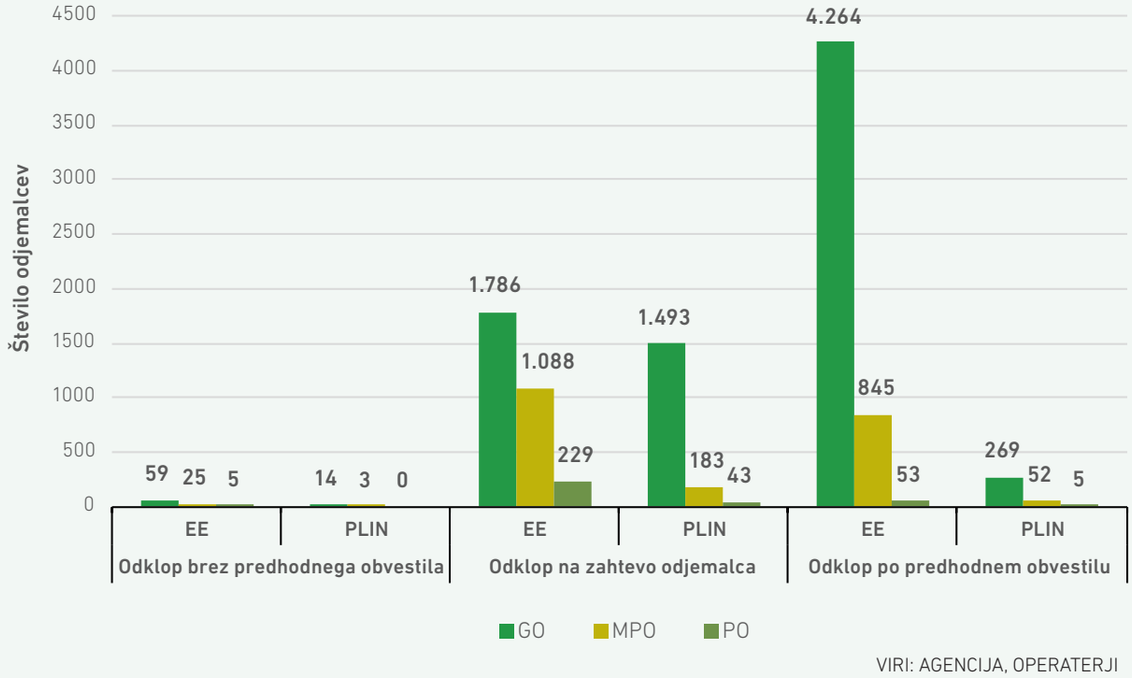
Spodnja tabela prikazuje številčno razporeditev posameznih postopkov odklopa končnih odjemalcev. Primerjava posameznih postopkov odklopa glede na skupine odjemalcev med električno energijo in plinom je predstavljena v spodnji sliki.

TABELA 46: PREGLED ODKLOPA KONČNIH ODJEMALCEV GLEDE NA POSTOPEK ODKLOPA

	Električna energija	Plin
Odklop brez predhodnega obvestila	89	17
Odklop po predhodnem obvestilu	5.162	326
Odklop na zahtevo odjemalca	3.103	1.719
Vsi odklopi	8.354	2.062

VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI, DOBAVITELJI

SLIKA 247: PRIMERJAVA POSAMEZNIH POSTOPKOV ODKLOPA GLEDE NA SKUPINE ODJEMALCEV MED ELEKTRIČNO ENERGIJO IN PLINOM



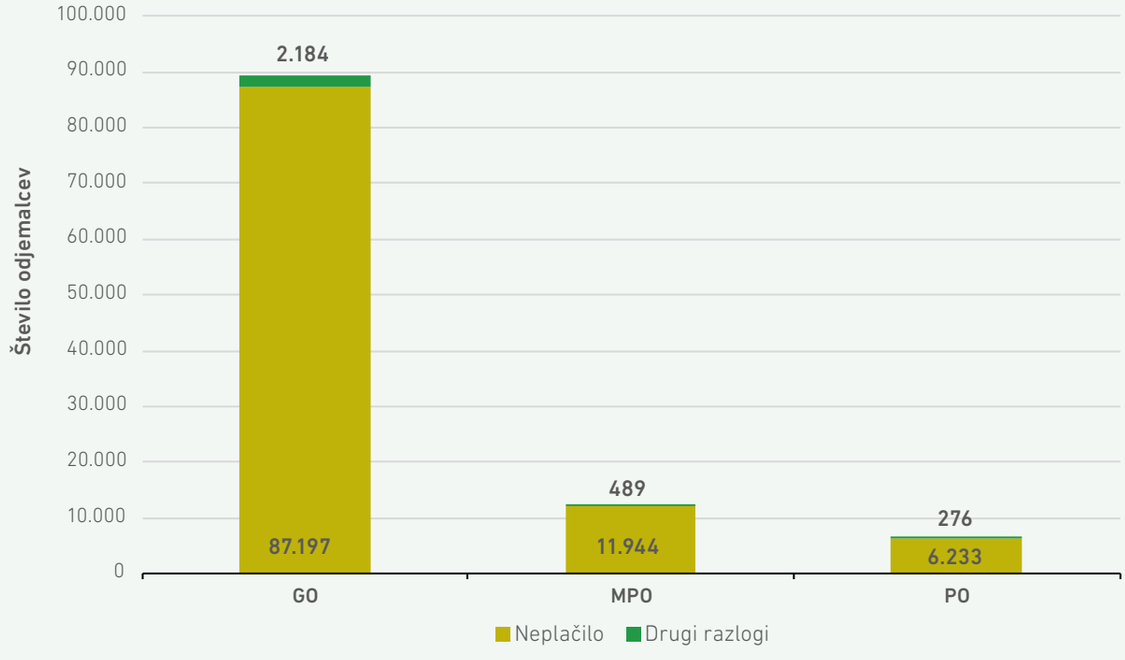
VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI

V letu 2024 so dobavitelji električne energije končnim odjemalcem izdali skupaj 108.323 odpovedi pogodb o dobavi, kar 97,3 % teh odpovedi (105.374) pa se je nanašalo na neplačilo dolga. Dobavitelji plina so končnim odjemalcem izdali 1.671 odpovedi pogodb o dobavi, 98,5 % zaradi neplačila dolga. Dobavitelji električne energije so 69,4 % odpovedi pogodb o dobavi električne energije zaradi neplačila preklicali zaradi takojšnjega plačila dolga, na področju plina pa je 96,2 % odjemalcev, ki jim je bila zaradi neplačila odpovedana pogodba o dobavi takoj poravnalo svoje obveznosti.

Če odjemalec dolga ne poplača, sledi odklop, ki ga operater sistem uvede po postopku s predhodnim obvestilom. V letu 2024 je bilo s sistema električne energije v postopkih s predhodnim obvestilom odklopljenih 5.162, s sistema plina pa 281 končnih odjemalcev.

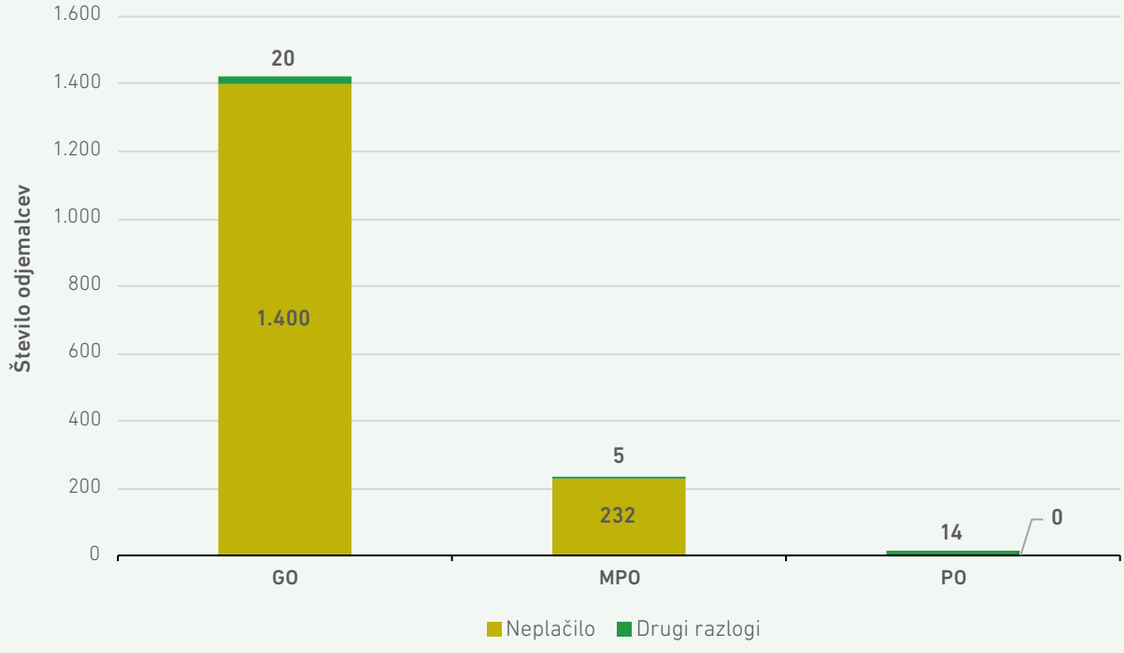
Naslednji dve sliki prikazujeta število odpovedi pogodb o dobavi električne energije ali plina glede na velikost odjemalca in razlog odklopa.

SLIKA 248: ŠTEVILO ODPOVEDI POGODB O DOBAVI ELEKTRIČNE ENERGIJE GLEDE NA RAZLOG



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI

SLIKA 249: ŠTEVILO ODPOVEDI POGODB O DOBAVI PLINA GLEDE NA RAZLOG



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI

Na zaprtih distribucijskih sistemih tako kot tudi prejšnja leta v letu 2024 ni bilo odklopov. Eden izmed operaterjev zaprtega distribucijskega sistema na področju električne energije je tako kot leto prej izdal eno obvestilo o nameravanem odklopu, na podlagi katerega je bil s tem malim poslovnim odjemalcem sprejet dogovor glede načina poplačila dolga, ki je bil tudi poravnan, zato do odklopa ni prišlo.

Pravica odjemalcev do pritožbe in izvensodno reševanje potrošniških sporov pri dobaviteljih

Pritožbe odjemalcev in izvensodno reševanje potrošniških sporov pri dobaviteljih energije

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 plina je bilo v letu 2024 pri enem od dobaviteljev plina vloženih 105 pobud za reševanje sporov pri neodvisnem izvajalcu izvensodnega reševanja sporov, šest zaradi spora glede cene plina in 99 zaradi spora v zvezi z izstavljenim računom. Dobavitelji električne energije za leto 2024 niso poročali o morebitnih pobudah gospodinjskih odjemalcev za reševanje sporov pri neodvisnem izvajalcu izvensodnega reševanja sporov, čeprav je agencija v letu 2024 izvedla postopek nadzora pri enem izmed dobaviteljev električne energije glede zagotavljanja postopkov za reševanje sporov pri neodvisnem izvajalcu izvensodnega reševanja sporov.

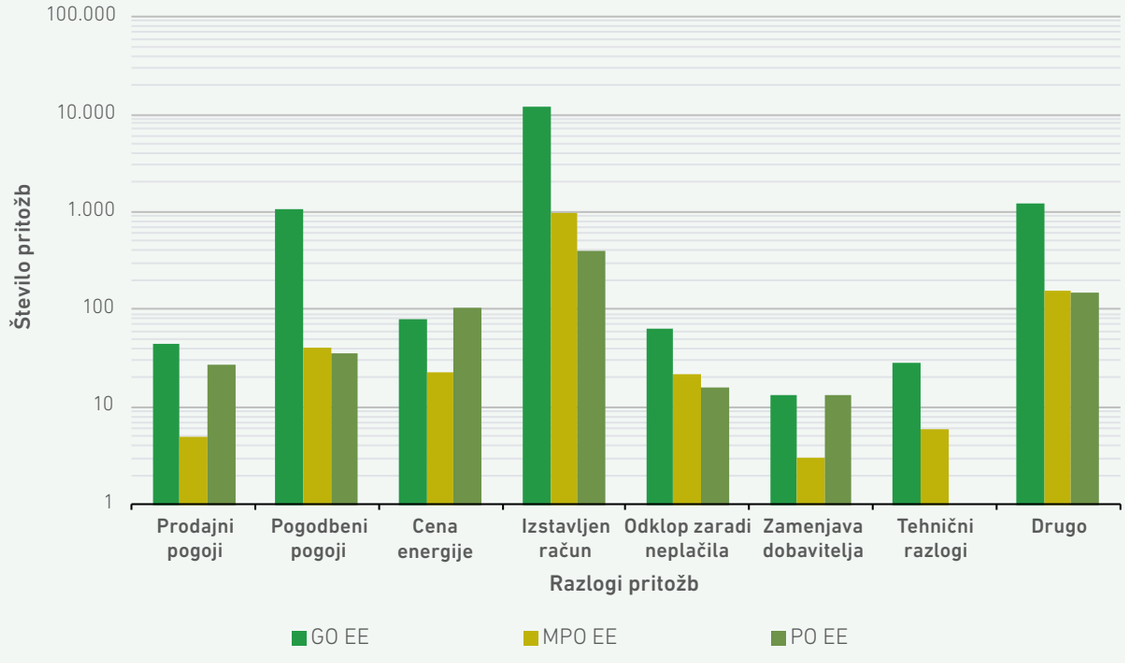
Število pritožb gospodinjskih odjemalcev električne energije in plina se je v primerjavi s preteklim letom na področju električne energije zvišalo za 96,1 %, skupaj 14.624 pritožb, na področju plina pa znižalo za 20,7 %, skupaj je bilo vloženih 1.396 pritožb.

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 1,5 % gospodinjskih odjemalcev, na področju plina pa 1,2 % gospodinjskih odjemalcev. Večina vseh pritožb končnih odjemalcev se je vsebinsko nanašala na izstavljene račune dobavitelja energije. Tako se je od 14.624 pritožb gospodinjskih odjemalcev električne energije na izstavljen račun nanašalo 12.107 (82,8 %) pritožb ter od 1.396 pritožb gospodinjskih odjemalcev plina 1.114 (79,8 %) pritožb.

96,1 % več pritožb gospodinjskih odjemalcev pri dobaviteljih električne energije (največ na izstavljeni račun)

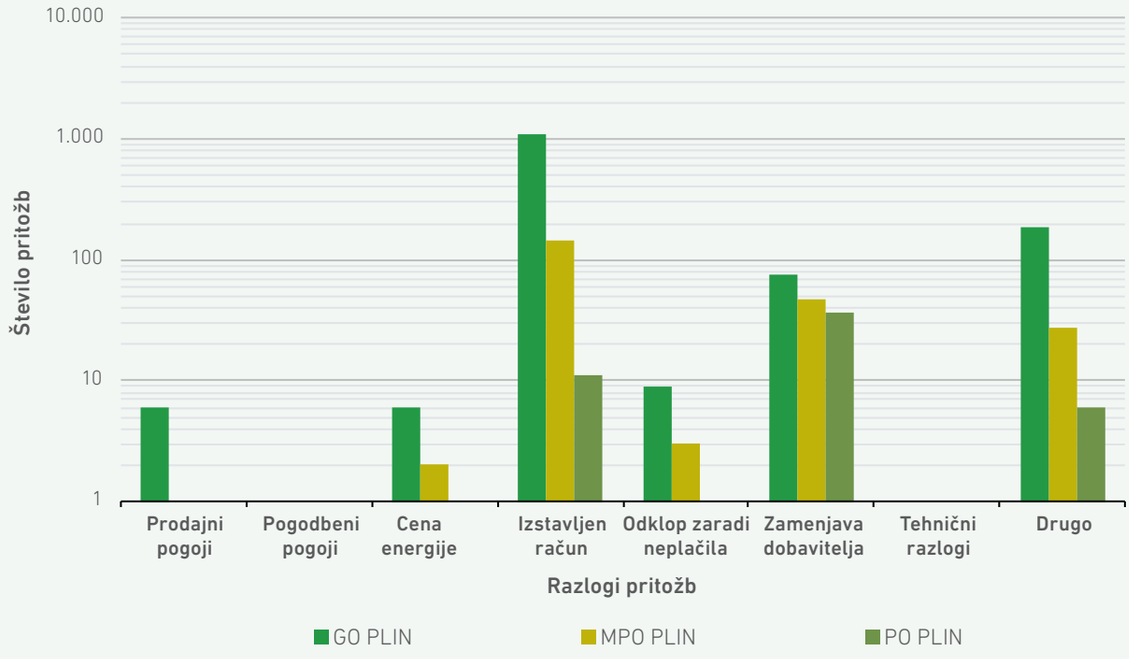
Naslednji sliki prikazuje število pritožb odjemalcev električne energije in plina zoper dobavitelje energije v letu 2024 po vsebinskih razlogih.

SLIKA 250: PRITOŽBE ODJEMALCEV ELEKTRIČNE ENERGIJE ZOPER DOBAVITELJE PO VSEBINSKIH RAZLOGIH



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI EE

SLIKA 251: PRITOŽBE ODJEMALCEV PLINA ZOPER DOBAVITELJE PO VSEBINSKIH RAZLOGIH

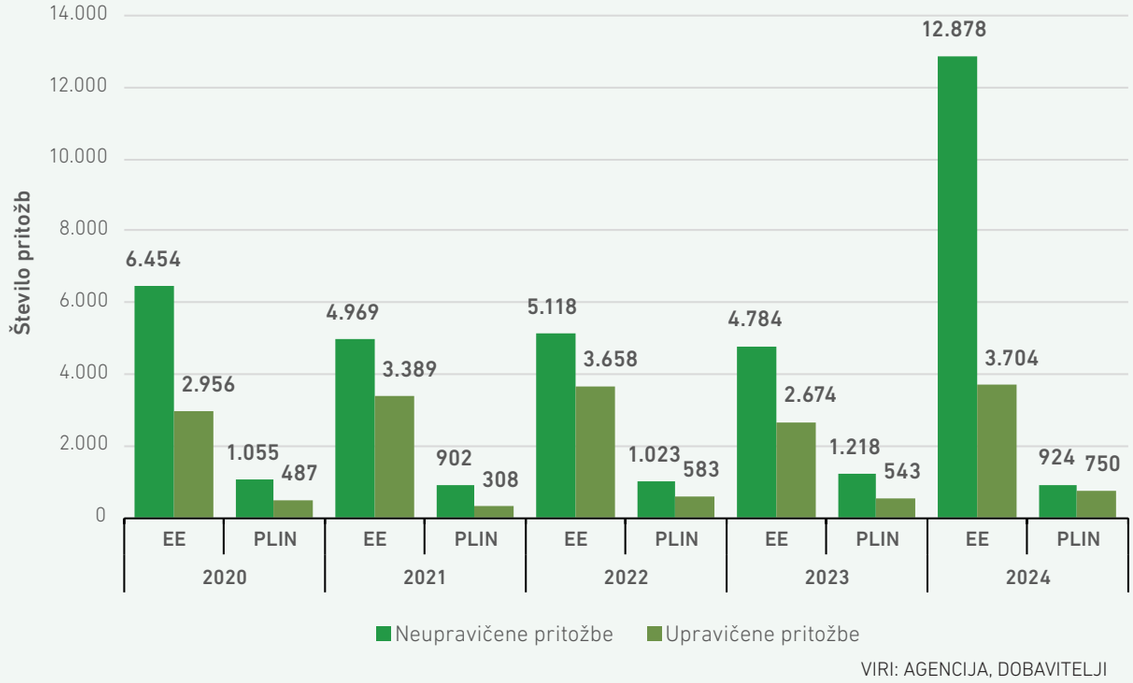


VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI PLINA

Na področju električne energije je bilo 77,7 % vseh prejetih pritožb neupravičenih, kar je nekoliko več kot leto prej, na področju plina pa je bilo takšnih pritožb 55,2 %, kar je nekoliko manj kot leto prej. Naslednja slika prikazuje odločitve dobaviteljev energije o pritožbah gospodinjskih odjemalcev električne energije in plina glede na upravičenost pritožbe.

Večina pritožb gospodinjskih odjemalcev pri dobaviteljih neupravičena

SLIKA 252: ODLOČITVE DOBAVITELJEV O UPRAVIČENOSTI PRITOŽB GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV V OBDOBJU 2020–2024



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI

Po poročanju dobaviteljev električne energije in plina gospodinjski odjemalci električne energije in plina tudi v letu 2024 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.

Agencija na podlagi določb ZOEE in ZOP izvaja nadzor nad nepoštenimi poslovnimi praksami, ki se nanašajo na:

- neresnično ali zavajajočo predstavitev družbe, ki jo oseba, ki nagovarja končnega odjemalca, zastopa, oziroma v imenu in za račun katere deluje;
- zavajajočo predstavitev ponudbe dobavitelja končnemu odjemalcu;
- navajanje neresničnih razlogov za obisk končnega odjemalca;
- neresnične ali zavajajoče navedbe v zvezi s pogodbenim razmerjem.

Morebitne kršitve splošnih pravil varstva potrošnikov v Sloveniji nadzoruje in sankcionira tudi Tržni inšpektorat, s sprejetjem ZSROVE in ZURE pa nekatera področja (merjenje in obračunavanje porabljene energije, zagotavljanje informacij o merjenju in porabi) nadzira tudi Inšpektorat RS za okolje in energijo, Inšpekcija za energijo.

Gospodinjski odjemalci se za izvensodno reševanje sporov z dobavitelji niso odločali

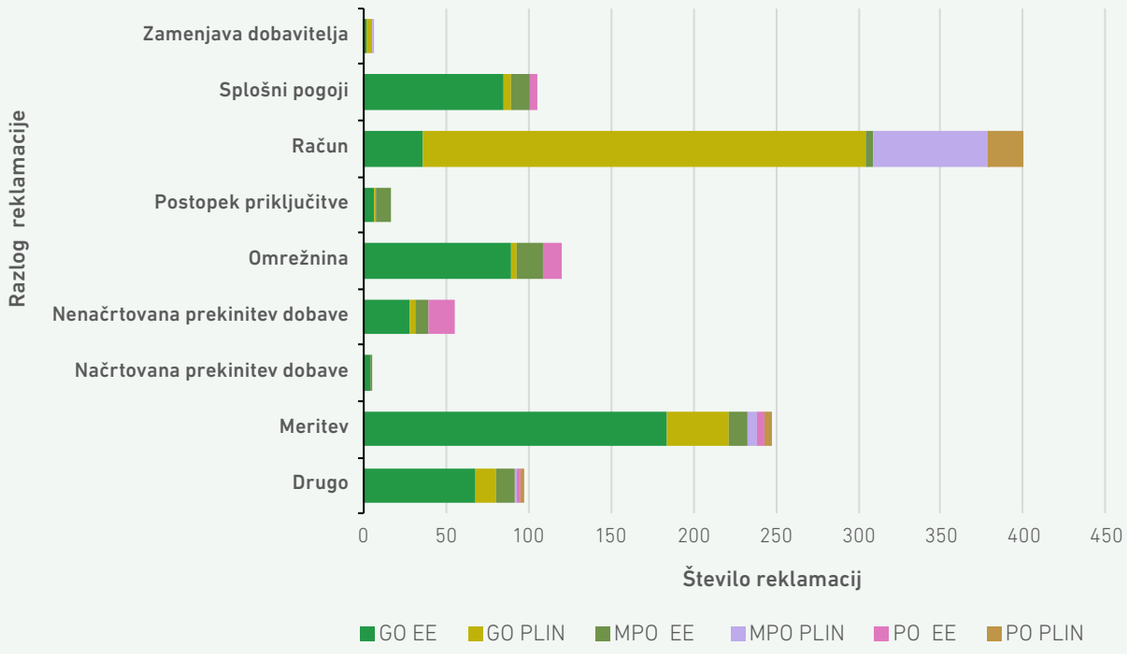
Agencija je v okviru izvajanja svojih nalog v letu 2024 ugotovila, da je vsaj pet odjemalcev električne energije v zvezi s spori z enim izmed dobaviteljev poskušalo uvesti postopek pritožbe pri izvajalcu izvensodnega reševanja potrošniških sporov, ker pa dobavitelj električne energije s tem izvajalcem ni imel sklenjene ustrezne pogodbe za izvajanje postopkov pritožb pri izvajalcu izvensodnega reševanja potrošniških sporov, se ti postopki v letu 2024 niso uvedli. Agencija je z nadzornim postopkom nad tem dobaviteljem električne energije dosegla, da je ta sklenil ustrezno pogodbo za izvajanje postopkov pritožb pri izvajalcu izvensodnega reševanja potrošniških sporov.

Pritožbe odjemalcev pri operaterjih distribucijskih sistemov električne energije in plina

Odjemalci imajo v primeru nestrinjanja z operaterjem v zvezi z računom, meritvami, omrežnino, prekinitvami dobave, postopkom priključitve, zamenjavo dobavitelja itd. pravico vložiti reklamacijo tudi neposredno na operaterja distribucijskega sistema električne energije ali plina. Kadar odjemalcem ne uspe rešiti reklamacij neposredno z operaterji distribucijskih sistemov električne energije ali plina, spore rešuje agencija po postopkih, podrobneje opisanih v naslednjem poglavju.

Neposredno na operaterja distribucijskega sistema električne energije je bilo v letu 2024 skupaj vloženih 615 reklamacij odjemalcev električne energije (61 več kot v preteklem letu), na operaterje distribucijskih sistemov plina pa 439 reklamacij (239 manj kot v preteklem letu). Največ reklamacij so na operaterje distribucijskih sistemov električne energije in plina naslovili gospodinjski odjemalci (503 odjemalcev električne energije in 334 plina), večina reklamacij se je na področju električne energije tako kot pretekla leta tudi v letu 2024 nanašala na meritve, na področju plina pa na izdane račune.

SLIKA 253: ŠTEVILO REKLAMACIJ ODJEMALCEV PRI OPERATERJIH PO VSEBINI

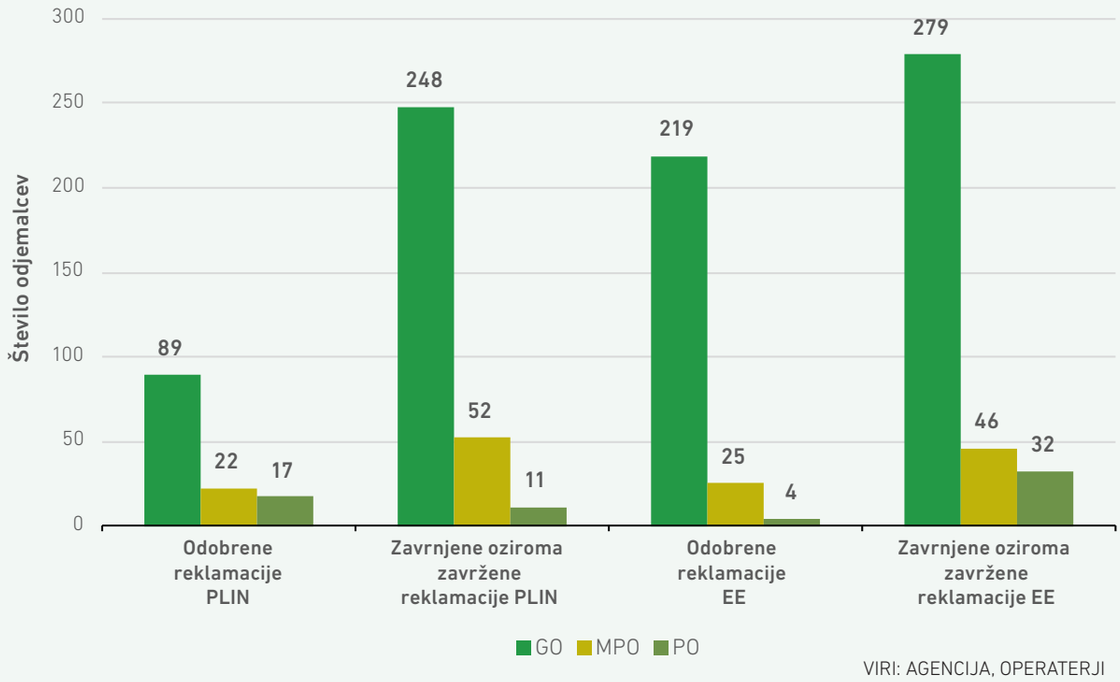


VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI

Spodnja slika prikazuje število odobrenih in zavrnjenih reklamacij zoper operaterje distribucijskih sistemov električne energije in plina. Od skupaj 605 vloženih reklamacij vseh odjemalcev električne energije jih je bilo odobrenih le 41 % oz. 248, ostale so bile zavrnjene (354) oziroma zavržene (tri). Na področju plina je bilo zavrnjenih oziroma zavrženih 311 reklamacij, operaterji so ugodili le 29 % vloženim reklamacijam oz. 128.

Več kot polovica reklamacij končnih odjemalcev ni bila odobrena

SLIKA 254: ŠTEVILO OBRAVNAVANIH REKLAMACIJ PRI OPERATERJIH



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI

Na področju zaprtih distribucijskih sistemov električne energije in plina v letu 2024 operaterji zaprtih distribucijskih sistemov niso prejeli reklamacij.

Pravica do varstva v upravnem postopku

Zahtevo za reševanje spora pred agencijo lahko poleg odjemalcev električne energije oziroma plina podajo tudi dobavitelji električne energije oziroma plina. Gre za spore, ki jih upravičeni subjekti uveljavljajo pred agencijo v razmerju do operaterjev prenosnega sistema električne energije in plina, operaterjev distribucijskega sistema električne energije in plina, oziroma pred operaterjem trga z električno energijo, pri čemer morajo pred podajo zahteve za odločanje na agencijo predhodno izvesti postopek, kot ga določa EZ-2.

Agencija odloča predvsem v sporih, ki izvirajo iz dostopa do sistema, obračunanih zneskov za uporabo sistema, v sporih v zvezi s kršitvami sistemskih obratovalnih navodil, v zvezi z ugotovljenimi odstopanji in zneski za pokrivanje stroškov izravnave odstopanj ter kršitvami splošnih aktov, ki urejajo odstopanja in njihovo izravnavo, spori v zvezi s kršitvami predpisov s področja samooskrbe, ter odloča o pravici do nadomestila zaradi kršitve zajamčenega standarda kakovosti električne energije.

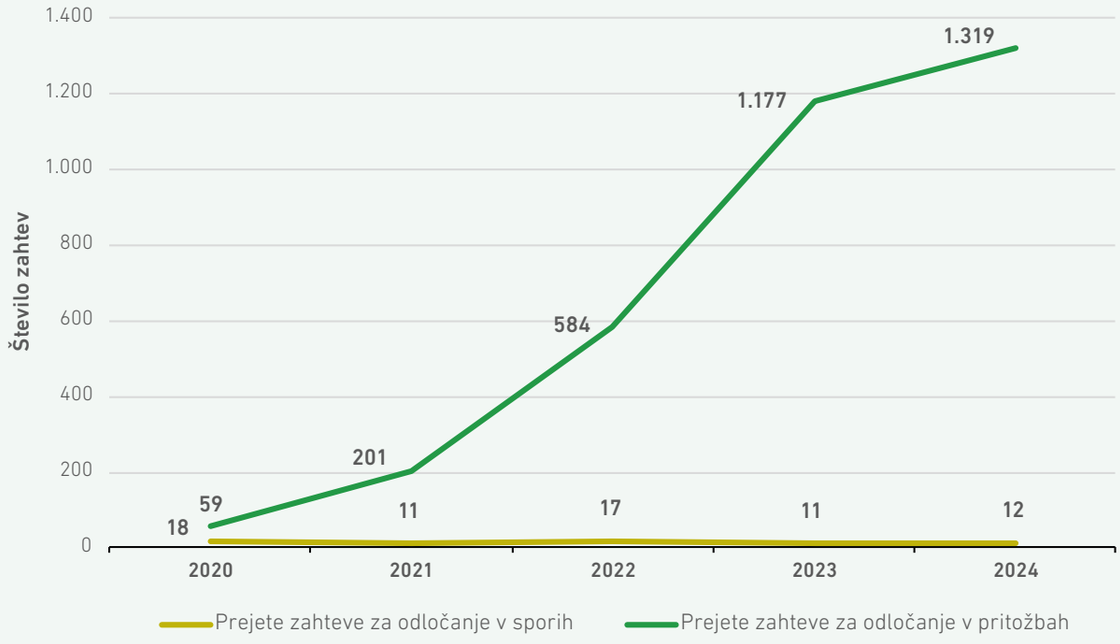
Upravni postopki pred agencijo so hitri in brezplačni. O zahtevi za reševanje sporov se odloči v dveh do štirih mesecih.

V letu 2024 je agencija obravnavala 1.331 novih posamičnih zadev, in sicer 12 zahtev na prvi stopnji in 1.319 zadev na drugi stopnji.

Število pritožb zoper izdana soglasja za priključitev od leta 2020 prikazuje naslednja slika.

Večina pritožb se je nanašala na zavrnitev soglasja za priključitev naprave za samooskrbo na distribucijski sistem električne energije.

SLIKA 255: ODLOČANJE AGENCIJE V SPORIH IN PRITOŽBAH V OBDOBJU 2020–2024



VIR: AGENCIJA

Od leta 2021 je zaznati občutno povečevanje števila prejetih pritožb, ki se je v letu 2024 v primerjavi z letom 2023 še dodatno povečalo, kar je posledica števila prejetih vlog končnih odjemalcev za izdajo soglasja za priključitev proizvodne naprave za samooskrbo, ki je bilo ob koncu leta 2023 izjemno, posledično je v letu 2023 za celotno območje distribucijskega sistema znašalo 47.990[153]. Čeprav se je s koncem leta 2024 iztekel rok za vključitev v sistem samooskrbe z letnim netiranjem (net-metering), je število prejetih vlog končnih odjemalcev za izdajo soglasja za priključitev proizvodne naprave za samooskrbo v letu 2024 za celotno območje distribucijskega sistema drastično padlo, in sicer je znašalo 3.981[154]. Ne glede na to pa je bilo v letu 2024 skupaj izdanih 19.499 soglasij za priključitev, 7.243 vlog je bilo zavrnjenih, največji delež zavrnjenih vlog je bil na območju Elektra Maribor (39 % zavrnjenih vlog v primerjavi s številom vlog, katerih obravnava je bila zaključena).

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.

153 Podatki so objavljeni na spletni strani ELES: 67fca0660be54908197439.xlsx
154 Podatki so objavljeni na spletni strani ELES: 67fca0660be54908197439.xlsx

Zanesljivo in varno obratovanje za nemoteno in kakovostno oskrbo so operaterji sistema plina tudi v letu 2024 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

Nižji stroški, manj onesnaževanja, večja zanesljivost oskrbe z energijo



NAJVEČJI DELEŽ PRIHRANKOV SO PRISPEVALI UKREPI:

DODAJANJE ADITIVA POGONSKIM GORIVOM

34 %

VGRADNJA SISTEMOV SPTE

14 %

PRIHRANKI, DOSEŽENI Z ENERGETSKIMI PREGLEDI

20 %

NAMESTITEV SISTEMOV ZA SAMOOSKRBO Z ELEKTRIČNO ENERGIJO

12 %

97,5 %

VSEH VELIKIH GOSPODARSKIH DRUŽB IZPOLNJUJE OBVEZNOST ENERGETSKIH PREGLEDOV

PRIHRANKI PO SEKTORJIH:

- SKORAJ POLOVICA VSEH PRIHRANKOV ZAVEZANCEV V INDUSTRIJSKEM SEKTORJU
- NAJMANJ PRIHRANKOV V ZASEBNEM IN JAVNEM SEKTORJU

UČINKOVITA RABA ENERGIJE

Učinkovita raba energije je temeljni element razvojne in energetske politike, saj pomembno prispeva k večji konkurenčnosti ter razogljičenju industrije in družbe kot celote. Njeno glavno poslanstvo je izboljšati kakovost energetskih storitev ob hkratnem zmanjšanju porabe energije. Na ta način energetska učinkovitost podpira prehod v podnebno nevtralno družbo, zmanjšuje odvisnost od uvoza energentov ter povečuje zanesljivost energetske oskrbe.

Po posodobljenem Nacionalnem energetskem in podnebnem načrtu (NEPN) naj končna raba energije v Sloveniji ob doslednem izvajanju predvidenih politik in ukrepov do leta 2030 ne bi 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. S tem se predvideva izboljšanje energetske učinkovitosti za najmanj 35 %, kar presega skupni cilj EU, ki je določen pri 32,5 %.

Cilji energetske učinkovitosti v Sloveniji se uresničujejo z ukrepi za spodbujanje učinkovite rabe energije v vseh sektorjih končne porabe in v sektorjih proizvodnje, prenosa in distribucije energije, vključno z omrežji za daljinsko ogrevanje in hlajenje.

Slovenija večino prihrankov energije, s katerimi uresničuje zastavljene cilje energetske učinkovitosti, doseže z izvajanjem ukrepov v sistemu obveznega doseganja prihrankov energije, ki zavezuje dobavitelje energentov končnim odjemalcem, in z alternativnim programom ukrepov energetske učinkovitosti, ki ga izvaja Eko sklad.

Sistem obveznega doseganja prihrankov energije in alternativni ukrep

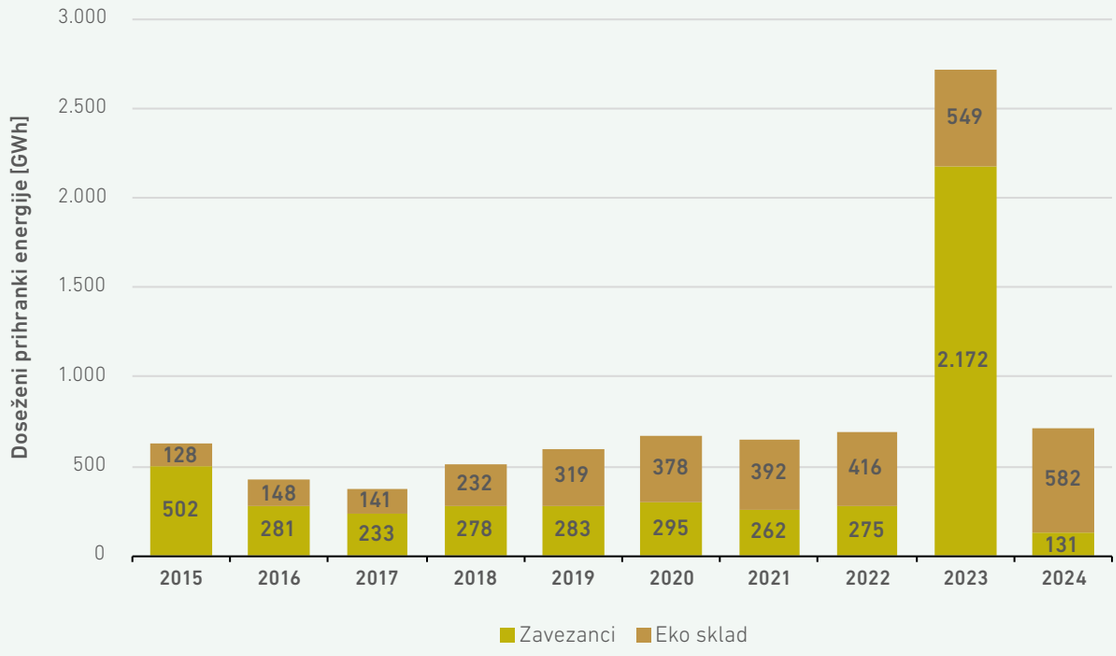
V okviru sistema obveznega doseganja prihrankov energije mora Slovenija na letni ravni zagotoviti 0,8-odstotni prihranek pri končni porabi energije. Dobaviteljem tekočih goriv je v okviru prehodnega obdobja omogočeno postopno povečevanje doseženih prihrankov, pri čemer bodo do leta 2026 morali tudi oni izpolnjevati celoten cilj 0,8-odstotnega letnega prihranka glede na prodajo v prejšnjem letu. V letu 2024 so morali ti zavezanci doseči 0,6-odstotni prihranek glede na količine energentov, prodane v letu 2023.

Alternativni ukrep, s katerim Slovenija prav tako dosega prihranke energije, se izvaja v okviru programa energetske učinkovitosti Eko sklada, ki se financira s sredstvi, zbranimi pri končnih odjemalcih energentov v okviru prispevka za učinkovito rabo energije.

Z omenjenima ukrepoma je Slovenija v letu 2024 skupno dosegla 713 GWh prihrankov energije, pri čemer so zavezanci prispevali 131 GWh, Eko sklad pa 582 GWh. S slike 256, ki prikazuje skupne letne prihranke zavezancev in Eko sklada v obdobju 2015–2024, je razvidno, da so se v letih od 2015 do 2023 prihranki gibali med 400 in 700 GWh letno, z izjemo leta 2023, v katerem so zavezanci dosegli 2.721 GWh prihrankov. V tem obdobju so zavezanci praviloma dosegali višje prihranke kot Eko sklad. Leto 2024 pa prinaša pomembno spremembo v strukturi doseženih prihrankov – Eko sklad je dosegel večji delež s 582 GWh, medtem ko se je prispevek zavezancev občutno zmanjšal na zgolj 131 GWh, kar je najnižja vrednost od leta 2015. To zmanjšanje je predvsem posledica dejstva, da zavezanci svoje obveznosti v tem letu večinoma pokrivajo z neizkoriščenimi presežki iz preteklih let.

V letu 2024 z ukrepi URE doseženih 713 GWh prihrankov

SLIKA 256: DOSEŽENI PRIHRANKI ENERGIJE V OBDOBJU 2015–2024[155]



VIRA: AGENCIJA, EKO SKLAD

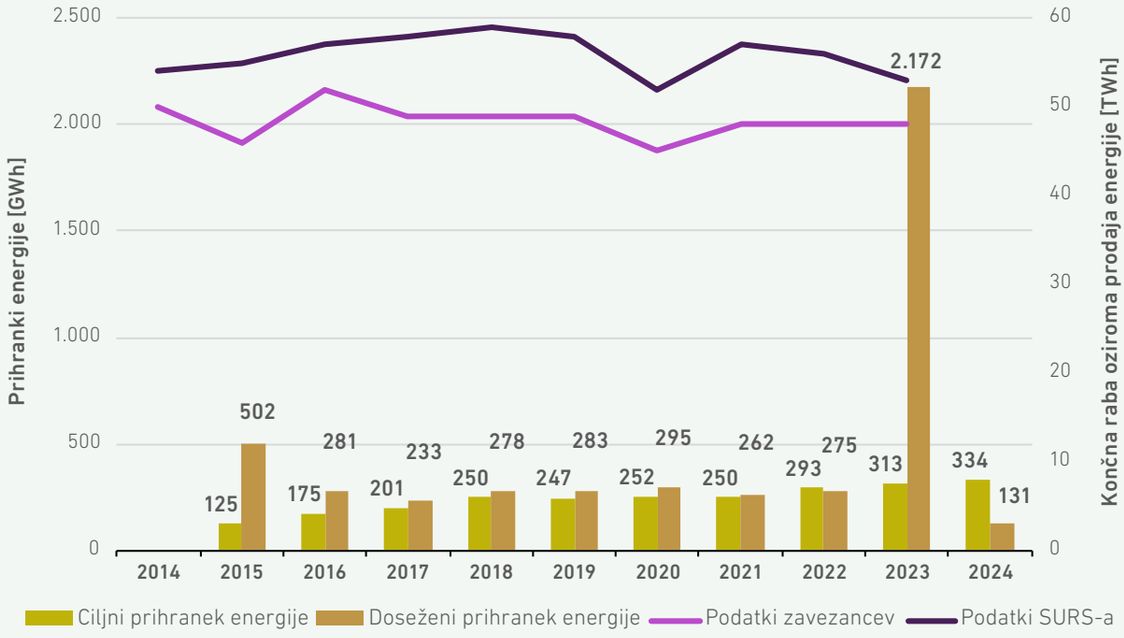
Ciljni prihranki energije zavezancev

Slovenska politika energetske učinkovitosti med zavezance za doseganje prihrankov energije uvršča dobavitelje električne energije, toplote, zemeljskega plina ter tekočih in trdnih goriv, ki energijo dobavljajo oziroma prodajajo končnim odjemalcem. Dobavitelji trdnih goriv pa v skladu z zakonodajo postanejo zavezanci za prihranke le, če njihova letna prodaja preseže 100 MWh energije. V skladu s predpisi so morali zavezanci v letu 2024 z različnimi ukrepi doseči 0,8 % prihranka energije glede na prodane količine energije končnim odjemalcem v letu 2023. Dobavitelji tekočih goriv, ki prodajajo bencin in dizelsko gorivo, so imeli v letu 2024 nekoliko nižjo obvezo in so morali doseči 0,6 % prihranka glede na prodajo motornega bencina in dizelskega goriva v preteklem letu.

Po poročanih podatkih so dobavitelji energentov v letu 2023 končnim odjemalcem prodali skupno 47.881 GWh energije, od tega 24.191 GWh motornega bencina in dizelskega goriva. Na tej podlagi je ciljni obseg prihrankov za tekoča goriva (samo za bencin in dizelsko gorivo) v letu 2024 ob upoštevanju 0,6-odstotne obveznosti, znašal 145 GWh. Pri 0,8-odstotni obveznosti za preostale energente – električno energijo, toploto, plin ter trdna in preostala tekoča goriva – je ciljni prihranek znašal 189 GWh. Skupni ciljni prihranek za leto 2024 je tako znašal 334 GWh, kar je 21 GWh več kot leto prej. Povečanje skupnega cilja je posledica zvišanja obveznosti za tekoča goriva, a le za dobavitelje motornega bencina in dizelskega, kjer se je zahteva po prihranku povečala z 0,5 % v letu 2023 na 0,6 % v letu 2024.

155 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 257: PRIMERJAVA KONČNE RABE OZIROMA PRODAJE ENERGIJE MED PODATKI ZAVEZANCEV IN SURS V OBDOBJU 2014–2023 TER CILJNIMI IN DOSEŽENIMI PRIHRANKI ENERGIJE ZAVEZANCEV V OBDOBJU 2015–2024[156]



VIRA: AGENCIJA, SURS

S slike 257, ki prikazuje primerjavo končne rabe oziroma prodaje energije med podatki zavezancev in SURS za obdobje 2014–2023 ter ciljne in dosežene prihranke energije zavezancev za obdobje 2015–2024, je razvidno, da so zavezanci z ukrepi energetske učinkovitosti presegli ciljne prihranke energije. V letu 2024 pa so zavezanci z ukrepi energetske učinkovitosti dosegli le 131 GWh, ciljno obveznost pa so izpolnili s presežki prihrankov nad ciljno vrednostjo iz preteklih treh let.

Dejavnosti dobaviteljev pri doseganju ciljnega prihranka energije

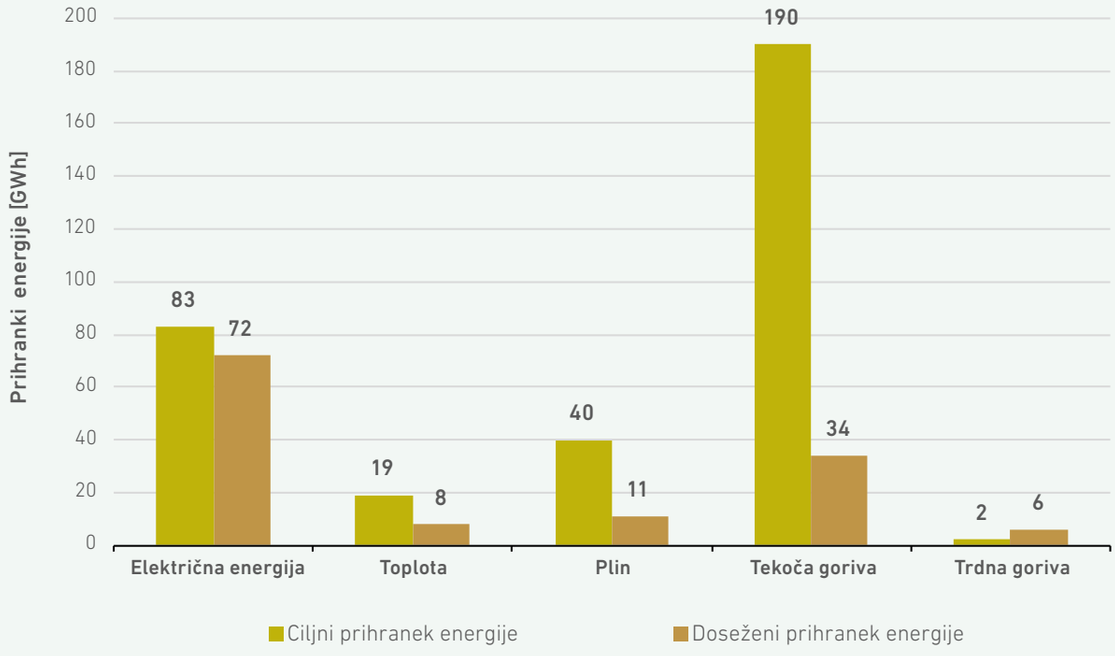
V letu 2024 so dobavitelji energentov končnim odjemalcem dosegli 131 GWh prihranka energije s sodelovanjem pri izvedbi ukrepov oziroma s samo izvedbo ukrepov energetske učinkovitosti.

Zavezanci, ki s svojim prispevkom k izvedbi ukrepov učinkovite rabe energije ciljnih prihrankov energije ne zagotovijo, svojo obveznost za vsako megavatno uro nedoseženih prihrankov energije izpolnijo s plačilom finančnega nadomestila Eko skladu. Višino finančnega nadomestila določi Eko sklad in je za leto 2024 znašala 174,75 EUR/MWh.

Slika 258 prikazuje primerjavo med načrtovanimi (ciljnimi) in z realiziranimi ukrepi doseženimi prihranki energije po posamezni vrsti dobavitelja energenta za leto 2024. Največ prihrankov so dosegli dobavitelji električne energije, ki so ustvarili 72 GWh prihrankov energije, kar je 87 % njihovega cilja. Dobavitelji tekočih goriv, ki so prodali največ energije v letu 2023, so dosegli 34 GWh prihranka, kar je zgolj 18 % načrtovanega. Dobavitelji zemeljskega plina so prispevali 11 GWh, medtem ko so dobavitelji toplote dosegli 8 GWh prihranka. Dobavitelji trdnih goriv, ki jih je bilo največ, so skupaj dosegli 6 GWh prihranka. Dobavitelji so razliko med realiziranimi in ciljnimi prihranki energije za leto 2024 pokrili s presežki iz realiziranih prihrankov nad ciljnimi prihranki iz preteklih treh let.

156 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 258: 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.

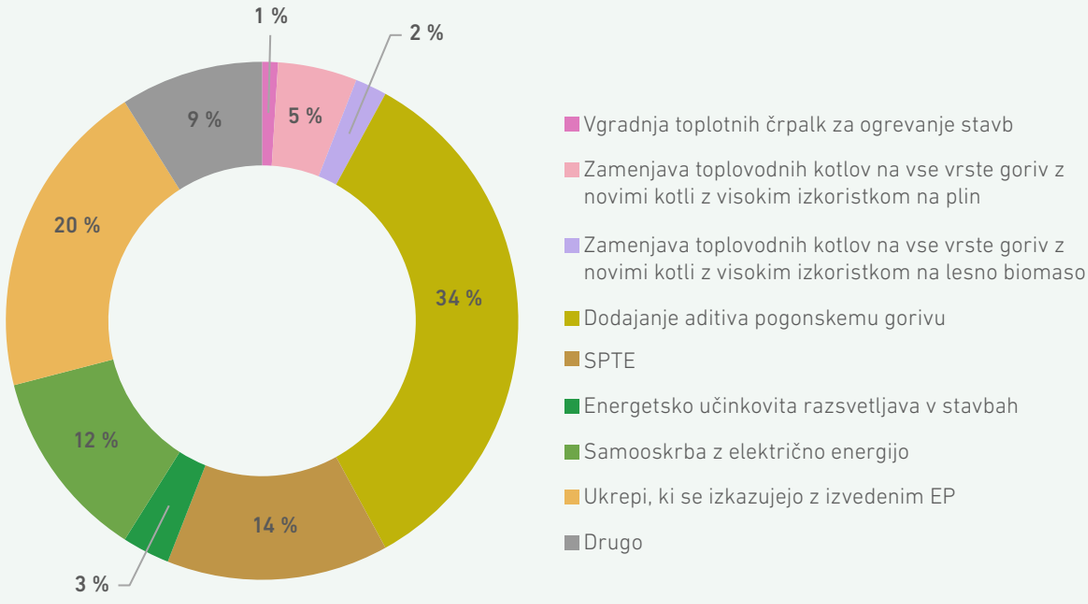
TABELA 47: PRIHRANKI ENERGIJE Z UKREPI V OBDOBJU 2015–2024

Ukrep	2015 [GWh]	2016 [GWh]	2017 [GWh]	2018 [GWh]	2019 [GWh]	2020 [GWh]	2021 [GWh]	2022 [GWh]	2023 [GWh]	2024 [GWh]
Celovita prenova stavb	0,0	0,6	0,1	15,9	7,0	7,7	4,0	3,4	5,8	0,5
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
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
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
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
Celovita prenova toplotne postaje	73,6	3,1	0,8	1,7	0,5	1,9	2,7	1,8	0,4	0,4
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
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
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
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
Dodajanje aditiva pogonskemu gorivu	195,6	99,2	41,2	53,4	33,3	27,8	41,9	51,4	46,4	44,7
Sistemi soproizvodnje 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
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
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
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
Samooskrba z električno energijo	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	4,6	15,8	17,4	41,1	16,3
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
Drugo	9,8	11,9	19,9	17,8	9,9	14,3	10,5	5,7	9,5	7,1

VIR: AGENCIJA

V letu 2024 je bilo kar 80 % vseh doseženih prihrankov energije ustvarjenih s štirimi ključnimi ukrepi: dodajanje aditiva pogonskim gorivom (34 %), izvajanje ukrepov, katerih učinki se dokazujejo z energetskim pregledom (20 %), uvedba sistemov za soproizvodnjo toplote in električne energije (14 %) ter namestitev sistemov za samooskrbo z električno energijo (12 %). Izbor izvedenih ukrepov kaže, da so bili v ospredju predvsem tisti, ki hitro prispevajo k zmanjšanju porabe energije ali stroškov goriva – kot sta dodajanje aditiva in menjava starih kotlov. Po drugi strani pa so ukrepi, kot sta npr. vgradnja toplotnih črpalk in energetsko učinkovite razsvetljave, manj pogosti, kar lahko kaže na višje začetne stroške ali daljše obdobje povračila naložbe. Slika 259 prikazuje, kateri ukrepi so bili prednostni in kako pogosto so bili uporabljeni v praksi.

SLIKA 259: DELEŽI PRIHRANKOV ENERGIJE PO POSAMEZNIH UKREPIH



VIR: AGENCIJA

Na podlagi metodološko določenih izračunov zmanjšanja emisij CO_2 za posamezne vrste ukrepov se je z ukrepi v okviru sistema obveznosti energetske učinkovitosti letna količina izpustov CO_2 zmanjšala za 42.214 ton. Največje zmanjšanje, skupno 36.287 ton, je bilo doseženo v industrijskem in prometnem sektorju, kjer so bili hkrati doseženi tudi najvišji prihranki energije glede na posamezne sektorje.

Prihranki energije po sektorjih

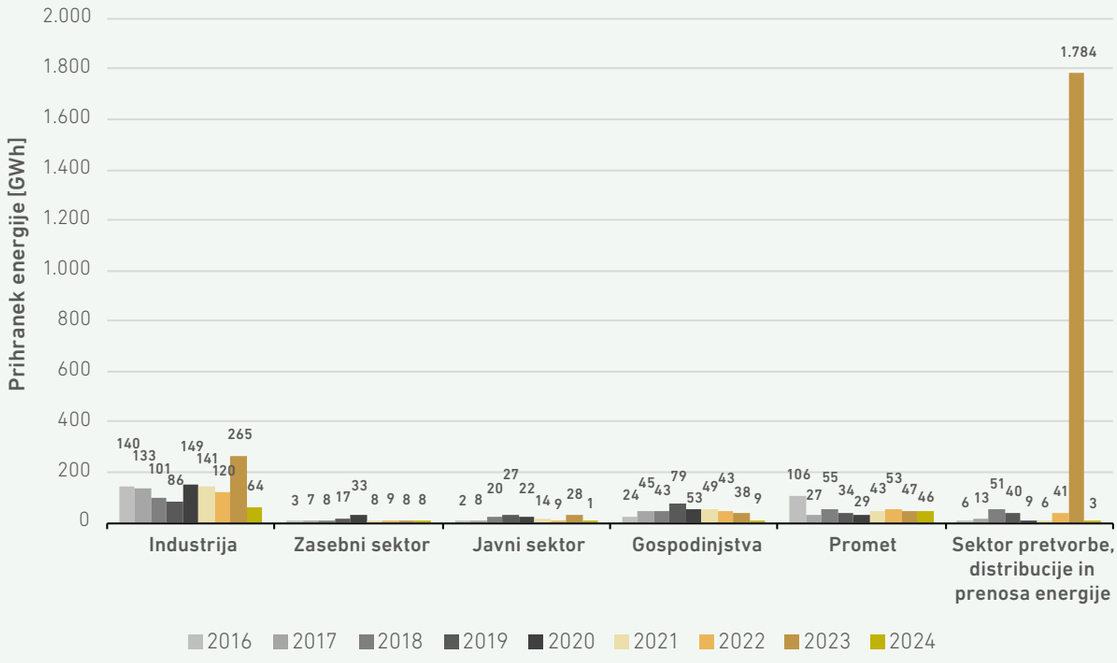
V letu 2024 je največji delež prihrankov energije, skupno 64 GWh, nastal v industrijskem sektorju, kar je skoraj polovico vseh prihrankov, ki so jih dosegli zavezanci. Večina teh prihrankov izhaja iz treh ključnih ukrepov, pri čemer je največji delež (25,7 GWh) dosežen z ukrepi, potrjenimi na podlagi energetskih pregledov, sledita pa samooskrba z električno energijo in soproizvodnja toplote in elektrike (SPTE).

Drugi največji prispevek k prihrankom je dosegel prometni sektor s 46 GWh, pri čemer je glavnina prihrankov rezultat dodajanja aditiva pogonskim gorivom. Gospodinjski sektor je ustvaril 9 GWh prihrankov, predvsem z menjavo toplovodnih kotlov na plin ali lesno biomaso.

Najmanj prihrankov je bilo doseženih v sektorju pretvorbe (3 GWh) in v javnem sektorju, kjer so zavezanci v letu 2024 ustvarili zgolj 1 GWh prihranka. V primerjavi s preteklim letom so bili v vseh sektorjih, razen zasebnem, kjer je ostala raven nespremenjena, doseženi manjši prihranki energije.

V celotnem obdobju poročanja o doseženih prihrankih po sektorjih je bilo največ prihrankov ustvarjenih v industrijskem sektorju, medtem ko sta zasebni in javni sektor prispevala najmanj. Če izvzamemo leto 2023, ko je bil zaradi enega samega obsežnega ukrepa dosežen izjemen prihranek v sektorju pretvorbe, distribucije in prenosa energije, se ta sektor sicer že več let uvršča med tiste z najmanj doseženimi prihranki energije.

SLIKA 260: DOSEŽENI PRIHRANKI ENERGIJE PO SEKTORJIH V OBDOBJU 2016–2024



VIR: AGENCIJA

Prihranki energije, doseženi v okviru alternativnega ukrepa

Eko sklad kot izvajalec alternativnega ukrepa v okviru kombiniranega sistema za doseganje ciljnega deleža prihrankov končne energije deluje prek programa za izboljšanje energetske učinkovitosti.

Pri tem uporablja tri ključne mehanizme, kot prikazuje tabela 48 kreditiranje naložb v energetsko učinkovite ukrepe, dodeljevanje nepovratnih sredstev za izvedbo teh ukrepov ter izvajanje energetskega svetovanja za občane prek 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 2024 so ti ukrepi prispevali k skupnemu prihranku 516 GWh energije, medtem ko so vsi ukrepi Eko sklada skupaj v letu 2024 omogočili 582,3 GWh prihrankov.

TABELA 48: DOSEŽENI PRIHRANKI ENERGIJE V PROGRAMU EKO SKLADA ZA IZBOLJŠANJE ENERGETSKE UČINKOVITOSTI V OBDOBJU 2015–2024

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Kreditirane naložbe [GWh]	5	8	11	24	23	39	44	29	15	43
Nepovratna sredstva [GWh]	123	127	117	190	272	314	323	358	510	516
Energetsko svetovanje za občane [GWh]	0	14	14	18	23	25	25	29	24	24

VIR: 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 2024 sta največji delež prihrankov prispevala dva ukrepa: vgradnja toplotnih črpalk (218,8 GWh) in sončna samooskrba z električno energijo (157,8 GWh). Skupaj so nepovratna sredstva v tem letu omogočila 516 GWh energetskih prihrankov, kar pomeni kar 89 % vseh doseženih prihrankov. Tudi v opazovanem obdobju sta ti dve rešitvi ključni za energetske prihranke Eko sklada, kar pomembno prispeva k njihovemu stalnemu povečanju.

TABELA 49: PRIHRANKI ENERGIJE PO UKREPIH ZA OBDOBJE 2018–2024, DELNO FINANCIRANIH Z NEPOVRATNIMI SREDSTVI EKO SKLADA

	2018 [GWh]	2019 [GWh]	2020 [GWh]	2021 [GWh]	2022 [GWh]	2023 [GWh]	2024 [GWh]
Kotli na biomaso	18,3	30,6	27,2	26,5	32,4	35,8	33
Toplotne črpalke	63,1	102,7	103,8	99,0	126,8	214,2	218,8
Samooskrba z električno energijo s pomočjo sonca	10,0	16,3	30,9	58,0	62,4	107,0	157,8
Vgradnja stavbnega pohištva	2,9	3,3	4,1	3,6	3,1	4,2	6,5
Toplotna izolacija fasade	49,9	55,0	48,9	43,2	42,0	45,0	38
Toplotna izolacija strehe	18,0	15,2	13,6	13,5	9,0	8,1	7,6
Vgradnja prezračevanja z vračanjem toplote	0,0	2,1	4,2	4,0	4,0	6,1	6,5
Kondenzacijski kotli na plin	10,9	31,7	39,4	33,2	42,5	6,4	0,3
sNES[157] Javne zgradbe oz. sNES splošnega družbenega pomena	3,7	1,9	1,3	4,8	7,4	9,5	8,9
Energetski pregledi	3,3	1,3	4,1	0,4	1,8	4,4	7,7
Okolju prijazna osebna vozila	3,2	2,5	3,8	5,0	3,3	4,6	7,8
Menjava razsvetljave	0,0	1,6	4,9	8,9	4,7	4,4	5,6
Upravljanje z energijo v procesu	0,0	0,1	3,8	2,9	0,0	11,5	0,6
Energetska optimizacija	0,0	2,0	11,1	8,0	1,1	23,4	1,4
Pnevmatike	0,0	0,0	7,9	7,8	8,6	18,1	10,8
Drugi ukrepi	6,8	6,1	5,0	4,2	8,9	8,0	4,7

VIRI: LETNA POROČILA EKO SKLADA

157 sNES - Skoraj ničenergijske hiše

Energetski pregledi

Med pomembnimi nacionalnimi ukrepi za spodbujanje energetske učinkovitosti je tudi obvezna izvedba energetskih pregledov 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 vsakih štiri leta izvesti energetski 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 energetsko učinkovitost. Ključno je, da se pri tem uporabijo dejanski, merjeni in preverljivi podatki o porabi vseh vrst energije.

Med velike gospodarske družbe sodijo tiste družbe, ki v zadnjih dveh poslovnih letih na bilančni presečni dan presegajo dvoje od naslednjih meril:

- v povprečju zaposlujejo več kot 250 delavcev,
- vrednost aktive presega 20 milijonov evrov in
- čisti prihodki od prodaje presegajo 40 milijonov evrov.

Agencija je na podlagi podatkov iz Poslovnega registra Slovenije določila 401 veliko gospodarsko družbo, registrirano v Sloveniji. Iz evidence so bile izločene štiri družbe, saj v letu 2024 ne izpolnjujejo več pogojev za opredelitev kot velika družba, medtem ko je bilo 50 družb v evidenco uvrščenih na novo.

Po podatkih AJPES je glavna dejavnost opredeljenih velikih gospodarskih družb naslednja:

- 165 gospodarskih družb oziroma 41 % vseh zavezank za izvedbo energetskega pregleda deluje na področju proizvodnje,
- 109 gospodarskih družb oziroma 27 % vseh zavezank za izvedbo energetskega pregleda se ukvarja s trgovino,
- 18 gospodarskih družb oziroma 5 % jih ima kot glavno dejavnost oskrbo z energijo,
- 15 gospodarskih družb oziroma 4 % deluje v prometu,
- 13 gospodarskih družb oziroma 3 % opravlja dejavnosti finančnih storitev
- prav tako 13 gospodarskih družb oziroma 3 % opravlja dejavnosti gradbeništva,
- 10 gospodarskih družb oziroma 3 % je dejavnih v zavarovalništvu.

V kategorijo »drugo«, ki obsega 58 gospodarskih družb, kar je 14 % vseh zavezank za izvedbo energetskega pregleda, sodijo dejavnosti, kot so telekomunikacije, skladiščenje, tiskarstvo, zbiranje in odvoz odpadkov, založništvo, prirejanje iger na srečo, gostinstvo, nastanitvene storitve in druge sorodne dejavnosti.

V skladu z veljavno zakonodajo in standardi lahko velike gospodarske družbe svojo obveznost izvedbe energetskega pregleda izpolnijo:

- z izvedbo energetskega pregleda v skladu s standardoma SIST ISO 50002 ali serije standardov SIST EN 16 247 (SIST EN 16 247-1, SIST EN 16 247-2, SIST EN 16 247-3 in SIST EN 16 247-4);
- s pridobljenim certifikatom upravljanja z energijo v skladu s standardom SIST EN ISO 50001 ali sistemom upravljanja z okoljem v skladu s standardom SIST EN ISO 14001, pri katerem je treba imeti narejen tudi minimalen pregled v skladu s Prilogo A, točko A.3 standarda SIST ISO 50002, ki se izvede na vsaka štiri leta.

97,5 % vseh velikih gospodarskih družb izpolnjuje obveznost energetskih pregledov

Ob koncu leta 2024 je obveznost izvedbe energetskega pregleda izpolnjevalo 311 gospodarskih družb. Od tega jih je 252 izvedlo energetski pregled, 59 pa jih ima vzpostavljen certificiran sistem upravljanja z energijo ali okoljem v skladu z evropskimi oziroma mednarodnimi standardi. Med preostalimi družbami jih je bilo 33 ob koncu leta 2024 v postopku izvedbe energetskega pregleda. Devet gospodarskih družb trenutno obveznosti še ne izpolnjuje, saj izpolnitve še niso izkazale. Od skupno 50 družb, ki so bile na novo uvrščene v evidenco velikih gospodarskih družb, sta dve svojo obveznost že izpolnili.

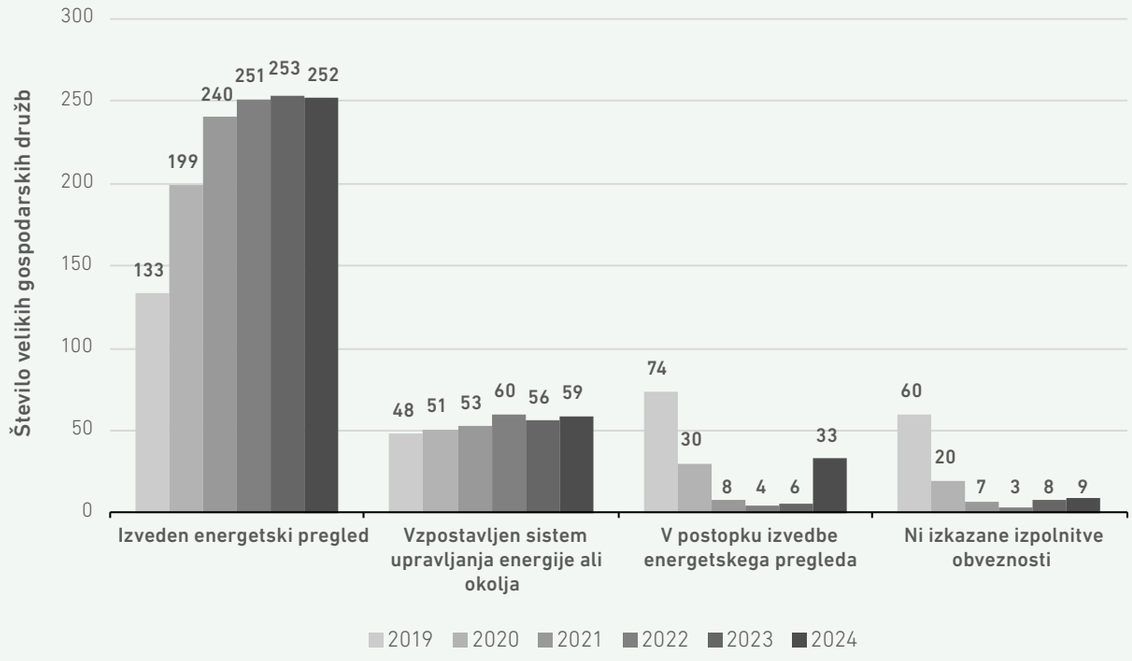
SLIKA 261: IZVEDBA ENERGETSKIH PREGLEDOV V VELIKIH GOSPODARSKIH DRUŽBAH



VIR: AGENCIJA

Slika 262 prikazuje izpolnjevanje obveznosti velikih gospodarskih družb glede izvedbe energetskih pregledov v obdobju 2019–2024. Iz prikazanih podatkov je razvidno, da se večina gospodarskih družb, zavezanih k izvedbi energetskega pregleda, tudi dejansko odziva na zahteve zakonodaje. V letu 2024 je obveznost z izvedbo energetskega pregleda izpolnjevalo 252 velikih gospodarskih družb, 59 družb ima vzpostavljen sistem upravljanja z energijo ali okoljem. Zaznati pa je porast števila družb, ki so v postopku izvedbe pregleda – v letu 2024 jih je bilo 33, kar je posledica dejstva, da je veliko gospodarskih družb v ponovni izvedbi energetskega pregleda, ker so potekla štiri leta od izvedbe prejšnjega. Ob tem je treba še pojasniti, da imajo gospodarske družbe, ki so bile na novo razvrščene med velike gospodarske družbe, čas, da svojo obveznost izpolnijo v enem koledarskem letu od razvrstitve. Tako splošni trendi kažejo na dosledno izvajanje obveznosti večine velikih gospodarskih družb ter na pozitiven vpliv regulative na izboljšanje energetske učinkovitosti s sistematičnim spremljanjem porabe energije.

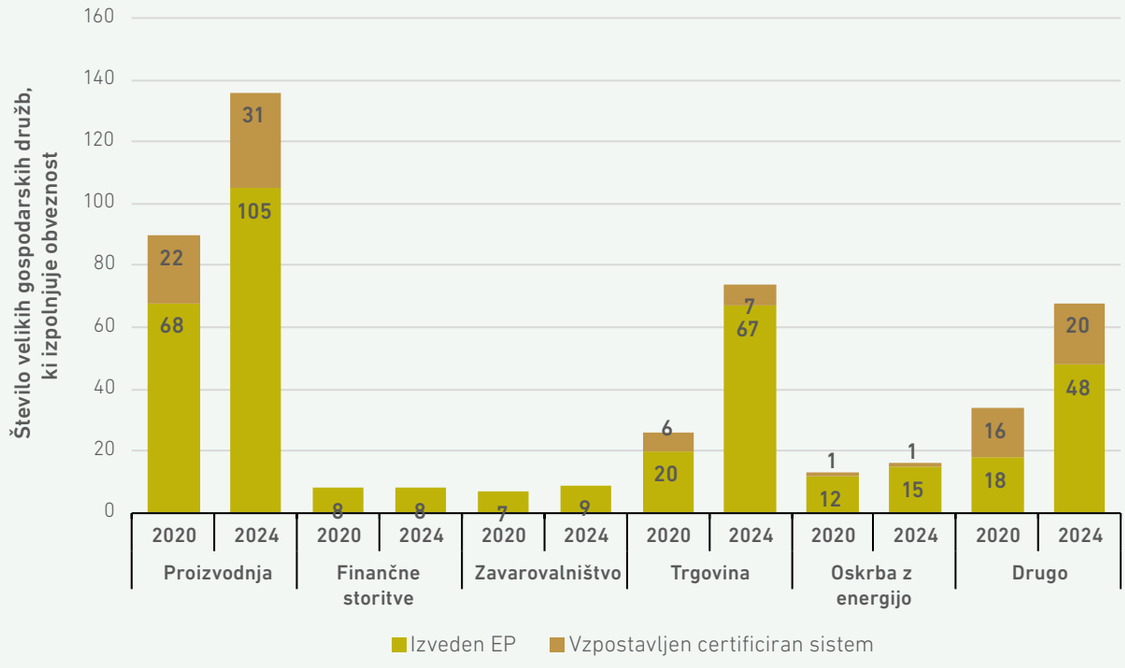
SLIKA 262: PRIMERJAVA IZPOLNJEVANJA OBVEZNOSTI VELIKIH GOSPODARSKIH DRUŽB MED LETOMA 2019 IN 2024



VIR: AGENCIJA

Med 311 družbami, ki so izpolnile obvezo, prevladujejo družbe s proizvodno dejavnostjo, saj ima kar 42 % izveden energetski pregled in 53 % vzpostavljen certificiran sistem upravljanja z energijo oziroma okoljem, ki jim je agencija z določbo potrdila izpolnitev obveznosti izvedbe energetskega pregleda. Primerjava velikih gospodarskih družb po sektorjih delovanja z izvedenim energetskim pregledom ali vzpostavljenim certificiranim sistemom, ki je prikazana na sliki 263, je pokazala, da je največji delež vzpostavljenih certificiranih sistemov in izvedenih energetskih pregledov v dejavnosti proizvodnje, tako da ima 55 % podjetij v tej panogi vzpostavljen certificiran sistem, medtem ko je energetski pregled izvedlo približno 42 % podjetij. V trgovinski dejavnosti je energetski pregled izvedlo okoli 27 % podjetij, medtem ko je certificiran sistem vzpostavilo bistveno manj podjetij (okoli 11 %). Kategorija »drugo« je prav tako močno zastopana, saj je okoli 34 % podjetij vzpostavilo certificiran sistem, energetski pregled pa jih je izvedlo približno 19 %. Ta dejavnost izkazuje nizke deleže na obeh področjih – manj kot 2 % podjetij ima vzpostavljen certificiran sistem, energetski pregled pa je izvedlo okoli 5 % podjetij. V zavarovalništvu je energetski pregled izvedlo 2 % podjetij, vzpostavljenega certificiranega sistema pa ni. Podobno stanje je pri finančnih storitvah.

SLIKA 263: PRIMERJAVA IZPOLNITVE OBVEZNOSTI VELIKIH GOSPODARSKIH DRUŽB V LETIH 2020 IN 2024



VIR: AGENCIJA

TOPLOTA

3,8 %
NIŽJA PORABA

TOPLOTE GLEDE NA LETO 2023

Energija v obliki tople vode, vroče vode, pare ali hladu

13,7 %
NIŽJA PORABA

TOPLOTE GLEDE NA LETO 2022

4,5 %
MANJŠA PORABA

PRIMARNIH GORIV

57,9 %
DISTRIBUIRANE TOPLOTE

PROIZVEDENE V KOGENERACIJSKIH PROIZVODNIH PROCESIH

20,2 %

TOPLOTE PROIZVEDENE IZ OVE

55,7 %

DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV ENERGETSKO UČINKOVITIH

9,0 %

VIŠJA POVPREČNA MALOPRODAJNA CENA TOPLOTE

TOPLOTA

Oskrba s toploto

V Sloveniji je v letu 2024 registriranih 122 distribucijskih sistemov namenjenih za oskrbo s toploto, od tega 12 novo registriranih lastniških distribucijskih sistemov. Distribucijske sisteme je upravljalo 51 distributerjev toplote v 68 občinah.

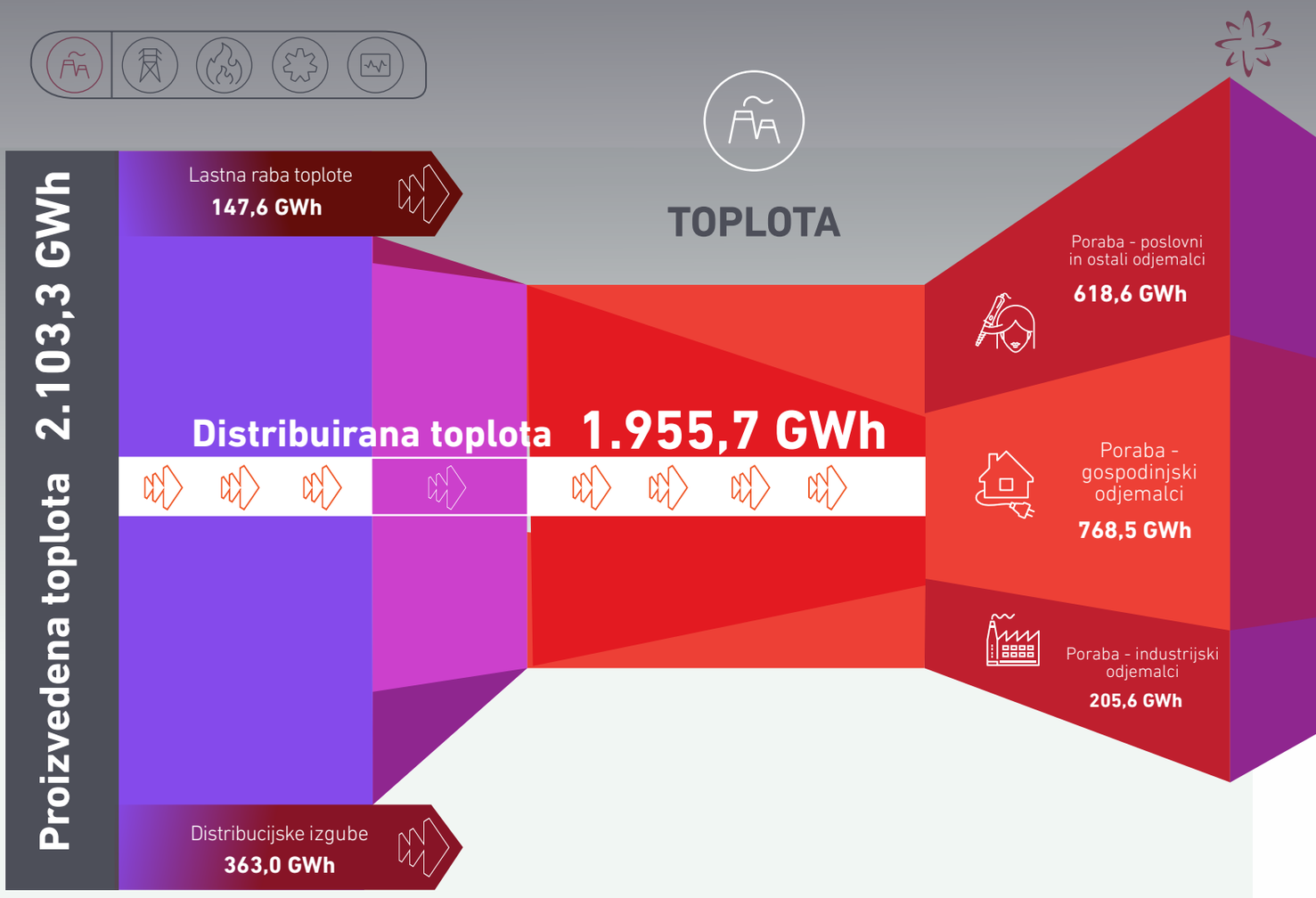
3,8 %
nižja poraba toplote glede na leto 2023

Distributerji toplote so za ogrevanje in hlajenje objektov, pripravo sanitarne tople vode in industrijske parne procese distribuirali 1.955,7 GWh toplote in 156.754 odjemalcem dobavili 1.592,7 GWh toplote. Razlika so izgube pri distribuciji toplote v višini 363,0 GWh. Poraba toplote odjemalcev iz evidentiranih distribucijskih sistemov je bila 3,80 % nižja kot leto prej[158], v primerjavi z letom 2022 pa je bila poraba nižja kar za 13,7 %. Trend padanja letne porabe toplote na strani končnih odjemalcev lahko pripišemo predvsem visokim cenam toplote, nižjim letnim temperaturnim primanjkljajem, ter vse bolj intenzivnim toplotnim sanacijam ovojev stavb. Relativno topla obdobja znotraj ogrevalne sezone so prav tako botrovala manjši porabi toplote iz sistemov daljinskega ogrevanja, saj nekateri končni odjemalci dnevne temperaturne primanjkljaje vse bolj kompenzirajo tudi s pomočjo vgrajenih inverterskih klimatskih naprav.

13,7 %
nižja poraba toplote glede na leto 2022

Število odjemalcev toplote se je glede na leto prej povečalo za 2,1 %. Glede na strukturo končnih odjemalcev se je število gospodinjskih, poslovnih in ostalih odjemalcev zvišalo za 2,2 %, število industrijskih odjemalcev pa zmanjšalo za 8,9 %.

158 Zaradi naknadno prejetih popravkov podatkov za koledarsko leto 2023 od zavezancev za poročanje lahko navedene medletne primerjave glede na lanskoletne objavljene podatke v manjši meri odstopajo.



SLIKA 264: OSNOVNI PODATKI O PROIZVEDENI IN DISTRIBUIRANI TOPLOTI ZA OSKRBO ODJEMALCEV, PRIKLJUČENIH NA DISTRIBUCIJSKE SISTEME

VIR: AGENCIJA

V letu 2024 je agencija evidentirala dva večja distribucijska sistema daljinskega hlajenja s skupno inštalirano močjo hladilnih agregatov 3,66 MW, ki primarno oskrbujeta predvsem poslovne odjemalce v Velenju in industrijske odjemalce v Kranju.

Distributerji toplote z lastno proizvodnjo in proizvajalci toplote, ki oskrbujejo distribucijske sisteme, so za ogrevanje prostorov, pripravo sanitarne tople vode, oskrbo industrijskih procesov in za lastne potrebe proizvedli 2.103,3 GWh koristne toplote. Hkrati je bilo proizvedeno tudi 606,8 GWh električne energije oziroma 536,2 GWh električne energije na pragu kogeneracijskih proizvodnih procesov.

Toplota za ogrevanje prostorov, pripravo sanitarne tople vode in pare, proizvedena v kogeneracijskih proizvodnih procesih, pokriva 67,1-odstotni delež vse proizvedene koristne toplote (toplota za lastno rabo in oskrbo distribucijskih sistemov). Preostalih 32,9 % 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 z 58,1 %, kar je glede na predhodno leto 17,8-odstotno znižanje.

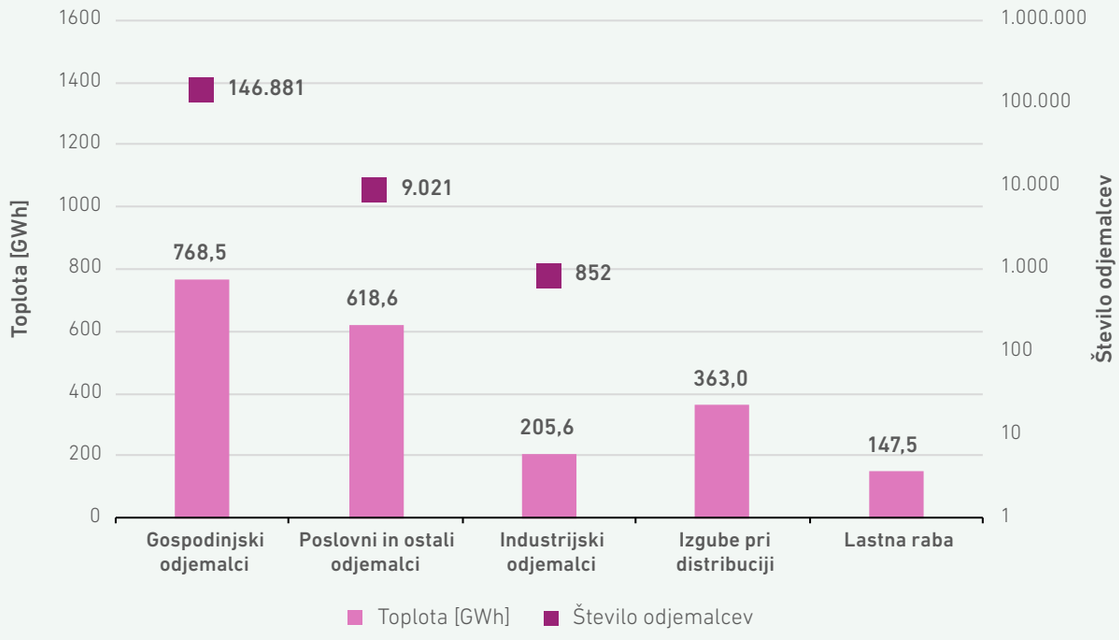
57,9 % distribuirane toplote proizvedene v kogeneracijskih proizvodnih procesih

Največji, kar 36,6-odstotni delež celotne proizvedene koristne toplote, je bil namenjen oskrbi 146.881 gospodinjskih odjemalcev, 29,4 % toplote je porabilo 9.011 poslovnih odjemalcev, 9,8 % toplote pa 850 industrijskih odjemalcev. Proizvajalci oziroma distributerji toplote so za lastne potrebe (lastna raba za industrijske procese, ogrevanje prostorov in priprava sanitarne tople vode) porabili 7,0 % toplote, preostali del v višini 17,3 % pa so predstavljale celotne distribucijske izgube[159].

159 Celotne distribucijske izgube zajemajo tudi distribucijske izgube internih distribucijskih sistemov proizvajalcev toplote. Zaradi zaokroževanja deležev lahko seštevek deležev odstopa od 100 %.

Porabo koristno proizvedene toplote iz proizvodnih procesov, ki oskrbujejo distribucijske sisteme toplote, po vrsti odjemalcev in njihovo število prikazuje slika 265.

SLIKA 265: PORABA TOPLOTE PO VRSTI ODJEMALCEV IN NJIHOVO ŠTEVILO



VIR: AGENCIJA

Pri proizvodnji toplote se je v letu 2024 porabilo 11,9 PJ energije primarnih energentov. Zaradi manjše potrebe končnih odjemalcev po toploti je glede na preteklo leto poraba primarnih goriv manjša, in sicer za dobrih 4,5 %.

4,5 % manjša poraba primarnih goriv

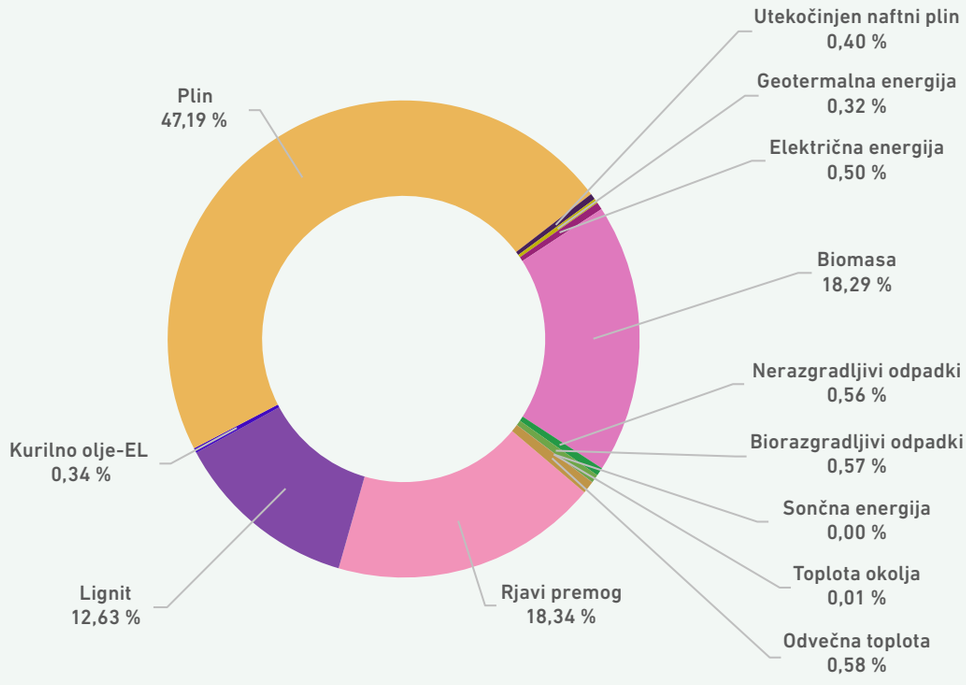
Plin kot glavni energent za proizvodnjo toplote je v letu 2024 pokrival 47,19-odstotni delež, sledi mu premog s 30,97 % in ostali primarni energenti z 21,84-odstotnim deležem. Delež plina se je glede na leto 2023 povečal za približno 11,86 %. Vzrok je v zagonu dveh novih plinskih turbin, ki sta sestavni del nove plinsko parne enote, ki ju upravlja največji distributer toplote v Sloveniji, Energetika Ljubljana. S tem je proizvodnja toplote v Energetiki Ljubljana v večji meri prešla s premoga na plin.

Delež nafte in naftnih derivatov kot primarnih energentov je v strukturi znašal 0,74 %, obnovljivi viri (lesna biomasa, geotermalna energija) 18,62 %, mešani komunalni odpadki 1,13 %, industrijska odvečna toplota 0,85 % in električna energija 0,50 %.

Toplota iz mešanih komunalnih odpadkov za oskrbo sistemov daljinskega ogrevanja se je proizvajala le v sežigalnici komunalnih odpadkov Celje, odvečna toplota iz industrijskih procesov pa v železarni Ravne (SIJ Metal Ravne) ter tovarni zdravil Novartis Ljubljana. Koriščenje odvečne toplote iz proizvodnih procesov za oskrbo sistemov daljinskega ogrevanja postaja glede na trend rasti cen ostalih primarnih energentov vse pomembnejši dejavnik pri doseganju cenovno sprejemljive oskrbe odjemalcev s toploto. Njegov porast glede na leto 2023 je 207,35 %.

Podrobnejša struktura uporabljenih primarnih energentov za proizvodnjo toplote v letu 2024 je prikazana na sliki 266.

SLIKA 266: STRUKTURA PRIMARNIH ENERGENTOV ZA PROIZVODNJO TOPLOTE



VIR: AGENCIJA

V strukturi primarnih energentov so se glede na predhodno leto najbolj spremenili deleži električne energije, odvečne toplote in mešanih komunalnih odpadkov (slika 267). Manjša poraba energetsko pomembnega primarnega energenta premoga je v večji meri posledica začetka rednega obratovanja prej omenjene plinsko-parne enote v Ljubljani. Plinsko-parno enoto sestavljata dve plinski in parna turbina, s skupno nazivno toplotno močjo 148 MW. Zaradi tega se zmanjšuje proizvodnja toplote v obstoječih premogovnih parnih turbinah, kar pomeni 18,35 % nižjo porabo premoga ter 11,86-odstotni višji delež plina v strukturi primarnih goriv.

18,35 % manjša poraba premoga

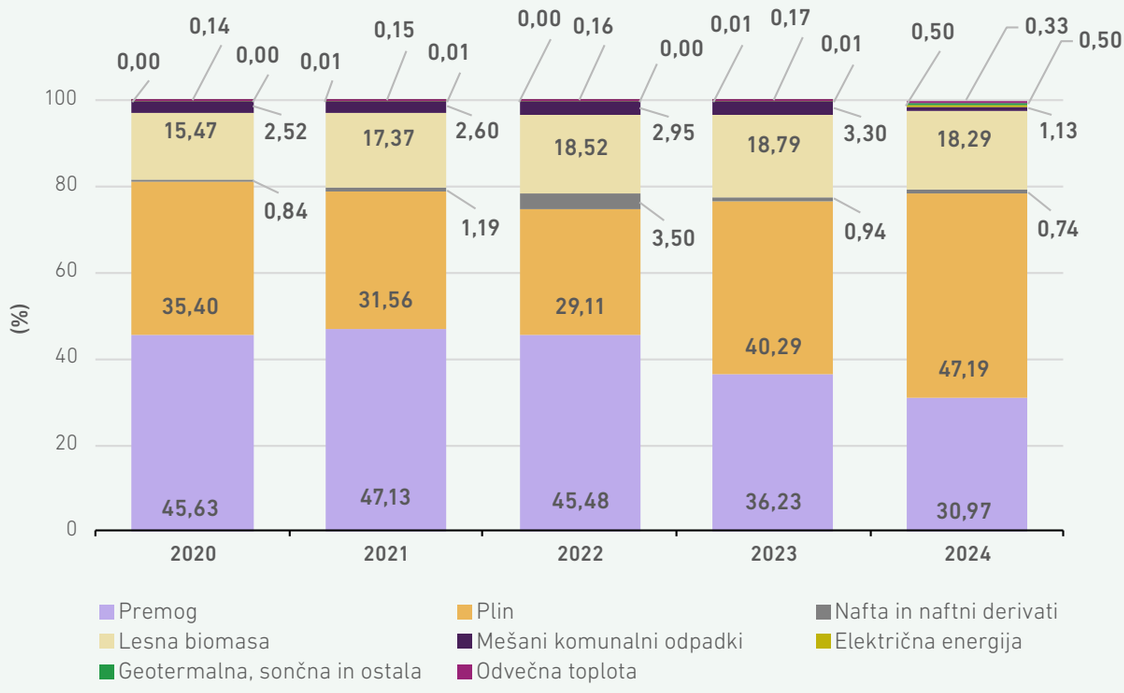
11,86 % večja poraba plina

Omenjena energenta v strukturi primarnih goriv pokrivata 78,31-odstotni delež celotne energetske vrednosti porabljenih goriv za oskrbo sistemov daljinskega ogrevanja.

Poraba naftnih derivatov, ki so pri določenih proizvodnih napravah alternativno gorivo plinu in v letni strukturi primarnih goriv zavzemajo le 0,74-odstotni delež, se je v primerjavi s preteklim letom zmanjšala za 24,40 %. Prav tako se je občutno povečala poraba električne energije (ta pokriva v letni strukturi primarnih goriv 0,50 %), kar je predvsem posledica večjega vključevanja toplotnih črpalk in električnih bojlerjev, ki v pretežni meri izkoriščajo električno energijo iz lastnih sončnih elektrarn kot primarni vir za proizvodnjo toplote.

V letu 2024 so na ceno toplote iz sistemov daljinskega ogrevanja vplivale tudi še vedno relativno visoke cene emisijskih kuponov CO_2. Njihova povprečna mesečna ponudbena cena na borznih trgih je tako po podatkih portala European Energy Exchange v letu 2024 znašala 66,1 EUR/tona CO_2, kar je glede na predhodno leto 20,9-odstotno znižanje. Povprečne mesečne ponudbene cene emisijskih kuponov so se tako v letu 2024 gibale med 52,2 EUR/tona CO_2 in 120 EUR/tona CO_2.

SLIKA 267: STRUKTURA PRIMARNIH ENERGENTOV V OBDOBJU 2020–2024

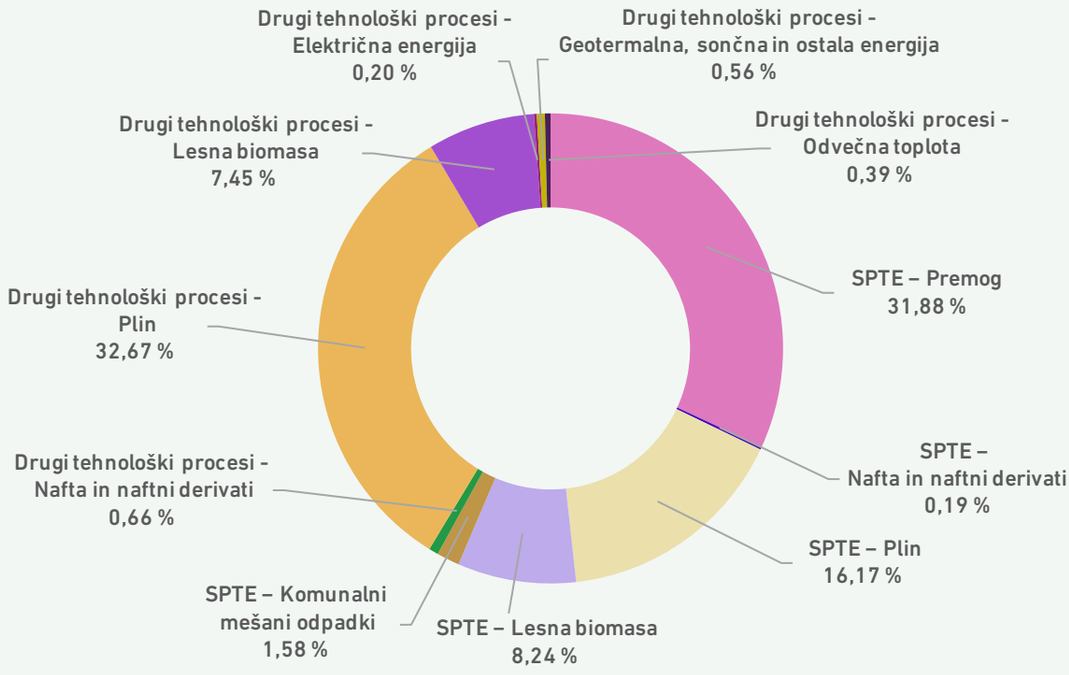


VIR: AGENCIJA

Premog kot primarni vir se je uporabljal le v procesih soproizvodnje električne energije in toplote, pri čemer je bilo za oskrbo distribucijskih sistemov toplote proizvedenih 239,3 GWh bruto električne energije in 622,0 GWh toplote. V ostali soproizvodnji toplote in drugih tehnoloških procesih se je v večji meri kot primarni energent uporabljal plin (proizvedeno 294,0 GWh bruto električne energije in 952,8 GWh toplote). Iz obnovljivih virov je bilo proizvedenih 70,2 GWh bruto električne energije in 341,8 GWh toplote. Strukturni delež porabljenih primarnih energentov glede na način pridobivanja toplote za oskrbo distribucijskih sistemov prikazuje slika 268.

20,2 % toplote proizvedene iz OVE

SLIKA 268: STRUKTURA PRIMARNIH ENERGENTOV[160] ZA PROIZVODNJO TOPLOTE ZA DISTRIBUCIJSKE SISTEME



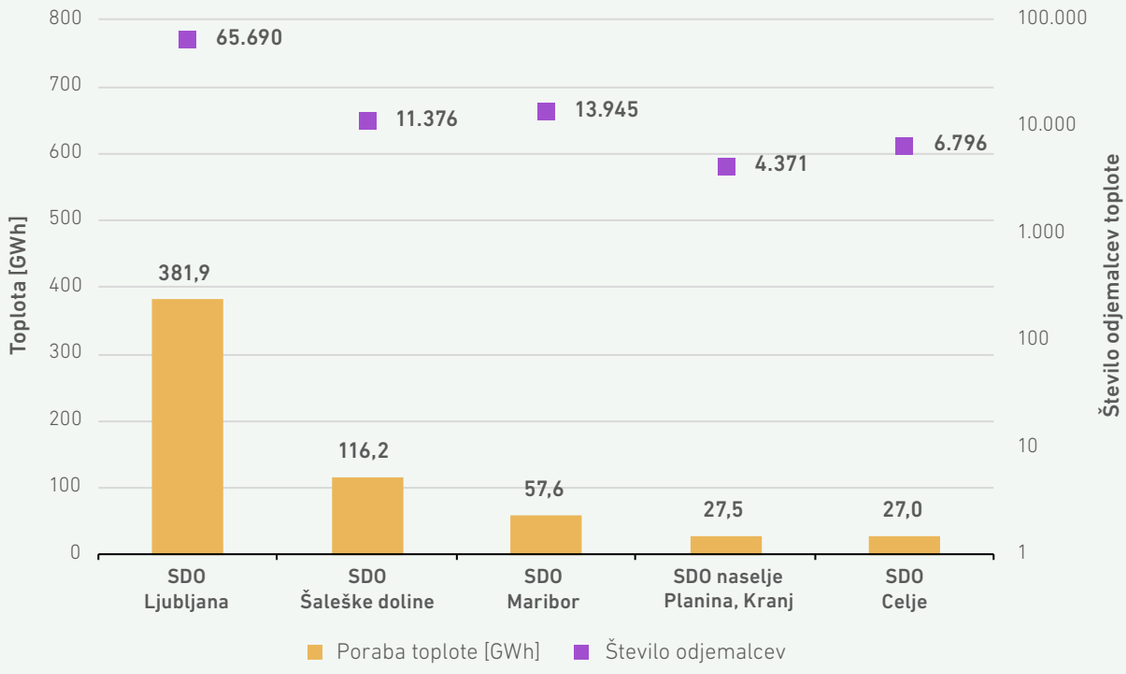
VIR: AGENCIJA

Prvih pet največjih distribucijskih sistemov[161] po merilu količin dobavljene toplote končnim odjemalcem je v letu 2024 dobavilo kar 76,1 % vse predane toplote iz distribucijskih sistemov. Pri tem je bilo oskrbovanih 67,3 % vseh odjemalcev distribucijskih sistemov toplote. Distribucija toplote za ogrevanje in hlajenje prostorov ter pripravo sanitarne tople vode se je izvajala iz 118 distribucijskih sistemov, za pripravo pare pa iz dveh.

Prvih pet največjih distribucijskih sistemov, ki oskrbujejo gospodinjske odjemalce, je oskrbovalo 69,6 % vseh oskrbovanih gospodinjskih odjemalcev in jim dobavilo 79,4 % toplote, namenjene gospodinjskim odjemalcem, oziroma 53,4 % vse predane toplote iz omenjenih sistemov. Povprečna letna poraba gospodinjskega odjemalca je v letu 2024 znašala 5,2 MWh, povprečne letne distribucijske izgube pa so znašale 19,3 %. Oskrbo gospodinjskih odjemalcev je pri tem zagotavljalo 96 distribucijskih sistemov v 60 slovenskih občinah. Navedeno prikazuje slika 269.

160 Zaradi zaokroževanja deležev na dve decimalni mesti lahko pride do odstopanj seštevkov deležev.
161 Zaradi namembnosti parovodnih sistemov (oskrba le industrijskih procesov) so ti izločeni iz podane primerjave.

SLIKA 269: PORABLJENA TOPLOTA IN ŠTEVILO OSKRBOVANIH GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV PRI NAJVEČJIH DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH TOPLOTE[162]



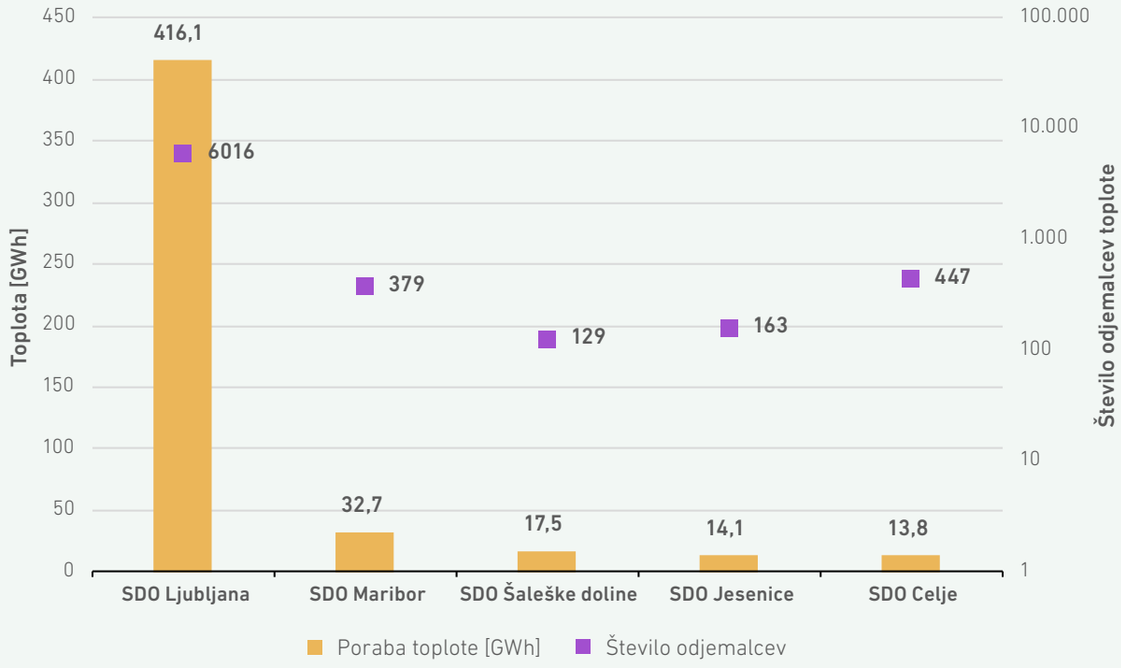
VIR: AGENCIJA

Prvih pet največjih distribucijskih sistemov, ki s toploto za ogrevanje prostorov in pripravo sanitarne tople vode oskrbujejo poslovne in druge odjemalce toplote, je oskrbovalo 79,2 % teh odjemalcev in jim dobavilo 80,0 % vse toplote (slika 270), namenjene poslovnim in ostalim odjemalcem, oziroma 41,8 % vse predane toplote iz omenjenih sistemov.

Povprečna letna poraba poslovnega odjemalca je v letu 2024 znašala 68,5 MWh, povprečne letne distribucijske izgube pa 19,1 %. Oskrba poslovnih in drugih odjemalcev toplote se je v letu 2024 zagotavljala iz 82 distribucijskih sistemov v 62 slovenskih občinah.

162 SDO – uporabljena okrajšava za sistem daljinskega ogrevanja

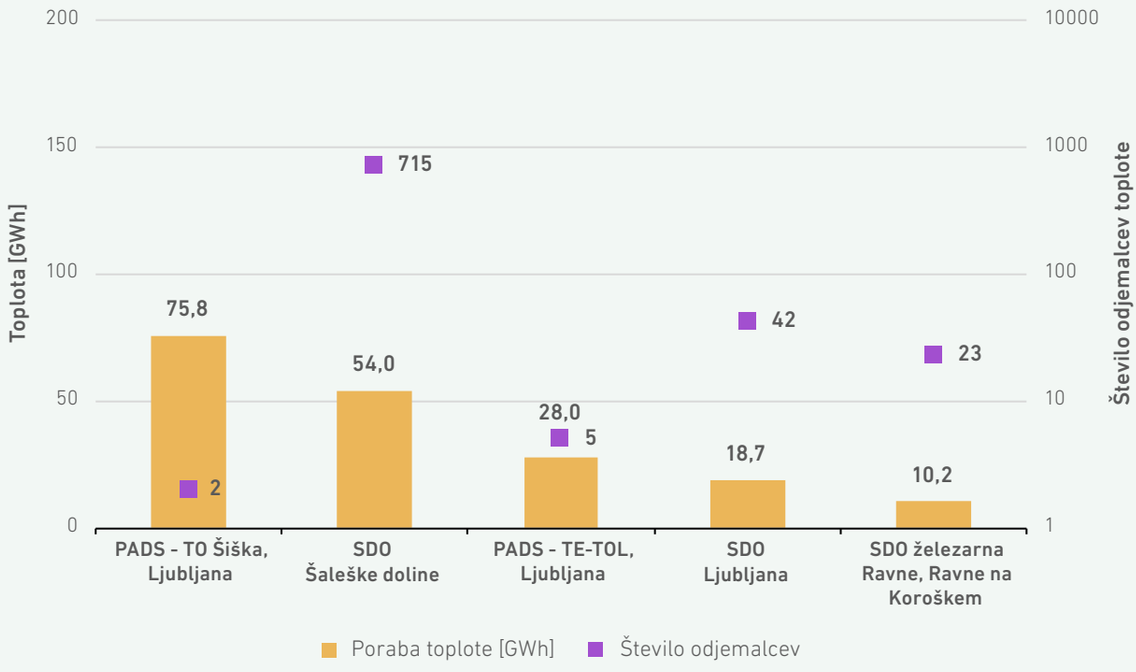
SLIKA 270: PORABLJENA TOPLOTA TER ŠTEVILO POSLOVNIH IN DRUGIH ODJEMALCEV PRI NAJVEČJIH DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH TOPLOTE



VIR: AGENCIJA

V letu 2024 je prvih pet največjih distribucijskih sistemov, ki s toploto oskrbujejo industrijske odjemalce, za potrebe industrijskih procesov, ogrevanje prostorov ter pripravo sanitarne tople vode oskrbovalo 92,6 % omenjenih odjemalcev in jim dobavilo kar 90,9 % toplote (slika 271). V deležu celotne predane toplote končnim odjemalcem na distribucijskih sistemih, ki so zagotavljali toploto industrijskim odjemalcem, je delež porabe industrijskih odjemalcev predstavljal 17,3 %, povprečna letna poraba industrijskega odjemalca pa je dosegla vrednost 241,8 MWh. Oskrba industrijskih odjemalcev se je v letu 2024 zagotavljala iz 20 distribucijskih sistemov v 18 slovenskih občinah.

SLIKA 271: PORABLJENA TOPLOTA IN ŠTEVILO OSKRBOVANIH INDUSTRIJSKIH ODJEMALCEV PRI NAJVEČJIH DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH TOPLOTE[163]



VIR: AGENCIJA

Distribucijski sistemi toplote

Oskrba s toploto iz distribucijskih sistemov toplote[164] se je po evidencah agencije v letu 2024 izvajala iz 122 distribucijskih sistemov (62 kot GJS, 19 tržnih in 41 lastniških) v 68 slovenskih občinah. Skupna dolžina tras distribucijskih sistemov je znašala 921,7 kilometra. Kot izbirno lokalno GJS je oskrbo s toploto izvajalo 62 distribucijskih sistemov, ki jih je upravljalo 34 distributerjev v 51 slovenskih občinah. V 13 občinah se je oskrba s toploto izvajala kot tržna dejavnost in v 18 občinah kot oskrba iz lastniških distribucijskih sistemov. Lastniški distribucijski sistemi na območju občin Kranj, Koper, Maribor, Krško, Žalec sodijo med večje distribucijske sisteme za oskrbo gospodinjskih in poslovnih odjemalcev. V letu 2024 je v omenjenih petih občinah 15 lastniških distribucijskih sistemov oskrbovalo 11.873 odjemalcev, od tega kar 11.746 gospodinjstev.

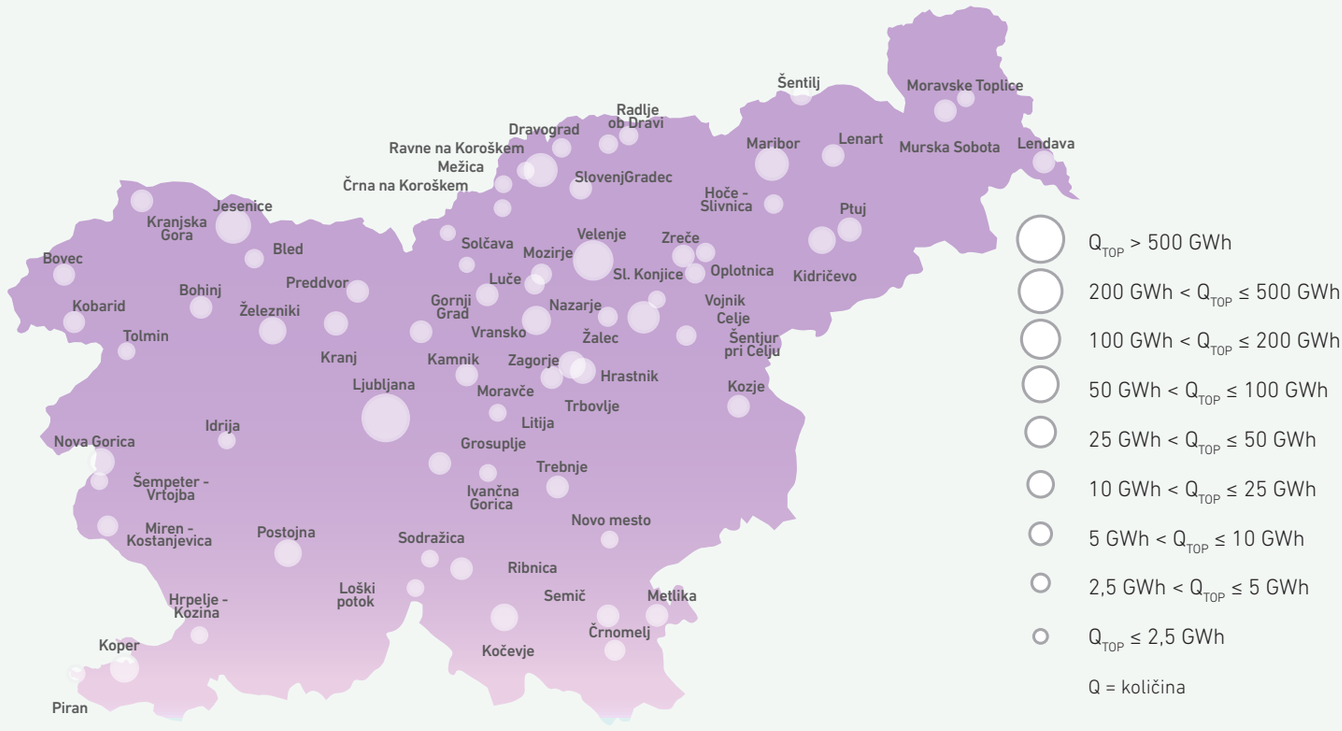
Distribucijski sistemi, katerih dejavnost distribucije toplote se je izvajala kot izbirna lokalna GJS, so zagotavljali toploto 90,0 % odjemalcev toplote, delež predane toplote iz omenjenih sistemov pa je znašal 92,5 % vse predane toplote iz distribucijskih sistemov.

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 2024 prikazuje slika 272.

163 PADS – uporabljena okrajšava za parovodni distribucijski sistem
164 Distribucijski sistemi ne zajemajo internih distribucijskih sistemov proizvajalcev toplote.

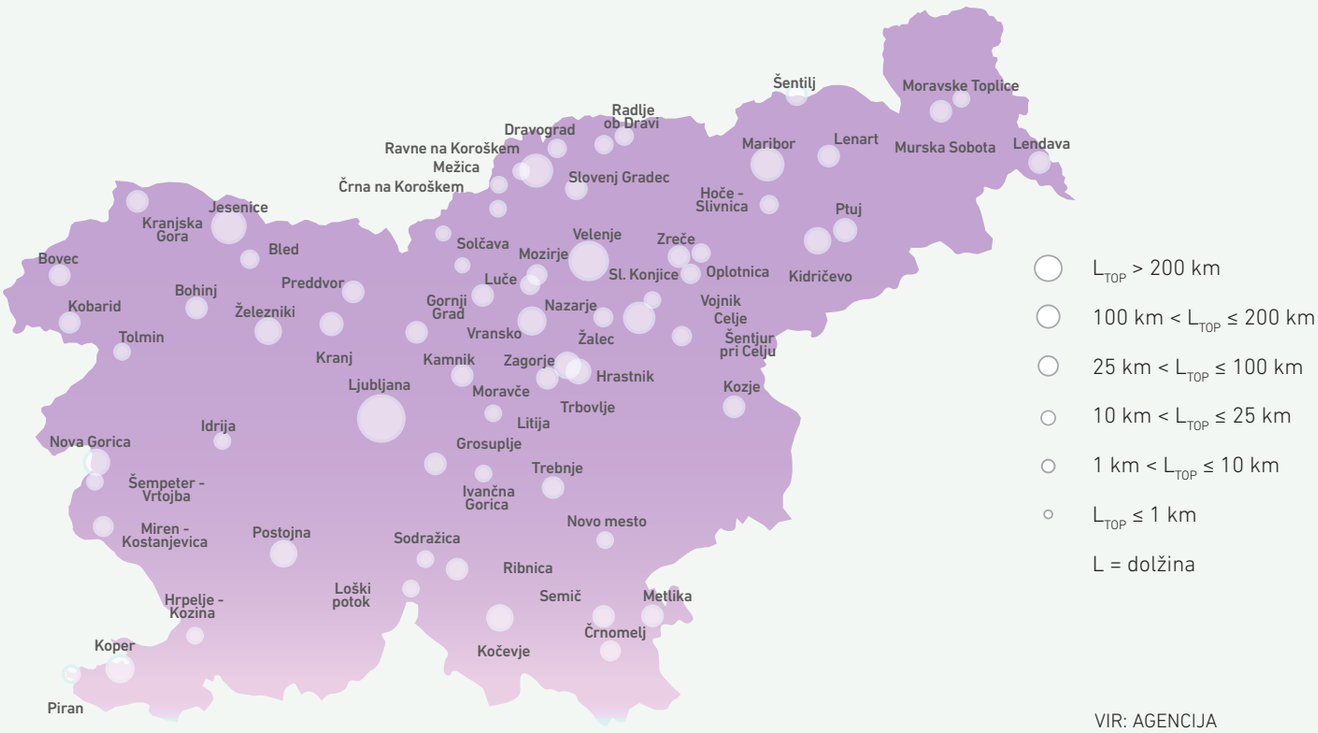
SLIKA 272: KOLIČINE DISTRIBUIRANE TOPLOTE PO SLOVENSKIH OBČINAH



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 99,0 % celotne dolžine tras distribucijskih sistemov, parovodni 0,8 % in distribucijski sistemi hladu pa nekaj manj kot 0,2 % celotne dolžine distribucijskih sistemov. Najdaljša distribucijska sistema toplote ostajata v Ljubljani (280,3 kilometra dolg toplovodni distribucijski sistem) in Velenju s Šoštanjem (180,1 kilometra dolg toplovodni distribucijski sistem). Povprečna dolžina distribucijskih sistemov toplote je znašala 7,6 kilometra, toplovodno-vročevodni distribucijski sistemi pa so beležili povprečne letne distribucijske izgube toplote v višini 19,4 % vse distribuirane toplote. Povprečne letne distribucijske izgube toplote na sistemih daljinskega hlajenja in distribucije pare so dosegale vrednost 9,7 %, kar je pripisati krajši dolžini omenjenih distribucijskih sistemov.

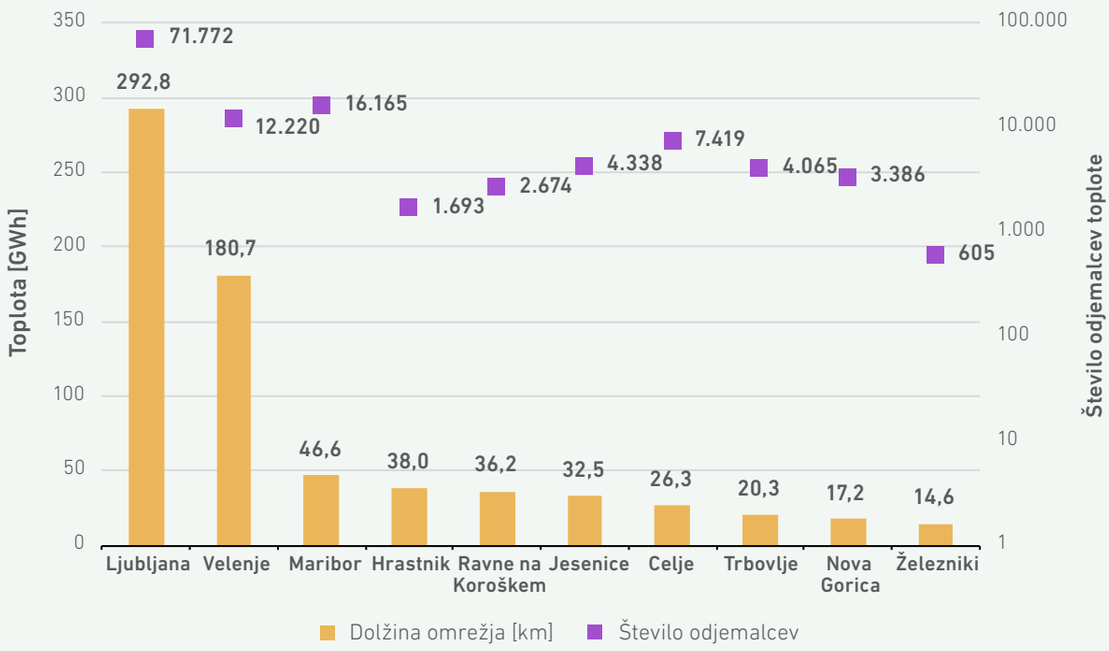
SLIKA 273: DOLŽINA DISTRIBUCIJSKIH OMREŽIJ V SLOVENSKIH OBČINAH



VIR: AGENCIJA

Slika 274 prikazuje prvih deset občin glede na skupno dolžino evidentiranih distribucijskih sistemov za oskrbo s toploto in število odjemalcev toplote v letu 2024.

SLIKA 274: DOLŽINE DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV TOPLOTE IN ŠTEVILO PRIKLJUČENIH ODJEMALCEV TOPLOTE V POSAMEZNIH OBČINAH



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).

55,7 %
distribucijskih sistemov energetsko učinkovitih

Glede na omenjena merila je bilo v letu 2024 od 122 evidentiranih distribucijskih sistemov toplote, na katerih se distribucija toplote izvaja kot izbirna lokalna GJS ali tržna dejavnost ali pa gre za lastniški distribucijski sistem, 68 distribucijskih sistemov energetsko učinkovitih (to pomeni, da so izpolnjevali vsaj eno izmed meril, nekateri tudi več). Glede na leto 2023 ostaja število učinkovitih distribucijskih sistemov nespremenjeno, čeprav se je število evidentiranih distribucijskih sistemov povečalo za 12. Največ distribucijskih sistemov, in sicer 54, je izpolnjevalo merilo energetske učinkovitosti s tem, da je bilo vsaj 50 % distribuirane toplote proizvedene posredno ali neposredno iz OVE. Le štirje distribucijski sistemi so izpolnjevali 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 2024 za značilnega gospodinjskega odjemalca toplote v večstanovanjski stavbi z letno obračunsko močjo 6,54 kW in povprečno letno porabo 4,31 MWh.

Distribucijski sistemi v izbranih občinah so v letu 2024 oskrbovali 78,0 % vseh oskrbovanih gospodinjskih odjemalcev, njihova prevzeta količina toplote pa je znašala 85,6 % vse predane toplote tem odjemalcem.

Povprečne maloprodajne cene toplote v omenjenih občinah[165] so prikazane na sliki 275. Izračunane so kot povprečje maloprodajnih mesečnih cen za značilnega gospodinjskega odjemalca toplote v večstanovanjski stavbi v posamezni izbrani občini, prikazana pa je tudi povprečna mesečna maloprodajna cena toplote za celotno Slovenijo, utežena s

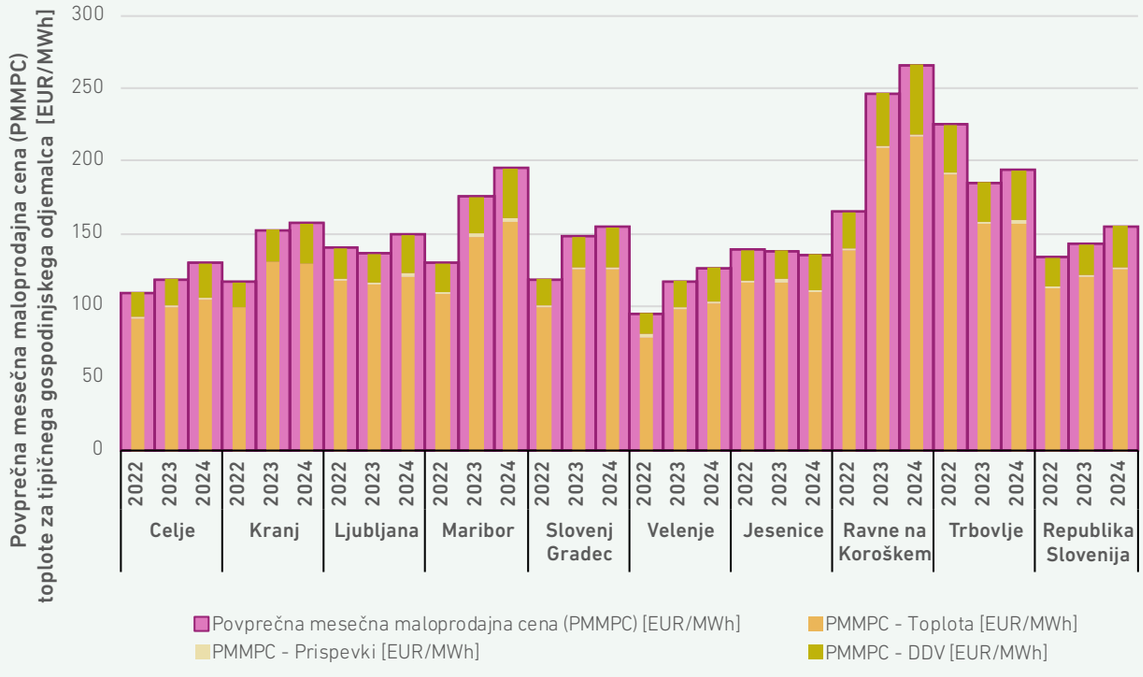
9,0 % višja
povprečna maloprodajna cena toplote

številom oskrbovanih gospodinjskih odjemalcev. Povprečna mesečna maloprodajna cena toplote (PMMPC) za gospodinjske odjemalce se je v vseh omenjenih občinah glede na leto prej v povprečju povečala za 9,0 % in je v letu 2024 znašala 155,2 EUR/MWh. Najvišja PMMPC je bila dosežena na Ravnah na Koroškem, 266,17 EUR/MWh, sledi ji Maribor 195,29 EUR/MWh in Trbovlje s 193,87 EUR/MWh. Najnižjo PMMPC je zagotavljal distribucijski sistem daljinskega ogrevanja v Velenju in Šoštanju z 126,18 EUR/MWh, druga najnižja cena pa je bila v Celju, 129,60 EUR/MWh. Največje povečanje PMMPC v primerjavi s predhodnim letom je bilo zaznati v Mariboru, 11,2 %, znižanje pa le v na Jesenicah, za 2,1 %.

165 Neposredna primerjava povprečnih maloprodajnih cen zaradi spremembe karakteristik odjema tipičnega odjemalca toplote z maloprodajnimi cenami, objavljenimi v letnih poročilih agencije v predhodnih letih, ni izvedljiva.

V zadnjih letih je agencija na podlagi opravljenih analiz zaznala, da sta se povprečna obračunska moč in povprečna letna poraba značilnega gospodinjskega odjemalca v posameznih slovenskih občinah v eno- in večstanovanjskih stavbah zaradi vse večjega števila energetskih sanacij stavb in vse manjšem letnem temperaturnem primanjkljaju bistveno spremenili. Agencija je na podlagi metodologije za določitev odjemnih karakteristik značilnih odjemalcev toplote v Republiki Sloveniji v drugi polovici leta 2024 izvedla korekcijo (spremembo) odjemnih karakteristik gospodinjskega odjemalca toplote v večstanovanjski stavbi, ki porablja toploto za ogrevanje stanovanjskih površin. Ogrevani objekti in njihova povprečna letna poraba ter njihova obračunska moč so glede na klasifikacijo energetske učinkovitosti stavb uvrščeni v razred energetske učinkovitosti D.

SLIKA 275: GIBANJA POVPREČNE MALOPRODAJNE CENE TOPLOTE ZA GOSPODINJSKE ODJEMALCE V POSAMEZNIH SLOVENSKIH MESTIH V OBDOBJU 2022–2024



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 gospodinjskih 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 2024 je prejela 128 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.

SEZNAM KRATIC IN OKRAJŠAV

ACER	Agencija za sodelovanje energetskih regulatorjev (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
agencija	Agencija za energijo
AI	Artificial Intelligence (Umetna inteligenca)
AJPES	Agencija Republike Slovenije za javnopravne evidence in storitve
AM	Amortizacija
AMR	Automatic Meter Read (Samodejno odčitavanje števca)
APG	Austrian Power Grid (avstrijski OPS)
aRPF	Rezerva za povrnitev frekvence z avtomatsko aktivacijo
ATC	Available Transfer Capacities (razpoložljive prenosne zmogljivosti)
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)
BDP	Bruto domači proizvod
BEV	Baterijska električna vozila
BO	Bilančni obračun
Borzen	BORZEN, operater trga z elektriko, d. o. o.
BS	Bilančna skupina
BSP	BSP Energetska Borza d.o.o.
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 energetskem trgu)
CERT-EU	The Computer Emergency Response Team for the EU institutions, bodies and agencies (Odzivna skupina za računalniške nujne primere za institucije, organe in agencije EU)
CIM	Common Information Model (IEC 61970-3XX)
CONE	Cost of New Entry – strošek novega vstopa
CPO	Charge Point Operator – operater polnilnih mest
CROPEX	Croatian Power Exchange
CSD	Center za socialno delo
CUO	Cena za uporabo omrežja
ČB	Časovni blok
ČHE	Črpalna elektrarna
DA	Dan vnaprej (Day-Ahead)
DDV	Davek na dodano vrednost
DOM	Dogovorjena obračunska moč
DSO Entity	Entiteta ODS (Združenje ODS vseh velikosti v Evropi)
DV	Daljnovod
E	Spodbude za uspešnost naložb v pametna omrežja
EAFO	European Alternative Fuels Observatory
ebIX	European forum for energy Business Information eXchange

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)
EK	Evropska komisija
ENISA	The European Union Agency for Cybersecurity
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas (Evropska mreža operaterjev prenosnih sistemov za plin)
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
EPRI	Electric Power Research Institute (Raziskovalni inštitut za elektroenergetiko v Washingtonu, Združene države Amerike)
ERAA	European Resource Adequacy Assesment (Evropska ocena zadostnosti virov)
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
EVT/Portal CEEPS	Vozlišče, ki zagotavlja izmenjavo podatkov med distributerji in dobavitelji električne energije, končnimi uporabniki in njihovimi pooblaščenci; 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 in 38/24 – EZ-2
EZ-2	Energetski zakon, Uradni list RS, št. 38/24
FB	Flow Based (pretoki 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
HEP	Hrvatska elektroprivreda d.d.
HESS	Hidroelektrarne na Spodnji Savi, d.o.o.
HHI	Herfindahl-Hirschmanov indeks koncentracije trga
HSE	HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE d.o.o.
HUPX	Hungarian Power Exchange
ICS	Industrijski krmilni sistemi (angl. Industrial Control Sistems)
ICS-CERT	Industrial Control Systems Cyber Emergency Response Team (Skupina za odzivanje na nujne primere v industrijskih sistemih vodenja)
ID	Sprotni trg znotraj dneva (Intraday)
IDA	Implicitne avkcije znotraj dneva
IGCC	International Grid Control Cooperation
IKT	Informacijsko-komunikacijska tehnologija
IoT	Internet of Things (Internet stvari)
IOTEE	Imenovani operater trga z električno energijo (Nominated Electricity Market Operator)
IPET	Sekcija za izmenjavo podatkov na energetskem trgu
IT	Informacijska tehnologija (poslovna informatika)
JAO	Joint Allocation Office (dražbena hiša)
JPEL	JAVNO PODJETJE ENERGETIKA LJUBLJANA d.o.o.

KO	Končni odjemalec
KPI	Key Performance Indicator (ključni kazalnik uspešnosti)
LOLE	Loss of Load Expectation - pričakovano tveganje izpada napajanja
MAIFI	Indeks trenutne povprečne frekvence prekinitev napajanja
MID	Measuring Instruments Directive (Direktiva 2014/32/EU Evropskega parlamenta in Sveta o harmonizaciji zakonodaj držav članic v zvezi z dostopnostjo merilnih instrumentov na trgu)
MM	Merilno mesto
MPC	Maloprodajna cena
MPI	Maloprodajni indeks cen
MPO	Mali poslovni odjemalec
MPZ	Medobmočne prenosne zmogljivosti
MRP	Merilno-regulacijska postaja
MS-ISAC	Multi-State Information Sharing and Analysis Center (Večdržavni center za izmenjavo in analizo informacij)
MT	Manjša tarifa
NCA	Pristojni nacionalni organ za kibernetsko varnost
NCCS	Omrežni kodeks za kibernetsko varnost (Network Code on Cybersecurity)
NEK	NUKLEARNA ELEKTRARNA KRŠKO d.o.o.
NEPN	Nacionalni energetski in podnebni načrt
NI	Notranje informacije
NMS	Napredni merilni sistem
NN	Nizka napetost
NOKI	Nacionalni načrt odzivanja na kibernetske incidente
nPPA	Nuclear Power Purchase Agreements (dolgoročne pogodbe o nakupu električne energije iz jedrske energije)
NRA	Nacionalni regulativni organ
ODS	Operater distribucijskega sistema
OPS	Operater prenosnega sistema
OT	Procesna informatika (Operational technology)
OVE	Obnovljivi viri energije
P	Električna moč
PADS	Parovodni distribucijski sistem
PCI	Projekti skupnega interesa (Projects of Common Interest)
PHEV	Priključni hibrid (Plug-in hybrid electric vehicles)
PLC	Programirljivi logični krmilnik (Programmable Logic Controller)
PM	Polnilno mesto
PMMPC	Povprečne mesečne maloprodajne cene
PPA	Power Purchase Agreements (dolgoročne pogodbe o nakupu električne energije iz obnovljivih virov)
PPM	Prevzemno-predajno mesto
PO	Poslovni odjemalec
POM	Presežna obračunska moč
POMP	Platforma za obdelavo merilnih podatkov
PSI	Ponudnik storitev izravnave
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 energetskem trgu
RI	Raziskave in inovacije
RISIG	REMIT Information Security Implementation Group (skupina za implementacijo informacijske varnosti REMIT)
RN	Razvojni načrt
RO	Regulativni okvir
RRM	Registered Reporting Mechanism
rRPF	Rezerva za povrnitev frekvence z ročno aktivacijo
RTP	Razdelilno-transformatorska postaja
RTU	Oddaljena enota za zbiranje podatkov in nadzor (Remote Terminal Unit)
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
SCADA	Sistem za nadzor in pridobivanje podatkov (Supervisory Control and Data Acquisition)
SDO	Sistem daljinskega ogrevanja
SDV	Stroški delovanja in vzdrževanja
S(E)	Spodbude za uspešnost naložb v pametna omrežja
SEEI	Stroški električne energije za izgube v omrežju
SEVF	Slovenski energetski varnostni forum
SGTF	Smart Grid Task Force
SHB	Slovenija, Hrvaška, Bosna in Hercegovina (blok SHB)
SI-CERT	Nacionalni odzivni center za kibernetsko varnost
SIDC	Single IntraDay Coupling
SIPX	Slovenski borzni indeks (Slovenian Price Index)
SKM	Standard kupne moči (PPS - Power Purchase Standard)
SKT	Skupna kontaktna točka
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
SONPO-E	Sistemska obratovalna navodila za prenosni sistem električne energije Republike Slovenije, Uradni list RS, št. 29/16
SPTE	Soproizvodnja toplote in električne energije
SS	Sistemske storitve
SSP	Stroški storitev prožnosti distribucijskega operaterja
SURS	Statistični urad Republike Slovenije
T	Letne obratovalne ure
TE	Termoelektrarna
TEB	TERMOELEKTRARNA BRESTANICA d.o.o.
TEŠ	TERMOELEKTRARNA ŠOŠTANJ d.o.o.
TE-TOL	Termoelektrarna Toplarna Ljubljana
TP	Transformatorska postaja
URE	Učinkovita raba energije
URSIV	Urad Vlade Republike Slovenije za informacijsko varnost
US	Uporabnik sistema
US-CERT	United States Computer Emergency Readiness Team (Skupina za pripravljenost na računalniške nujne primere ZDA)
USEF	Usef Energy – Universal Smart Energy Framework
UZP	Utekočinjen zemeljski plin
V2G	Vehicle-to-Grid (dvosmerno polnjenje)
VN	Visoka napetost
VOLL	Value of Lost Load – (vrednost nezadostnega napajanja)
VT	Višja tarifa
WELMEC	Western European Legal Metrology Cooperation (WELMEC je organ, ustanovljen za spodbujanje evropskega sodelovanja na področju zakonskega meroslovja)
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
ZOEE	Zakon o oskrbi z električno energijo
ZOP	Zakon o oskrbi s plini
ZOTDS	Zakon o oskrbi s toploto iz distribucijskih sistemov
ZSROVE	Zakon o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije
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: Prevzem električne energije v prenosni in distribucijski sistem v obdobju 2022–2024 v GWh ... 11

TABELA 2: Primarni viri električne energije, prevzete v prenosni in distribucijski sistem v obdobju 2022–2024 ... 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 2022–2024 ... 23

TABELA 5: Poraba električne energije v obdobju 2022–2024 ... 25

TABELA 6: Poraba, proizvodnja in pokritost porabe z domačo proizvodnjo v obdobju 2020–2024 ... 27

TABELA 7: Število končnih odjemalcev električne energije glede na vrsto odjema v obdobju 2022–2024 ... 30

TABELA 8: Število končnih odjemalcev električne energije glede na način priključitve v obdobju 2022–2024 ... 31

TABELA 9: Doseženi cilji na področju OVE za leti 2005 in 2010 ter v obdobju 2015–2023 z oceno za 2024 ... 32

TABELA 10: Pregled prijavljenih in izbranih projektov proizvodnih naprav na javnem pozivu december 2023, zaključenem v 2024, združenih glede na tehnologijo proizvodnje električne energije ... 36

TABELA 11: Število proizvodnih naprav v podporni shemi in dinamika njihove vključitve v obdobju 2010–2024 ... 38

TABELA 12: Delež inštalirane moči in proizvedene električne energije, vključene v podporno shemo ... 40

TABELA 13: Cene RVF in delež v Sloveniji zakupljene RVF v letu 2024 ... 51

TABELA 14: Rezultati dražb za aRPF ... 52

TABELA 15: Rezultati dražb za rRPF ... 53

TABELA 16: Stroški izvajanja sistemskih storitev v letu 2024 ... 53

TABELA 17: Povprečne, najvišje in najnižje vrednosti cen odstopanj C in SIPX v obračunskih intervalih ... 55

TABELA 18: Gibanje skupnih odstopanj bilančnih skupin in na mejah slovenskega regulacijskega območja v obdobju 2020–2024 ... 57

TABELA 19: Razpon vrednosti parametrov komercialne kakovosti v obdobju 2022–2024 ... 62

TABELA 20: Število in deleži upravičenih pritožb s področja komercialne kakovosti v obdobju 2022–2024 ... 63

TABELA 21: Obseg elektroenergetske infrastrukture prenosnega in distribucijskega sistema v Sloveniji ob koncu leta 2024 ... 70

TABELA 22: Dodatne aktivnosti izvajalcev nalog GJS na področju informacijske/kibernetske varnosti izvajalcev nalog GJS na področju informacijske/kibernetske varnosti ... 83

TABELA 23: Ključni kazalniki za spremljanje učinkov na mesečni ravni v obdobju oktober 2024 – marec 2025 ... 98

TABELA 24: Primerjava sistemskih koničnih obremenitev po časovnih blokih 102
TABELA 25: Realizirani prihodki v letu 2024 po mejah 105
TABELA 26: Primerjava doseženih cen (glede na delež ur) na trgu za dan vnaprej med borzama 112
TABELA 27: Faktor zamejevanja aRPF, ki je določen glede na SIPXh 118
TABELA 28: Primerjava povprečne prodajne cene električne energije, za katero so proizvajalci upravičeni do podpore, s povprečno letno ceno pasovne električne energije na BSP v obdobju 2018–2024 126
TABELA 29: Ukrepi za regulacijo cen električne energije 146
TABELA 30: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem 176
TABELA 31: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem poslovnim odjemalcem 178
TABELA 32: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem gospodinjskim odjemalcem 180
TABELA 33: Število in odstotek odjemalcev, ki niso menjali dobavitelja med letoma 2022–2024 187
TABELA 34: Spremembe proizvodnih zmogljivosti na prenosnem sistemu do leta 2032 213
TABELA 35: Skupne prenesene količine plina in poraba odjemalcev plina glede na vrsto odjema v obdobju 2020–2024 220
TABELA 36: Število odjemalcev plina glede na vrsto odjema v letih 2023 in 2024 220
TABELA 37: Prihodki in odhodki operaterja prenosnega sistema na trgovalni platformi, pri izvajanju sistemske storitve uravnoteženja in pri obračunavanju dnevnih odstopanj ter povprečne prodajne/nakupne cene 236
TABELA 38: Parametri priključevanja in izvedenih vzdrževalnih del v obdobju 2022–2024 244
TABELA 39: Število uspešno izvedenih dražb zagotovljenih zmogljivosti v letu 2024 253
TABELA 40: Uspešno izvedene dražbe prekinljivih zmogljivosti na vstopni točki Rogatec v letu 2024 253
TABELA 41: Primerjava števil uspešno izvedenih dražb v letih 2023 in 2024 253
TABELA 42: Tržni deleži in HHI na veleprodajnem trgu s plinom 265
TABELA 43: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem na maloprodajnem trgu s plinom v letu 2024 279
TABELA 44: Tržni deleži in HHI dobaviteljev poslovnim odjemalcem na maloprodajnem trgu s plinom 280
TABELA 45: Tržni deleži in HHI dobaviteljev gospodinjskim odjemalcem na maloprodajnem trgu s plinom 282
TABELA 46: Pregled odklopa končnih odjemalcev glede na postopek odklopa 300
TABELA 47: Prihranki energije z ukrepi v obdobju 2015–2024 316
TABELA 48: Doseženi prihranki energije v programu Eko sklada za izboljšanje energetske učinkovitosti v obdobju 2015–2024 319
TABELA 49: Prihranki energije po ukrepih za obdobje 2018–2024, delno financiranih z nepovratnimi sredstvi Eko sklada 319

KAZALO SLIK

SLIKA 1: Elektroenergetska bilanca prevzema in oddaje električne energije v prenosnem in distribucijskem sistemu v letu 2024 ... 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 2023 in 2024 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 2023 in 2024 ... 18

SLIKA 8: Prevzem električne energije iz proizvodnih enot v prenosni in distribucijski sistem v obdobju 2020–2024 ... 19

SLIKA 9: Količine izgub električne energije na prenosnem, distribucijskem in zaprtih distribucijskih sistemih ter ocena zmanjšanja izgub na distribucijskem sistemu v obdobju 2015–2024 ... 20

SLIKA 10: Deleži izgub za prenosni sistem, distribucijski sistem in distribucijska podjetja v obdobju 2015–2024 ... 21

SLIKA 11: Poraba električne energije v obdobju 2020–2024 ... 24

SLIKA 12: Prevzem in oddaja električne energije pri odjemalcih s samooskrbo ter povprečna poraba električne energije gospodinjskih odjemalcev v obdobju 2020–2024 ... 26

SLIKA 13: Poraba, proizvodnja in pokritost porabe z domačo proizvodnjo v obdobju 2020–2024 ... 28

SLIKA 14: Število gospodinjskih odjemalcev v obdobju 2020–2024 ... 29

SLIKA 15: Število poslovnih odjemalcev na distribucijskem sistemu po napetostnih nivojih v obdobju 2020–2024 ... 29

SLIKA 16: Doseženi deleži OVE v državah EU ... 33

SLIKA 17: Deleži OVE v sektorju električna energija v obdobju 2010–2023 in ocena za 2024 ... 34

SLIKA 18: Proizvodnja električne energije iz OVE v izhodiščnem letu 2005 in v obdobju 2010–2024 ... 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 2011–2024 ... 39

SLIKA 21: Proizvedena električna energija v obdobju od 2010–2024, za katero so bile proizvajalcem električne energije izplačane podpore ... 40

SLIKA 22: Vrednost izplačanih podpor v obdobju 2011–2024 ... 41

SLIKA 23: Število in priključna moč naprav za samooskrbo v obdobju 2016–2024 ... 43

SLIKA 24: Število naprav za samooskrbo v obdobju 2016–2024 po proizvodnih virih ... 44

SLIKA 25: Ocena proizvodnje naprav za samooskrbo v letu 2024 po mesecih in tehnologijah ... 44

SLIKA 26: Količina dobavljene in prevzete električne energije samooskrbnih odjemalcev v letu 2024 ... 45
SLIKA 27: Količina prevzete in oddane električne energije samooskrbnih odjemalcev po območjih distribucijskega sistema v letu 2024 ... 46
SLIKA 28: Agregiran profil proizvodnje in porabe vseh samooskrbnih gospodinjskih odjemalcev v letu 2024 ... 47
SLIKA 29: Agregiran profil proizvodnje in porabe vseh ostalih samooskrbnih odjemalcev v letu 2024 ... 47
SLIKA 30: Razlike v mesečnih količinah dobavljene ter prevzete električne energije samooskrbnih odjemalcev v letu 2024 ... 48
SLIKA 31: Primer postopkov aktivacij rezerv v primeru pomanjkanja zadostnih proizvodnih zmogljivosti ... 50
SLIKA 32: Deleži virov aktivirane rezerve za vzdrževanje frekvence na letni oziroma mesečni ravni ... 51
SLIKA 33: Skupni stroški za izravnavo odstopanj elektroenergetskega sistema v 2024 ... 54
SLIKA 34: Povprečne dnevne vrednosti cen odstopanj C ter indeksa SIPX ... 55
SLIKA 35: Dnevna odstopanja od napovedi porabe v slovenskem omrežju v letu 2024 ... 56
SLIKA 36: Povprečne mesečne vrednosti stroškov regulacije (S+ in S–) v letu 2024 ... 57
SLIKA 37: Parameter SAIDI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih v obdobju 2020–2024 ... 59
SLIKA 38: Parameter SAIFI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih v obdobju 2020–2024 ... 59
SLIKA 39: Parameter MAIFI v obdobju 2020–2024 ... 60
SLIKA 40: Parameter SAIDI za vse dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih v obdobju 2020–2024 ... 60
SLIKA 41: Parameter SAIFI za vse dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih v obdobju 2020–2024 ... 61
SLIKA 42: Skupni parameter stanja kakovosti napetosti za posamezen napetostni nivo v distribucijskem sistemu v obdobju 2020–2024 ... 64
SLIKA 43: Število pritožb s področja kakovosti napetosti po distribucijskih podjetjih in v Sloveniji v obdobju 2020–2024 ... 65
SLIKA 44: Delež upravičenih in neupravičenih pritožb s področja kakovosti napetosti v obdobju 2020–2024 ... 65
SLIKA 45: Ocena naložbenih vlaganj iz razvojnih načrtov elektrooperaterjev za obdobje 2023–2032 ter primerjava z novim razvojnim načrtom za obdobje 2025–2034 ... 67
SLIKA 46: Primerjava vrednosti v razvojnih in naložbenih načrtih za distribucijski sistem električne energije ter realizacija ... 68
SLIKA 47: Naložbe operaterja prenosnega sistema in operaterja distribucijskega sistema za obdobje 2020–2024 ... 69
SLIKA 48: Rast deleža podzemnih distribucijskih vodov v obdobju 2020–2024 in projekcija za leto 2030 ... 70
SLIKA 49: Delež merilnih naprav z daljinskim odbiranjem in 15-minutno ločljivostjo (vključno z AMR) ... 71
SLIKA 50: Trend uvajanja naprednih merilnih naprav v obdobju 2020–2024 ... 72
SLIKA 51: Struktura realizacije naložb operaterja prenosnega omrežja v letu 2023, razdeljenih po funkcijah pametnih omrežij ... 73
SLIKA 52: Struktura realizacije naložb distribucije v letu 2023, razdeljenih po funkcijah pametnih omrežij ... 74

SLIKA 53: Pregled neodpisanih vrednosti aktiviranih sredstev pametnih omrežij na dan 31. 12. posameznega leta ... 75
SLIKA 54: Pregled števila vlog za kvalifikacijo projektov v shemo spodbujanja raziskav in inovacij ... 76
SLIKA 55: Struktura osrednjih tematik v letu 2024 kvalificiranih projektov v shemo spodbujanja raziskav in inovacij ... 76
SLIKA 56: Izkoriščenost sheme RI po posameznih podjetjih glede na načrtovane vrednosti iz regulativnega okvira ter pridobljena brezplačno prevzeta sredstva iz drugih virov ... 77
SLIKA 57: Delež priznanih stroškov RI po posameznih podjetjih v postopku odstopanj od regulativnega okvira glede na zamejeno vrednost ... 78
SLIKA 58: Aktualna tveganja in grožnje ... 79
SLIKA 59: Normirana porazdelitev in odstopanja obsega aktivnosti izvajalcev GJS po področjih ... 84
SLIKA 60: Najpomembnejša podpodročja dodatnih aktivnosti izvajalcev GJS, razčlenjena po področjih ISO 27002 ... 84
SLIKA 61: Normirana[23] porazdelitev in odstopanja obsega aktivnosti ELES po področjih ISO 27002 ... 85
SLIKA 62: Porazdelitev obsega aktivnosti EDP po področjih glede na letno povprečje ... 86
SLIKA 63: Normirana[23] primerjava agregiranega obsega in trendi aktivnosti EDP ... 87
SLIKA 64: Normirana[23] primerjava skupnega obsega aktivnosti in trendi družbe Plinovodi ... 88
SLIKA 65: Incidenti v energetskem sektorju in kratkoročni trend ... 89
SLIKA 66: Dolgoročna projekcija (eksponentna oz. »worst-case« aproksimacija) rasti incidentov v sektorju ... 90
SLIKA 67: Struktura upravičenih stroškov dejavnosti operaterja prenosnega in distribucijskega sistema za regulativno obdobje 2023 ... 91
SLIKA 68: Struktura načrtovanih upravičenih stroškov dejavnosti operaterja prenosnega in distribucijskega sistema za obdobje 2019–2028 ... 92
SLIKA 69: Struktura načrtovanih upravičenih stroškov dejavnosti operaterja prenosnega in distribucijskega sistema po posameznem letu regulativnega obdobja 2024–2028 ... 93
SLIKA 70: Struktura načrtovanih upravičenih stroškov dejavnosti operaterja prenosnega in distribucijskega sistema za regulativno obdobje 2024 po posameznem podjetju ... 94
SLIKA 71: Gibanje skupne omrežnine za prenosni in distribucijski sistem za nekatere značilne gospodinjske odjemalce po regulativnih obdobjih ... 96
SLIKA 72: Gibanje skupne omrežnine za prenosni in distribucijski sistem za nekatere značilne poslovne odjemalce po regulativnih obdobjih ... 97
SLIKA 73: Število PPM s spremenjeno DOM (po uporabniških skupinah) ... 99
SLIKA 74: Znižanje oziroma zvišanje DOM v ČB1 po uporabniških skupinah (0, 1, 2, 3, 4) z vidika razbremenjevanja omrežja ... 100
SLIKA 75: Analiza sistemskih koničnih obremenitev v obdobjih zadnjih višjih sezon ... 101
SLIKA 76: Število uporabnikov Moj Elektro (levo) in število MM z aktiviranim lokalnim dostopom do merilnih podatkov v realnem času (desno) v obdobju od oktobra 2024 do marca 2025 ... 102
SLIKA 77: Povzetek pomembnejših vplivov na cene v letu 2024 ... 107
SLIKA 78: Gibanje povprečne cene pasovne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2020–2024 ... 108
SLIKA 79: Gibanje povprečne cene vršne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2020–2024 ... 109
SLIKA 80: Gibanje cene pasovne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah na trgu za dan vnaprej ... 110

SLIKA 81: Gibanje cene vršne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah na trgu za dan vnaprej ... 111
SLIKA 82: Analiza negativnih cen na trgu BSP za dan vnaprej (DA) ... 113
SLIKA 83: Obseg trgovanja in razponi cen na trgu znotraj dneva ... 113
SLIKA 84: Razvoj cen urnega produkta na BSP ID trgu ... 114
SLIKA 85: Razvoj cen 15-minutnega produkta na trgu BSP ID ... 115
SLIKA 86: Obseg negativnih cen na trgu znotraj dneva ... 116
SLIKA 87: Obseg trgovanja in razponi cen na izravnalnem trgu operaterja trga ... 117
SLIKA 88: Gibanje cen ponudb in aktivirane energije aRPF ... 118
SLIKA 89: 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 ... 119
SLIKA 90: Gibanje cen aktivirane energije rRPF ... 120
SLIKA 91: Primerjava cen pozitivne avtomatske izravnave med trgom PICASSO in izravnalnim trgom ELES za storitev izravnave aRPF+ ... 122
SLIKA 92: Primerjava cen negativne avtomatske izravnave med trgom PICASSO in izravnalnim trgom ELES za storitev izravnave aRPF– ... 123
SLIKA 93: Primerjava cen pozitivne ročne izravnave med trgom MARI in izravnalnim trgom ELES za storitev izravnave rRPF+ ... 124
SLIKA 94: Primerjava cen negativne ročne izravnave med trgom MARI in izravnalnim trgom ELES za storitev izravnave rRPF– ... 125
SLIKA 95: Gibanje cene emisijskih kuponov (EUA) na borzi EEX za leto 2024 ... 128
SLIKA 96: Registracija tržnih udeležencev v Sloveniji v obdobju 2017–2024 ... 129
SLIKA 97: Število kršitev po vrstah kršitev, ki se očitajo tržnim udeležencem v postopkih, v katere je vključena agencija ... 130
SLIKA 98: Status preiskav ... 130
SLIKA 99: Struktura volumna evidentiranih zaprtih pogodb ... 132
SLIKA 100: Količine prodane oziroma kupljene električne energije prek zaprtih pogodb ... 132
SLIKA 101: Letna količina zaprtih pogodb, obratovalnih napovedi in števila zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi v obdobju 2020–2024 ... 133
SLIKA 102: Količina električne energije, s katero se je trgovalo v letu 2024 ... 134
SLIKA 103: Obseg trgovanja in vnesenih ponudb na borzi znotraj dneva za obdobje 2020–2024 ... 135
SLIKA 104: Količina trgovanja vseh produktov na izravnalnem trgu operaterja trga v obdobju 2020–2024 ... 136
SLIKA 105: Realizirane količine aRPF in rRPF ... 137
SLIKA 106: Količina aktivirane pozitivne in negativne energije po storitvah v obdobju 2021–2024 ... 138
SLIKA 107: Absolutne vrednosti angažiranih količin izravnalne energije v MWh ... 139
SLIKA 108: Tržni delež in število trgovcev na slovenski borzi glede na trgovano količino ... 140
SLIKA 109: Trend gibanja indeksa »Churn ratio« po letih v obdobju 2020–2024 ... 141
SLIKA 110: Število sklenjenih PPA za nakup in prodajo električne energije ... 143
SLIKA 111: Količina električne energije, sklenjenih PPA za nakup in prodajo električne energije ... 144
SLIKA 112: Gibanje števila dobaviteljev na maloprodajnem trgu v Sloveniji v obdobju 2020–2024 ... 145
SLIKA 113: Maloprodajni indeks cen v obdobju 2021–2024 ... 147

SLIKA 114: Gibanje cen ponudb v Sloveniji sestavljenih iz 100 % OVE, 100 % jedrske energije in iz ostalih virov energije za značilnega gospodinjskega odjemalca v obdobju 2022–2024 ... 148
SLIKA 115: Gibanje končne cene oskrbe z električno energijo v Sloveniji za značilnega gospodinjskega odjemalca v obdobju 2020–2024 ... 149
SLIKA 116: Gibanje končne cene oskrbe z električno energijo v Sloveniji za značilne poslovne odjemalce v obdobju 2020–2024 ... 150
SLIKA 117: 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 2024 v EUR/MWh ... 151
SLIKA 118: Primerjava končnih cen oskrbe z električno energijo za značilnega poslovnega odjemalca z letno porabo od 20 MWh do 500 MWh (IB) v državah EU za drugo polovico leta 2024 v EUR/MWh ... 152
SLIKA 119: Struktura cene električne energije značilnega gospodinjskega odjemalca (DC) po državah v EU (v vdelanem prikazu temnejša obarvanost pomeni višino končne cene) ... 153
SLIKA 120: Primerjava deležev v skupni ceni oskrbe z električno energijo za značilnega gospodinjskega odjemalca v državah EU ... 154
SLIKA 121: Medletne spremembe končne cene in cen električne energije za značilnega gospodinjskega odjemalca v državah EU ... 155
SLIKA 122: Spremembe skupne cene oskrbe z električno energijo po indeksu kupne moči za značilnega gospodinjskega odjemalca v državah EU ... 155
SLIKA 123: Marža in odzivnost energijske komponente maloprodajnih cen ... 157
SLIKA 124: Število sklenjenih pogodb na podlagi dinamičnih cen ter število dobaviteljev, s katerimi so odjemalci sklenili te pogodbe v obdobju 2022–2024 ... 158
SLIKA 125: Deleži prodanih količin električne energije na podlagi pogodb z dinamičnimi cenami po dobaviteljih v letu 2024 ... 159
SLIKA 126: Razvoj cen ter nestanovitnosti cen na slovenski energetski borzi ... 160
SLIKA 127: Porazdelitev urnih vrednosti veleprodajnih cen za dan vnaprej na slovenski energetski borzi BSP Southpool ... 161
SLIKA 128: Primerjava urnih vrednosti dinamičnega ter zamejenega, dvotarifnega produkta ... 163
SLIKA 129: Mesečni delež ur z višjo dinamično ceno in povprečna razlika glede na dvotarifni obračun ... 163
SLIKA 130: Sintetični profil navideznega gospodinjskega odjemalca ... 164
SLIKA 131: Mesečni stroški dobave električne energije z dinamičnim ter dvotarifnim produktom ... 165
SLIKA 132: Analiza števila opravljenih primerjalnih izračunov z uporabo storitev agencije (od 2013 do 12. 10. 2024) ... 169
SLIKA 133: Število uporabnikov različnih primerjalnih storitev po letih (2024 – do 12. 10. 2024) ... 169
SLIKA 134: Primerjalnik stroškov oskrbe: rezultat primerjalnega izračuna ... 171
SLIKA 135: Sintetični profil navideznega gospodinjskega odjemalca z varovalko 3 x 25 A s porabo med 2,5 MWh in 5 MWh (vizualizirani so veljavni omrežninski časovni bloki) ... 173
SLIKA 136: Primerjalnik stroškov oskrbe: prikaz različnih ravni veleprodajnih cen v pomoč uporabniku pri upravljanju tveganj, povezanih z dobavo na podlagi dinamičnih cen ... 174
SLIKA 137: Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem končnim odjemalcem v letu 2024 glede na leto 2023 ... 177
SLIKA 138: Spremembe tržnih deležev dobaviteljev poslovnim odjemalcem v letu 2024 glede na leto 2023 ... 178

SLIKA 139: Primerjava tržnih deležev dobaviteljev poslovnim odjemalcem v obdobju 2020–2024 179
SLIKA 140: Spremembe tržnih deležev dobaviteljev gospodinjskim odjemalcem 180
SLIKA 141: Primerjava tržnih deležev dobaviteljev gospodinjskim odjemalcem v obdobju 2020–2024 181
SLIKA 142: Gibanje HHI na maloprodajnih trgih v obdobju 2020–2024 182
SLIKA 143: Stopnja koncentracije (CR3) na maloprodajnih trgih in število dobaviteljev s tržnim deležem, večjim od 5 %, v obdobju 2020–2024 183
SLIKA 144: Gibanje števila menjav dobavitelja v obdobju 2020–2024 184
SLIKA 145: Dinamika števila menjav dobavitelja v letu 2024 glede na tip odjema 185
SLIKA 146: Količine zamenjane energije glede na tip odjema 186
SLIKA 147: Delež menjav dobavitelja gospodinjskih in poslovnih odjemalcev na območju posameznega EDP 187
SLIKA 148: Potencialni letni prihranek pri menjavi dobavitelja na podlagi razlike med najdražjo in najcenejšo ter med najdražjo in povprečno ponudbo na trgu 188
SLIKA 149 : Razvoj števila registriranih merilnih mest v portal mojelektro.si 193
SLIKA 150: Trendi izbranih ključnih kazalnikov v NMS 195
SLIKA 151: Indikativni deleži različnih vrst aktivnega odjema 196
SLIKA 152: Struktura[117] uporabnikov sistema (US) v agregaciji, pri čemer se hranilniki in proizvodne naprave lahko nahajajo tudi za prevzemno-predajnim mestom uporabnika 197
SLIKA 153: Število uporabnikov sistema v portfeljih za različne potrebe, pri čemer je uporabnik lahko vključen v več portfeljev 198
SLIKA 154: Ocenjeni deleži energije prožnosti tujih virov po agregatorjih in vrstah uporabnikov sistema 198
SLIKA 155: Struktura trgovane energije agregacije po posameznih trgih oz. storitvah in pripadajoči deleži 199
SLIKA 156: Deleži trgovane energije agregacije po posameznih trgih glede na lastništvo virov 200
SLIKA 157: Struktura[117] virov trgovane energije agregacije, kjer celoto predstavlja 182 GWh 200
SLIKA 158: Deleži trgovane energije po posameznih trgih glede na povezanost agregatorja z dobaviteljem 201
SLIKA 159: Trgovana zmogljivost po posameznih trgih glede na povezanost agregatorja z dobaviteljem 202
SLIKA 160: Struktura[117] končnih odjemalcev (KO), ki so vključeni v skupnosti 203
SLIKA 161: Primerjava agregiranih količin dobavljene električne energije odjemalcem v skupnostih, odkupljene električne energije od skupnosti ter brezplačno prevzete električne energije od skupnosti 203
SLIKA 162: Struktura uporabnikov sistema (US) v izmenjavi električne energije med aktivnimi odjemalci v okviru iste bilančne skupine 204
SLIKA 163: Število registriranih električnih vozil v Sloveniji 205
SLIKA 164: Struktura[117] števila polnilnih mest (PM) za električna vozila v Sloveniji glede na največjo moč polnjenja (P) 207
SLIKA 165: Struktura[117] števila polnilnih mest za električna vozila v različnih državah glede na največjo moč polnjenja (P) 208
SLIKA 166: Struktura dobave električne energije za potrebe električne mobilnosti 209
SLIKA 167: Prevzem in proizvodnja električne energije v Sloveniji na prenosnem sistemu brez upoštevanja izgub v obdobju 2020–2024 in primerjava z letom 2002 211

SLIKA 168: 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 2020–2024 214
SLIKA 169: Nedobavljena energija na prenosnem sistemu v letu 2024 glede na vzrok 215
SLIKA 170: Osnovni podatki o prenesenih, distribuiranih in porabljenih količinah plina [GWh] 219
SLIKA 171: Prenosni sistem plina in prenesene količine plina na vstopnih in izstopnih točkah v 2024 221
SLIKA 172: Prenesene količine plina v obdobju 2020–2024 222
SLIKA 173: Trend porabe plina slovenskih odjemalcev in prenesenih količin plina do drugih prenosnih sistemov v daljšem časovnem obdobju 222
SLIKA 174: 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 2015–2024 223
SLIKA 175: Lastna raba plina, preračunana na prenesene količine plina v obdobju 2020–2024 224
SLIKA 176: Razmerje med lastno rabo plina v kompresorskih postajah in v MRP v letu 2024 224
SLIKA 177: Distribucijski sistemi plina glede na distribuirano količino 225
SLIKA 178: Poraba odjemalcev na distribucijskih sistemih in ZDS glede na tip odjemalca in število odjemalcev v obdobju 2020–2024 226
SLIKA 179: Dolžina omrežja distribucijskih sistemov in ZDS ter število aktivnih odjemalcev v obdobju 2020–2024 227
SLIKA 180: Delež in število novih odjemalcev na distribucijskih sistemih v obdobju 2020–2024 228
SLIKA 181: Delež porabljenega plina iz distribucijskih sistemov za gospodinjske in negospodinjske odjemalce v obdobju 2020–2024 228
SLIKA 182: Skupna in povprečna poraba gospodinjskih odjemalcev na distribucijskih sistemih v obdobju 2015–2024 229
SLIKA 183: Skupna in povprečna poraba negospodinjskih odjemalcev na distribucijskih sistemih v obdobju 2015–2024 230
SLIKA 184: Distribuirane količine drugih energetskih plinov po distributerjih in vrsti distribuiranega plina 231
SLIKA 185: Tržni deleži distributerjev drugih energetskih plinov (energetska vrednost prodanih količin) 232
SLIKA 186: Tržni deleži distributerjev drugih energetskih plinov (število odjemalcev) 232
SLIKA 187: Agregirana odstopanja nosilcev bilančnih skupin v obdobju 2020–2024 234
SLIKA 188: Nakup in prodaja plina operaterja prenosnega sistema na trgovalni platformi, agregirana neto odstopanja nosilcev bilančnih skupin in izstopne količine plina v Sloveniji v letu 2024 235
SLIKA 189: Povprečne cene plina za izravnavo odstopanj v obdobju 2020–2024 235
SLIKA 190: Prihodki in odhodki operaterja prenosnega sistema na izravnalnem trgu v letu 2024 237
SLIKA 191: Sistemske razlike SR_{MN} in delež glede na prenesene količine skozi prenosni sistem v obdobju 2020–2024 237
SLIKA 192: Mesečno gibanje vsote sistemskih razlik SR_{IZ}, količin za lastno rabo in količin za namen obračuna po OBA v letu 2024 238
SLIKA 193: Trend razvoja sekundarnega trga s prenosnimi zmogljivostmi v obdobju 2017–2024 239
SLIKA 194: Naložbe v prenosni sistem plina v obdobju 2005–2024 240
SLIKA 195: Trend izgradnje in obnove distribucijskih plinovodov v obdobju 2020–2024 241
SLIKA 196: Stroški naložb v distribucijske plinovode v obdobju 2020–2024 241

SLIKA 197: Dolžina novih distribucijskih omrežij v obdobju 2020–2024 242
SLIKA 198: Struktura načrtovanih upravičenih stroškov operaterjev sistema v obdobju 2022–2024 246
SLIKA 199: Struktura načrtovanih upravičenih stroškov dejavnosti operaterjev sistema za leto 2024 246
SLIKA 200: Primerjava načrtovanih upravičenih stroškov v regulativnem obdobju 2022–2024 in 2025–2027 247
SLIKA 201: Gibanje tarifnih postavk omrežnine za vstopne in izstopne točke prenosnega sistema v obdobju 2021–2026 248
SLIKA 202: Gibanje omrežnine za distribucijo za manjše gospodinjske odjemalce D1 (3.765 kWh) v obdobju 2020–2024 250
SLIKA 203: Gibanje omrežnine za distribucijo za srednje velike gospodinjske odjemalce – D2 (10 MWh) v obdobju 2020–2024 250
SLIKA 204: Gibanje omrežnine za distribucijo za srednje velike gospodinjske odjemalce – D2 (32 MWh) v obdobju 2020–2024 251
SLIKA 205: Gibanje omrežnine za distribucijo za velike gospodinjske odjemalce – D3 (215 MWh) v obdobju 2020–2024 251
SLIKA 206: Gibanje omrežnine za distribucijo za srednje velike industrijske odjemalce – I3 (8.608 MWh) v obdobju 2020–2024 252
SLIKA 207: Zakupljene prenosne zmogljivosti na dražbah v letu 2024 254
SLIKA 208: Uspešno izvedene dražbe v obdobju 2020–2024 255
SLIKA 209: Dinamika dnevno prenesenih količin plina, tehnična zmogljivost in dodeljena zagotovljena zmogljivost na vstopni točki Ceršak v obdobju 2022–2024 256
SLIKA 210: Dinamika dnevno prenesenih količin plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na vstopni točki Šempeter v obdobju 2022–2024 257
SLIKA 211: Dinamika dnevno prenesenih količin plina, tehnična zmogljivost in dodeljena zagotovljena zmogljivost na izstopni točki Šempeter v obdobju 2022–2024 258
SLIKA 212: Dinamika dnevno prenesenih količin plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na vstopni točki Rogatec v obdobju 2022–2024 259
SLIKA 213: Dinamika dnevno prenesenih količin plina, tehnična zmogljivost in dodeljena zagotovljena zmogljivost na izstopni točki Rogatec v obdobju 2022–2024 260
SLIKA 214: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na vstopni točki Ceršak v obdobju 2022–2024 261
SLIKA 215: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na vstopni točki Rogatec v obdobju 2022–2024 261
SLIKA 216: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na vstopni točki Šempeter v obdobju 2022–2024 262
SLIKA 217: Povprečni dnevni prenos plina na vstopnih točkah v Slovenijo v obdobju 2021–2024 263
SLIKA 218: Viri plina v obdobju 2020–2024 glede na mesto nakupa 264
SLIKA 219: Struktura uvoženega plina glede na ročnost sklenjenih pogodb 265
SLIKA 220: Koncentracija veleprodajnega trga s plinom 266
SLIKA 221: Trgovanje v virtualni točki (prosti trg) v obdobju 2020–2024 267
SLIKA 222: Trgovanje v virtualni točki po trgovalnih produktih v 2024 267
SLIKA 223: Trgovanje na trgovalni platformi (izravnalni trg) v obdobju 2020–2024 268
SLIKA 224: Trgovanje na trgovalni platformi v letu 2024 269

SLIKA 225: Tehtana povprečna cena na trgovalni platformi in vrednosti CEGHIX v obdobju 2022–2024 ... 269
SLIKA 226: Število dobaviteljev na maloprodajnem trgu v Sloveniji v obdobju 2020–2024 ... 270
SLIKA 227: Maloprodajni indeks cen in nekatere značilne cene plina za gospodinjske odjemalce brez omrežnine, dajatev in DDV v obdobju 2021–2024 ... 272
SLIKA 228: Končne cene plina za gospodinjske odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v obdobju 2021–2024 ... 273
SLIKA 229: Končne cene plina za značilnega gospodinjskega odjemalca D2 z vsemi davki in dajatvami za Slovenijo in sosednje države v obdobju 2022–2024 ... 273
SLIKA 230: Končne cene plina za poslovne odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v obdobju 2021–2024 ... 274
SLIKA 231: Končne cene plina za značilnega poslovnega odjemalca I3 z vsemi davki in dajatvami za Slovenijo in sosednje države v obdobju 2022–2024 ... 275
SLIKA 232: Struktura končne cene plina za gospodinjske odjemalce v obdobju 2022–2024 ... 276
SLIKA 233: Struktura končne cene plina za poslovne odjemalce v obdobju 2022–2024 ... 276
SLIKA 234: Spremembe tržnih deležev na trgu za končne odjemalce v letu 2024 glede na leto 2023 ... 279
SLIKA 235: Primerjava tržnih deležev dobaviteljev poslovnim odjemalcem v letih 2020 in 2024 ... 281
SLIKA 236: Primerjava tržnih deležev dobaviteljev gospodinjskim odjemalcem v letih 2020 in 2024 ... 283
SLIKA 237: Gibanje HHI na maloprodajnih trgih v obdobju 2022–2024 ... 284
SLIKA 238: Stopnja koncentracije CR3 in število dobaviteljev s tržnim deležem, večjim od 5 %, v obdobju 2022–2024 ... 284
SLIKA 239: Gibanje števila menjav dobavitelja v obdobju 2020–2024 ... 285
SLIKA 240: Dinamika števila menjav dobavitelja glede na tip odjema ... 286
SLIKA 241: Količine zamenjanega plina glede na tip odjema ... 287
SLIKA 242: Potencialni prihranek letnih stroškov oskrbe v primeru menjave dobavitelja za značilnega gospodinjskega odjemalca v obdobju 2021–2024 ... 288
SLIKA 243: Zasilna oskrba zaradi razlogov na strani dobavitelja po posameznih mesecih v letu 2024 ... 296
SLIKA 244: Število odjemalcev, oskrbovanih pod pogoji zasilne oskrbe na lastno zahtevo v posameznem mesecu leta 2024 ... 296
SLIKA 245: Primerjava prejetih in odobrenih zahtevkov za nujno oskrbo ... 298
SLIKA 246: Primerjava števila odklopov končnih odjemalcev ... 299
SLIKA 247: Primerjava posameznih postopkov odklopa glede na skupine odjemalcev med električno energijo in plinom ... 300
SLIKA 248: Število odpovedi pogodb o dobavi električne energije glede na razlog ... 301
SLIKA 249: Število odpovedi pogodb o dobavi plina glede na razlog ... 302
SLIKA 250: Pritožbe odjemalcev električne energije zoper dobavitelje po vsebinskih razlogih ... 303
SLIKA 251: Pritožbe odjemalcev plina zoper dobavitelje po vsebinskih razlogih ... 304
SLIKA 252: Odločitve dobaviteljev o upravičenosti pritožb gospodinjskih odjemalcev v obdobju 2020–2024 ... 304
SLIKA 253: Število reklamacij odjemalcev pri operaterjih po vsebini ... 306
SLIKA 254: Število obravnavanih reklamacij pri operaterjih ... 307
SLIKA 255: Odločanje agencije v sporih in pritožbah v obdobju 2020–2024 ... 308

SLIKA 256: Doseženi prihranki energije v obdobju 2015–2024 ... 313
SLIKA 257: Primerjava končne rabe oziroma prodaje energije med podatki zavezancev in SURS v obdobju 2014–2023 ter ciljnimi in doseženimi prihranki energije zavezancev v obdobju 2015–2024 ... 314
SLIKA 258: Ciljni in doseženi prihranki energije glede na vrsto dobavitelja energenta ... 315
SLIKA 259: Deleži prihrankov energije po posameznih ukrepih ... 317
SLIKA 260: Doseženi prihranki energije po sektorjih v obdobju 2016–2024 ... 318
SLIKA 261: Izvedba energetskih pregledov v velikih gospodarskih družbah ... 321
SLIKA 262: Primerjava izpolnjevanja obveznosti velikih gospodarskih družb med letoma 2019 in 2024 ... 322
SLIKA 263: Primerjava izpolnitve obveznosti velikih gospodarskih družb v letih 2020 in 2024 ... 323
SLIKA 264: Osnovni podatki o proizvedeni in distribuirani toploti za oskrbo odjemalcev, priključenih na distribucijske sisteme ... 327
SLIKA 265: Poraba toplote po vrsti odjemalcev in njihovo število ... 328
SLIKA 266: Struktura primarnih energentov za proizvodnjo toplote ... 329
SLIKA 267: Struktura primarnih energentov v obdobju 2020–2024 ... 330
SLIKA 268: Struktura primarnih energentov za proizvodnjo toplote za distribucijske sisteme ... 331
SLIKA 269: Porabljena toplota in število oskrbovanih gospodinjskih odjemalcev pri največjih distribucijskih sistemih toplote ... 332
SLIKA 270: Porabljena toplota ter število poslovnih in drugih odjemalcev pri največjih distribucijskih sistemih toplote ... 333
SLIKA 271: Porabljena toplota in število oskrbovanih industrijskih odjemalcev pri največjih distribucijskih sistemih toplote ... 334
SLIKA 272: Količine distribuirane toplote po slovenskih občinah ... 335
SLIKA 273: Dolžina distribucijskih omrežij v slovenskih občinah ... 336
SLIKA 274: Dolžine distribucijskih sistemov toplote in število priključenih odjemalcev toplote v posameznih občinah ... 336
SLIKA 275: Gibanja povprečne maloprodajne cene toplote za gospodinjske odjemalce v posameznih slovenskih mestih v obdobju 2022–2024 ... 338