



Agencija za energijo

Utemeljena odločitev Agencije za energijo o določitvi metodologije referenčnih cen za prenosni sistem zemeljskega plina

na podlagi četrtega odstavka 27.
člena Uredbe Komisije (EU)
2017/460 z dne 16. marca 2017 o
oblikovanju kodeksa omrežja o
usklajenih tarifnih strukturah za
plin

Maribor, februar 2022
www.agen-rs.si



1 UVOD

Uredba Komisije (EU) 2017/460 z dne 16. marca 2017 o oblikovanju kodeksa omrežja o usklajenih tarifnih strukturah za plin (UL L, 72 z dne 17. 3. 2017, str. 29, v nadaljevanju Uredba 2017/460) v četrtem odstavku 27. člena nacionalnim regulativnim organom nalaga, da v petih mesecih po končanem posvetovanju o metodologiji referenčnih cen v skladu s točko (a) šestega odstavka 41. člena Direktive 2009/73/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 13. julija 2009 o skupnih pravilih notranjega trga z zemeljskim plinom in o razveljavitvi Direktive 2003/55/ES (UL L, 211 z dne 14. 8. 2009, str. 94, v nadaljevanju Direktiva 2009/73/ES) sprejmejo in objavijo utemeljeno odločitev o vseh navedbah iz prvega odstavka 26. člena Uredbe 2017/460 iz dokumenta iz postopka posvetovanja.

Uredba 2017/460 določa kodeks omrežij, s katerim se določajo pravila o usklajenih tarifnih strukturah za plin, vključno s pravili o uporabi metodologije referenčnih cen, ustreznih zahtevah za posvetovanje in objavo ter izračunu pridržanih cen za standardne produkte zmogljivosti.

Na podlagi 26. člena Uredbe 2017/460 in na podlagi odločbe agencije št. 212-6/2021/1 z dne 20. 5. 2021 je operater prenosnega sistema zemeljskega plina, družba PLINOVODI, Družba za upravljanje s prenosnim sistemom, d.o.o., Cesta Ljubljanske brigade 11B, 1000 Ljubljana, opravil postopek posvetovanja, ki se je zaključilo 23. 9. 2021. Vsi dokumenti, objavljeni v postopku posvetovanja, so objavljeni na spletni strani operaterja prenosnega sistema v slovenskem in angleškem jeziku. Če se agencija v tem dokumentu sklicuje na posamezni dokument iz posvetovanja operaterja prenosnega sistema, bo to v besedilu v nadaljevanju navedeno.

Po izvedenem postopku posvetovanja je Agencija za sodelovanje energetske regulatorje (v nadaljevanju ACER) 19. 11. 2021 skladno s tretjim odstavkom 27. člena Uredbe 2017/460 objavila in posredovala svoje ugotovitve (Poročilo agencije – Analiza dokumenta posvetovanja o tarifni strukturi za prenos plina v Sloveniji z dne 17. 11. 2021, v nadaljevanju Analiza – ACER). Skladno s četrtem odstavkom 27. člena Uredbe 2017/460 Agencija za energijo (v nadaljevanju agencija) v nadaljevanju podaja obrazložitve k svoji odločitvi glede navedb iz prvega odstavka 26. člena Uredbe 2017/460 iz dokumenta iz postopka posvetovanja.

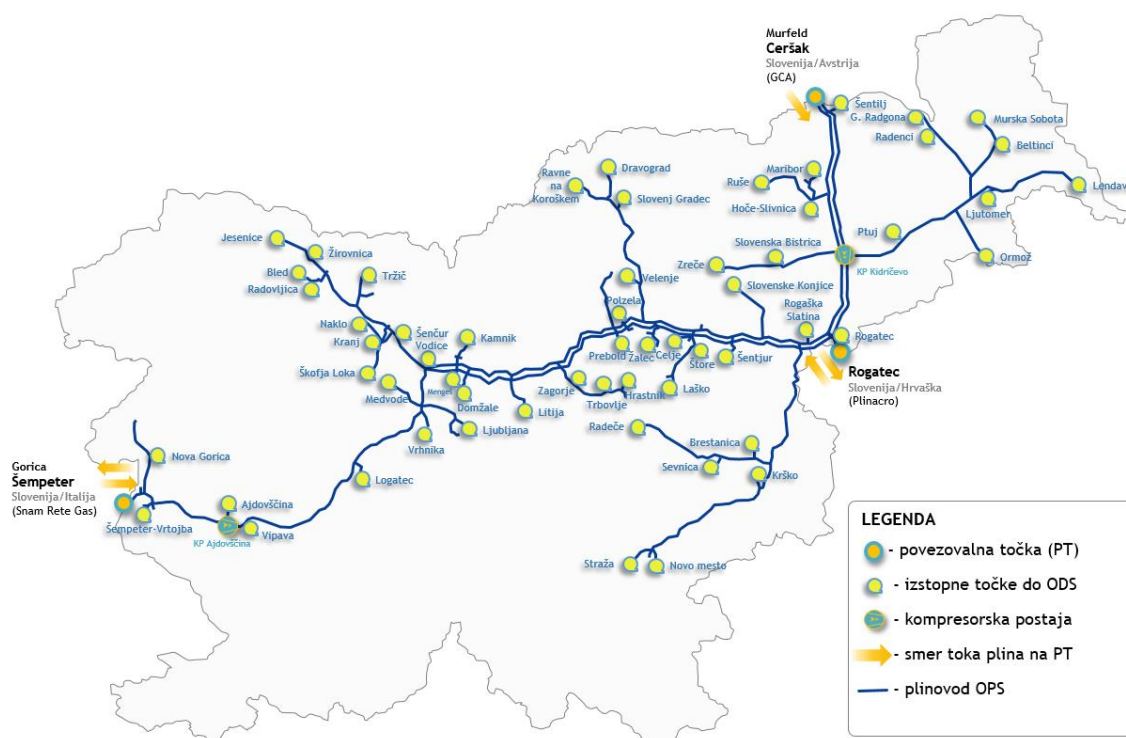
V tem dokumentu so podane utemeljene odločitve o vseh navedbah iz prvega odstavka 26. člena Uredbe 2017/460. Pri svojih odločitvah je agencija upoštevala dokument operaterja prenosnega sistema, objavljen v javni obravnavi, in Analizo – ACER.

2 METODOLOGIJA REFERENČNIH CEN

Za namene določanja tarifnih postavk omrežnine se v Sloveniji za vstopne in izstopne točke prenosnega sistema zemeljskega plina že od leta 2013 uporablja matrična metoda. Matrična metoda je bila uporabljena tudi v okviru postopka posvetovanja operaterja prenosnega sistema ter v tej utemeljeni odločitvi.

Z uporabo matrične metode se določijo referenčne cene za posamezno vstopno in izstopno točko prenosnega sistema. Enostaven prikaz slovenskega prenosnega sistema je na Sliki 1:

Slika 1: Slovenski prenosni sistem



Vstopno-izstopne točke, ki povezujejo slovenski prenosni sistem s tujimi prenosnimi sistemi, so Ceršak, Šempeter pri Gorici ter Rogatec. Navedene točke so vstopne in izstopne povezovalne točke. Na povezovalni točki Ceršak povratni tok ni omogočen, ampak je tok plina možen le v smeri Avstrija–Slovenija. Na vstopno-izstopnih točkah Šempeter pri Gorici ter Rogatec je povratni tok mogoč. Zakup zmogljivosti je mogoč na vseh povezovalnih točkah v obeh smereh.

Na prenosni sistem znotraj Slovenije je bilo konec leta 2020 priključenih 154 uporabnikov sistema, od tega 12 operaterjev distribucijskih sistemov in trije operaterji zaprtih distribucijskih sistemov ter 139 končnih odjemalcev. Te izstopne točke znotraj Slovenije predstavljajo domače izstopne točke in skladno z Uredbo 2017/460 predstavljajo homogeno skupino točk. V času izdaje tega dokumenta v Sloveniji ni vstopnih točk znotraj Slovenije oziroma domačih vstopnih točk, saj za zdaj znotraj Slovenije ni proizvodnje zemeljskega plina, ki bi injicirala zemeljski plin v prenosni sistem.

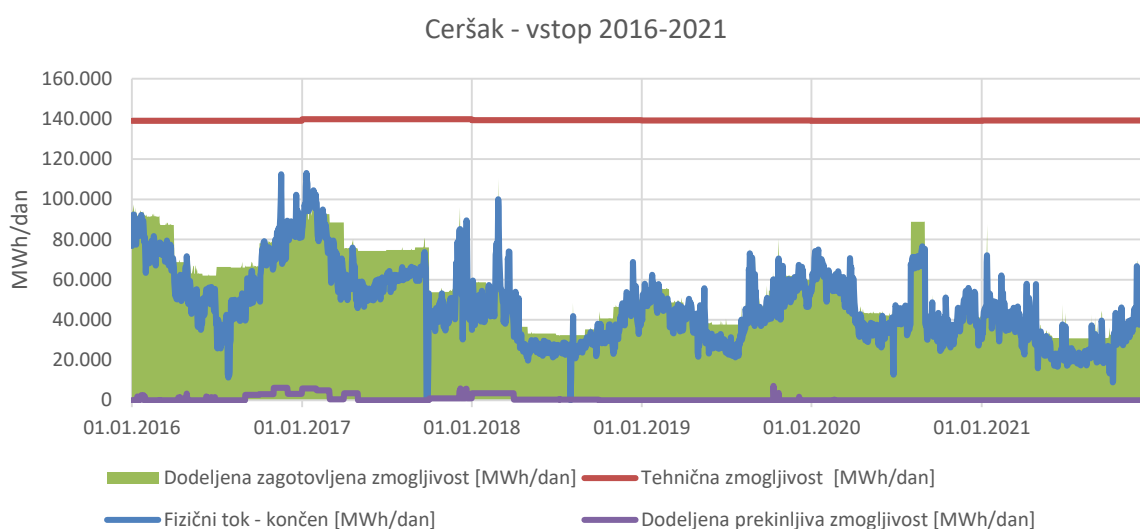
Tabela 1: Tehnične zmogljivosti posamezne vstopne ali izstopne točke

Vstopno oz. izstopna točka		Tehnična zmogljivost na dan 1. 1. 2021 [MWh/dan]
Vstopna točka	Ceršak	139.216
	Šempeter pri Gorici	28.534
	Rogatec	7.731
Izstopna točka	Ceršak	0
	Šempeter pri Gorici	25.940
	Rogatec	68.289
	Slovenija – domača izstopna točka	81.252

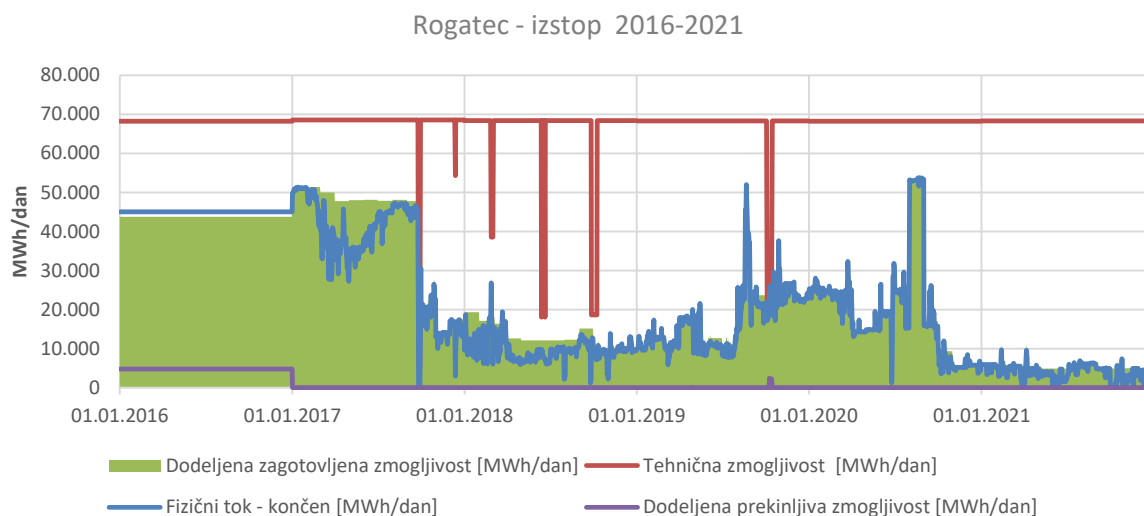
Prenosni sistem zagotavlja večino navedenih tehničnih zmogljivosti od leta 2014 naprej, ko so bile dokončane večje naložbe v prenosni sistem, ki omogočajo večje prenosne zmogljivosti na povezovalnih točkah kot pred tem obdobjem.

Od plinskega leta 2017/2018 naprej je zaznan precejšen upad zakupa prenosnih zmogljivosti za prenos zemeljskega plina do drugih prenosnih sistemov oziroma za medsystemsko uporabo sistema, medtem ko se je zakup zmogljivosti s strani domačih uporabnikov oziroma znotrajsystemska uporaba sistema zmanjšala le v manjši meri. Upad zakupa prenosnih zmogljivosti je povzročilo nižjo izkoriščenost posameznih točk prenosnega sistema in neposredno vpliva na določitev referenčnih cen ter na višino primerjalnega indeksa porazdelitve stroškov zmogljivosti med znotrajsystemsko in medsystemsko uporabo omrežja. Na slikah 2 –4 so prikazane tehnične in dodeljene zmogljivosti ter prenesene količine plina za obdobje 2016–2021.

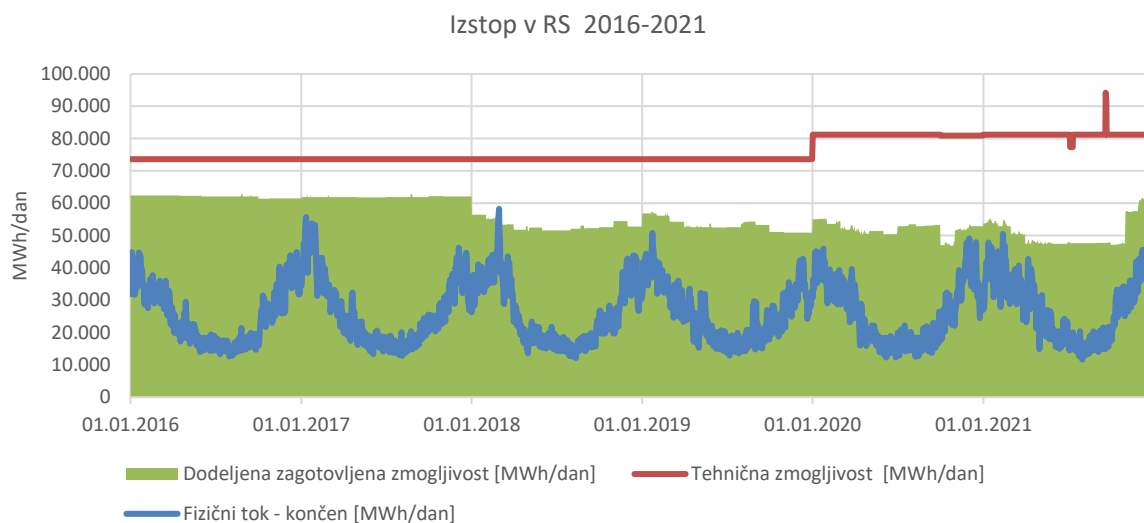
Slika 2: Tehnične zmogljivosti, dodeljene zmogljivosti ter prenesene količine na povezovalni točki Ceršak vstop



Slika 3: Tehnične zmogljivosti, dodeljene zmogljivosti ter prenesene količine na povezovalni točki Rogatec izstop



Slika 4: Tehnične zmogljivosti, dodeljene zmogljivosti ter prenesene količine na domači izstopni točki



Prenosni sistem obsega 1.177 km plinovodov, kompresorski postaji v Kidričevem (10,5 MW) in Ajdovščini (9 MW) ter 255 merilno-regulacijskih oz. drugih postaj. Tlorisne dolžine prenosnih plinovodov glede na premer cevi prikazuje Tabela 2.

Tabela 2: Dolžine prenosnih plinovodov glede na premer na dan 1. 1. 2021

	Dolžina v km
DN 800	167
DN 500	162
DN 400	197
DN < 400	651
Skupaj	1.177

Referenčne cene na podlagi matrične metode se določijo tako, da upoštevajo:

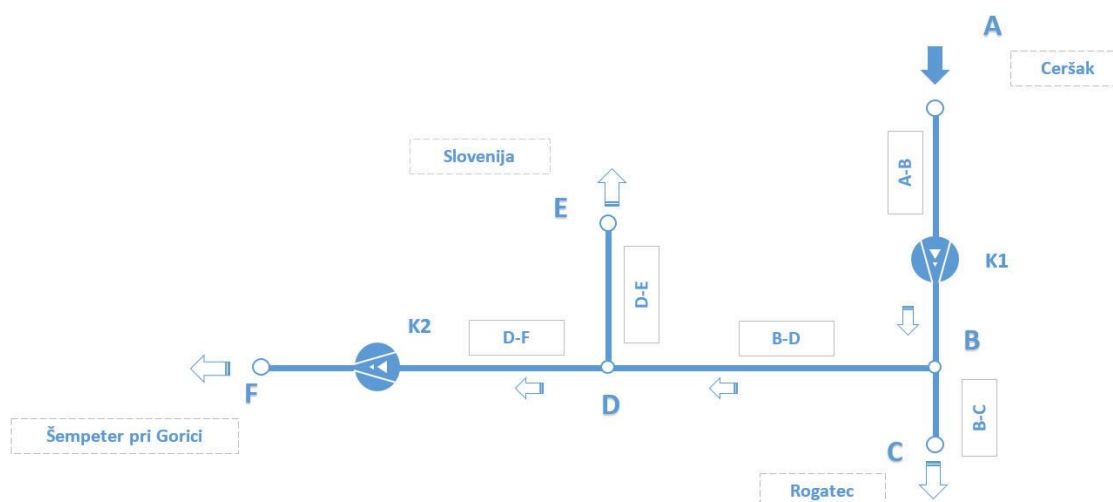
- nadomestno vrednost prenosnega sistema,
- porazdelitev tistega dela upravičenih stroškov, ki se nanašajo na prenosne storitve na podlagi zmogljivosti, in
- obremenitev posameznih delov prenosnega sistema ob nastopu vršne obremenitve prenosnega sistema.

Pri določitvi referenčnih cen z matrično metodo se te določijo z uporabo optimizacijskega procesa, katerega cilj je določitev minimalnih razlik med tarifami za posamezne vstopne ali izstopne točke in stroški, ki pripadajo določenemu delu sistema. Referenčne cene, določene z matrično metodo, odražajo upravičene stroške posameznih delov prenosnega sistema.

Kot vhodni parameter določitve referenčnih cen je upoštevana nadomestna vrednost prenosnega sistema. Za nadomestno vrednost prenosnega sistema se uporabi nabavna vrednost prenosnega sistema. Za leto 2022, za katero se določajo referenčne cene, znaša nadomestna vrednost 757,7 mio EUR in je enaka nabavni vrednosti sredstev prenosnega sistema na dan 31. 12. 2020. Glede na nadomestno vrednost posameznega dela prenosnega sistema se določijo upravičeni stroški za leto 2022. Slika 5 prikazuje delitev prenosnega sistema na posamezne dele.

Za potrebe določitve referenčne cene posamezne vstopne ali izstopne točke je treba določiti začetno in končno točko dela prenosnega sistema s homogenimi značilnostmi.

Slika 5: Shema prenosnega sistema z deli sistema, katerih stroški se pripišejo posamezni točki



Del prenosnega sistema med točko A in B predstavlja del magistralnega plinovoda M1 in M1/1 med MMRP Ceršak oziroma državno mejo in MMRP Rogatec. Točka B predstavlja "stičišče", iz katerega se lahko zemeljski plin prenaša naprej po slovenskem prenosnem sistemu proti zahodu ali pa proti hrvaškemu prenosnemu sistemu. Ta del prenosnega sistema vključuje tudi kompresorsko postajo Kidričevo. Stroški tega dela prenosnega sistema se odražajo v ceni vstopne točke Ceršak ter v drugih vstopnih ali izstopnih točkah, če je ta del poti uporabljen za prenos plina do uporabnika. Ker je v dnevu največje obremenitve sistema ves plin vstopil skozi točko A in bil transportiran do uporabnikov sistema na izstopnih točkah, se stroški te poti odražajo tudi v vseh referenčnih cenah za izstopne točke.

Prenosni sistem med točko B in C predstavlja del magistralnega plinovoda M1, vendar le od točke B, ki predstavlja MMRP Rogatec in je "stičišče", iz katerega se lahko zemeljski plin prenaša naprej po slovenskem prenosnem sistemu proti zahodu ali pa proti hrvaškemu prenosnemu sistemu. Točka C predstavlja mejno točko s Hrvaško. Stroški, nastajajoči na odseku B-C, se pripišejo referenčni ceni točke Rogatec.

Odsek prenosnega sistema, označen B-D, med točko B in D predstavlja magistralni plinovod M2 in M2/1 med MMRP Rogatec in MRP Vodice. V Vodicah se tok plina lahko preusmeri v različne smeri. V odseku B-D je zaznana največja poraba slovenskih odjemalcev, zato se stroški, povezani z odsekom B-D, odražajo v referenčni ceni za izstopno točko znotraj Slovenije ter v referenčni ceni izstopne točke Šempeter pri Gorici.

V referenčno ceno izstopne točke znotraj Slovenije se vključijo tudi vsi stroški prenosnega sistema, ki so na shemi predstavljeni kot odsek med točkama D in E in vključujejo vse dele prenosnega sistema, ki jih uporabljajo le končni odjemalci ter operaterji distribucijskih sistemov, priključeni na izstopne točke znotraj Slovenije ne glede na njihovo dejansko lokacijo. Ta del prenosnega sistema vključuje npr. plinovode z nižjim premerom oziroma nižjim tlakom, priključke (MRP in MP), reducirne postaje in podobno.

Zadnji del prenosnega sistema predstavlja plinovod M3 med MRP Vodice in MMRP Šempeter pri Gorici oziroma državno mejo, pri čemer je točka Vodice označena s črko D, Šempeter pri Gorici pa s črko F. Stroški, povezani z odsekom D-F, se odražajo v referenčni ceni izstopne točke Šempeter pri Gorici.

Vsi stroški prenosnega sistema na tem delu se v nadaljevanju glede na vršno obremenitev tega dela sistema pripišejo posamezni vstopni oziroma izstopni točki.

Za določitev referenčnih cen so na podlagi matrične metode uporabljeni podatki o predvidenih zakupljenih zmogljivostih posamezne točke, ki jih prikazuje Tabela 3.

Tabela 3: Predviden zakup posamezne vstopne ali izstopne točke

Vstopno oz. izstopna točka		Predviden zakup zmogljivosti* [kWh/dan]
		2022
Vstopna točka	Ceršak	41.164.560
	Šempeter pri Gorici	1.692.726
	Rogatec	2.253.097
Izstopna točka	Ceršak	0
	Šempeter pri Gorici	0
	Rogatec	5.075.000
	Slovenija – domača izstopna točka	56.803.358

*Povprečne letne zmogljivosti, v katerih so kratkoročni produkti preračunani na letno raven.

Predviden zakup zmogljivosti v Tabeli 3 upošteva tudi zakup kratkoročnih zmogljivosti, pri čemer so kratkoročni produkti ustrezno upoštevani in preračunani na letno raven.

Pri določitvi predvidene pogodbene zmogljivosti za leto 2022 se pri določitvi referenčnih cen lahko upoštevajo le zakupi zmogljivosti na letni ravni, zato se morajo predvideni kratkoročni zakupi preračunati na letno raven. Tarifa za kratkoročne produkte zmogljivosti upošteva tudi multiplikator in sezonski faktor, vendar pri določitvi referenčnih cen tega ni mogoče upoštevati. Pri določitvi referenčnih cen tudi ni mogoče upoštevati stopnje izstopne tarifne postavke, ki vpliva na tarifo posameznih odjemnih skupin domače izstopne točke, zato se vpliv multiplikatorjev, sezonskih faktorjev in stopnje izstopne tarifne postavke upošteva pri določitvi predvidenega zakupa zmogljivosti. Izračunan zakup posamezne vstopne ali izstopne točke ob upoštevanju multiplikatorjev, sezonskih faktorjev in stopnje izstopne tarifne postavke je prikazan v Tabeli 4. Zaradi precejšnjega zakupa kratkoročnih zmogljivosti se predviden zakup zmogljivosti močno poveča, kar se odrazi v izračunu referenčnih cen v nadaljevanju.

Tabela 4: Izračunan zakup posamezne vstopne ali izstopne točke ob upoštevanju multiplikatorjev, sezonskih faktorjev in stopnje izstopne tarifne postavke

Vstopno oz. izstopna točka		Predviden zakup zmogljivosti [kWh/dan]
		2022
Vstopna točka	Ceršak	52.012.099
	Šempeter pri Gorici	1.692.726
	Rogatec	3.466.924
Izstopna točka	Ceršak	0
	Šempeter pri Gorici	0
	Rogatec	6.207.000
	Slovenija – domača izstopna točka	61.414.974

Podatki, ki se nanašajo na posamezne odseke prenosnega sistema in so potrebni za določitev referenčnih cen, so prikazani v spodnji tabeli:

Tabela 5: Podatki, potrebni za izračun referenčnih cen za leto 2022

Odsek	Dolžina * [km]	Smer toka plina	Vršna obremenitev ** [kWh/dan]	Nadomestna vrednost sredstev [EUR]	Sedanja vrednost sredstev*** [EUR]	Upravičeni stroški [EUR]
A-B	116,30	A->B	74.254.609	149.742.509	71.532.437	7.790.353
B-C	3,70	B->C	25.125.837	10.764.280	3.753.960	560.012
B-D	217,20	B->D	49.128.772	192.671.828	115.627.155	10.023.751
D-E	100,30	D->E	44.547.539	231.954.865	52.772.008	12.067.451
D-F	739,58	D->F	4.916.431	172.527.829	15.922.541	8.975.760
Skupaj	1.177			757.661.310	259.608.100	39.417.327

*razdalja med točko D in E predstavlja dolžino vseh plinovodov, ki so namenjeni le prenosu plina do domačih izstopnih točk

**na dan 8. 1. 2020

***na dan 31. 12. 2020

Pri določitvi referenčnih cen po matrični metodi se stroški porazdelijo na posamezne točke glede na obremenitev teh delov prenosnega sistema ob nastopu vršne obremenitve. Stroški posameznega odseka se določijo glede na nadomestno vrednost tega odseka.

Tabela 5 prikazuje poleg nadomestne vrednosti sredstev posameznega odseka tudi sedanjo vrednost odseka, ki pa v modelu določitve referenčnih cen ni uporabljen.

Določitev dovoljenega prihodka, potrebnega za določitev referenčnih cen, je prikazana v poglavju 4.

Na podlagi podatkov iz Tabele 4 in Tabele 5 so z matrično metodo izračunane naslednje referenčne cene z oznako I:

Tabela 6: Referenčne cene I iz matričnega modela

		Tarifa [EUR/kWh/dan]
Vstopna točka	Ceršak	0,10905
Izstopna točka	Šempeter pri Gorici	1,89866
	Rogatec	0,02085
	Slovenija – domača izstopna točka	0,67618

Referenčne cene I so že pomnožene s konstanto 1,04, da se doseže dovoljeni prihodek v višini 39.417.327 EUR. Navedena matematična operacija je v modelu potrebna zato, da se z načrtovanimi zakupi zmogljivosti iz Tabele 4 in izračunanimi referenčnimi cenami doseže dovoljeni prihodek.

Matrična metoda ne določi tarife za točko v smeri, v kateri ni pretoka, zato iz modela ne izhajajo tarife za vstopne točke Rogatec, Šempeter pri Gorici in Slovenija (domača vstopna točka) ter tarifa za izstopno točko Ceršak. Ker so za regulativno obdobje te tarife določene v višini 90 % tarife v smeri pretoka, tarifa za vstopno točko Slovenija

(domača vstopna točka) pa je določena kot aritmetično povprečje tarif na vseh mejnih vstopnih točkah, se navedeni pristop uporabi tudi pri določitvi referenčnih cen.

Za namene določitvi tarifnih postavk omrežnine za naslednji regulativni okvir bo agencija v metodologiji za obračunavanje omrežnine določila, da se kot tarifa za smer, v kateri ni pretoka, upošteva enaka tarifa, kot je določena za smer pretoka. Navedena usmeritev bo upoštevana šele pri naslednji določitvi referenčnih cen.

Tabela 7: Referenčne cene I za vse vstopne in izstopne točke

		Tarifa [EUR/kWh/dan]
Vstopna točka	Ceršak	0,10905
	Šempeter pri Gorici	1,89866
	Rogatec	0,02085
	Slovenija – domača vstopna točka	0,67618
Izstopna točka	Ceršak	0,09814
	Šempeter pri Gorici	2,10962
	Rogatec	0,02317
	Slovenija – domača izstopna točka	0,49362

Referenčna cena I za izstopno točko Šempeter pri Gorici je glede na ostale točke nekonkurenčna in uveljavitev takšne tarife bi povzročila še nižji zakup zmogljivosti. Izstopna točka Šempeter pri Gorici se nahaja na prenosni poti Avstrija–Slovenija–Italija; konkurenčna prenosna pot tej poti je Avstrija–Italija. Strošek zakupa prenosne poti Avstrija–Slovenija–Italija za primer letnega zakupa zmogljivosti na dan 9. 11. 2021 ob upoštevanju objavljenih cen za Avstrijo in Italijo na spletni strani ENTSOE ter referenčnih cen I za Slovenijo bi znašal 2,5287 EUR/kWh/dan, strošek zakupa prenosne poti Avstrija–Italija pa 0,4967 EUR/kWh/dan. Navedeno nakazuje na veliko nekonkurenčnost te prenosne poti.

Na podlagi zgoraj predstavljenih rezultatov analize skladno z (a) točko četrtega odstavka 6. člena Uredbe 2017/460 se je agencija odločila, da je treba referenčno ceno približati sedanji vrednosti, zato je določena referenčna cena za izstopno točko Šempeter pri Gorici v višini 0,09772 EUR/kWh/dan. S tem je zagotovljena konkurenčnost prenosne poti Avstrija–Slovenija–Italija. Ker se tarifa za vstopno točko Šempeter pri Gorici določi v višini 90 % tarife za izstopne točke, ta znaša 0,08795 EUR/kWh/dan.

Sprememba referenčne cene za točko Šempeter pri Gorici z uporabo primerjalne analize povzroči ob ostalih nespremenjenih pogojih manjši prihodek iz prenosnih storitev na podlagi zmogljivosti, zato je bil še enkrat izveden izračun referenčnih cen, ki zagotavlja dovoljen prihodek 39,4 mio EUR. Da se doseže dovoljeni prihodek, so referenčne cene II že pomnožene s konstanto 1,127. Končne referenčne cene z oznako II prikazuje Tabela 8.

Tabela 8: Referenčne cene II za vse vstopne in izstopne točke po prevrednotenju in primerjalni analizi

		Tarifa [EUR/kWh/dan]
Vstopna točka	Ceršak	0,11828
	Šempeter pri Gorici	0,08795
	Rogatec	0,02261
	Slovenija – domača vstopna točka	0,07628
Izstopna točka	Ceršak	0,10645
	Šempeter pri Gorici	0,09772
	Rogatec	0,02513
	Slovenija – domača izstopna točka	0,53541

Dokument Analiza – ACER o posvetovanju o tarifni strukturi za prenos plina v Sloveniji agenciji nalaga, da objavi poenostavljen tarifni model z vsemi potrebnimi informacijami, da lahko uporabniki izračunajo tarife za veljavno tarifno obdobje in možno spreminjanje v času po tem tarifnem obdobju, zato je agencija skladno s tem priporočilom pripravila tudi model določitve referenčnih cen na podlagi matrične metode (Priloga 1 tega dokumenta). Na podlagi prikazanih vhodnih podatkov model izračuna referenčne cene I, ki predstavljajo osnovne cene brez nadaljnjih prilagoditev.

Uredba 2017/460 v 9. členu dopušča prilagoditve tarif za prenos na vstopnih točkah iz skladišč, izstopnih točkah v skladišča, na vstopnih točkah iz obratov za UZP ter infrastrukturi za odpravo izoliranosti. Ker slovenski prenosni sistem trenutno nima tovrstnih točk, prilagoditev ni bila izvedena.

3 OCENA PORAZDELITVE STROŠKOV

Ocena porazdelitve stroškov, povezanih s prihodki od prenosnih storitev, ki se pokrijejo s tarifami za prenos na podlagi zmogljivosti na podlagi 5. člena Uredbe 2017/460, temelji na naslednjih povzročiteljih stroškov, ki se nanašajo na:

- tehnične zmogljivosti ali
- prognozirane pogodbene zmogljivosti ali
- tehnične zmogljivosti in razdalje ali
- prognozirane pogodbene zmogljivosti in razdalje.

Na podlagi rezultatov ocene porazdelitve stroškov se ocenjuje stopnja navzkrižnega subvencioniranja med znotrajsistemsko in medsistemsko uporabo omrežja.

Agencija je odločila, da se za oceno porazdelitve stroškov kot povzročitelj stroškov uporabita prognozirana pogodbeni zmogljivost in razdalja. Razdalja se kot povzročitelj stroškov uporabi zato, ker se razdalja odseka upošteva posredno preko določitve nadomestne vrednosti posameznega odseka prenosnega sistema določijo upravičeni stroški. Tabela 9 prikazuje izračun primerjalnega indeksa porazdelitve stroškov zmogljivosti med znotrajsistemsko in medsistemsko uporabo omrežja.

Tabela 9: Primerjalni indeks porazdelitve stroškov zmogljivosti med znotrajsistemsko in medsistemsko uporabo omrežja

	Referenčne cene I	Referenčne cene II
Ocena prihodkov za znotrajsistemsko uporabo omrežja	38.300.989	38.568.751
Ocena prihodkov za medsistemsko uporabo omrežja	1.116.325	848.531
Ocena stroškovnega faktorja za znotrajsistemsko uporabo omrežja	18.144.086.509	18.144.086.509
Ocena stroškovnega faktorja za medsistemsko uporabo omrežja	853.147.808	853.147.808
Razmerje za znotrajsistemsko uporabo omrežja	0,00211	0,00213
Razmerje za medsistemsko uporabo omrežja	0,00131	0,00099
Primerjalni indeks porazdelitve stroškov zmogljivosti	46,94 %	72,50 %

Primerjalni indeks porazdelitve stroškov zmogljivosti med znotrajsistemsko in medsistemsko uporabo omrežja (primerjalni indeks CAA) za primer referenčnih cen I znaša 46,94 %, medtem ko za primer referenčnih cen II znaša 72,50 %.

6. odstavek 5. člena Uredbe 2017/460 določa, da mora nacionalni regulativni organ podati obrazložitev, če je primerjalni indeks CAA višji od 10 %.

Za pojasnitev visoke vrednosti primerjalnega indeksa CAA je agencija naredila različne scenarije določitve referenčnih cen, s katerimi je poskušala ugotoviti razloge za visoke vrednosti. Ugotovljeno je bilo, da primerjalna analiza, s katero znižamo referenčno ceno na izstopni točki Šempeter pri Gorici, v vseh primerih poveča primerjalni indeks CAA, saj se ob uporabi primerjalne analize prihodki iz naslova medsistemske uporabe omrežja znižajo in se odrazijo v višji vrednosti indeksa CAA. Zaradi tega v scenarijih v

nadaljevanju ni nikjer vključeno znižanje referenčne cene na izstopni točki Šempeter pri Gorici. V nadaljevanju so predstavljeni izvedeni scenariji in rezultati primerjalnega indeksa CAA:

1. Scenarij 1: Vršna obremenitev na dan 17.11.2016 ter zakupi zmogljivosti leta 2016

Tabela 10: Podatki, uporabljeni pri scenariju 1

Odsek	Dolžina [km]	Smer toka plina	Vršna obremenitev – Scenarij 1 [kWh/dan]	Nadomestna vrednost sredstev [EUR]	Upravičeni stroški [EUR]
A-B	116,30	A->B	112.362.000	149.742.509	7.790.353
B-C	3,70	B->C	47.605.000	10.764.280	560.012
B-D	217,20	B->D	64.757.000	192.671.828	10.023.751
D-E	100,30	D->E	39.307.000	231.954.865	12.067.451
D-F	739,58	D->F	25.450.000	172.527.829	8.975.760
Skupaj	1.177			757.661.310	39.417.327

Tabela 11: Podatki, uporabljeni pri scenariju 1

Vstopno oz. izstopna točka		Predviden zakup zmogljivosti [kWh/dan]
		Scenarij 1
Vstopna točka	Ceršak	90.037.165
	Šempeter pri Gorici	4.672.239
	Rogatec	2.494.292
Izstopna točka	Ceršak	0
	Šempeter pri Gorici	885.250
	Rogatec	61.379.547
	Slovenija – domača izstopna točka	63.793.240

Tabela 12: Referenčne cene scenarija 1

		Tarifa – scenarij 1 [EUR/kWh/dan]
Vstopna točka	Ceršak	0,07001
	Šempeter pri Gorici	0,46122
	Rogatec	0,01069
	Slovenija – domača vstopna točka	0,18064
Izstopna točka	Ceršak	0,06301
	Šempeter pri Gorici	0,51246
	Rogatec	0,01188
	Slovenija – domača izstopna točka	0,46634

	CAA
Scenarij 1	96,03 %

Scenarij 1 prikazuje stanje uporabe prenosnega sistema pred upadom zakupa prenosnih zmogljivosti za namene prenosa zemeljskega plina do drugih prenosnih sistemov oziroma za medsystemsko uporabo sistema. Čeprav je bil zakup zmogljivosti

na povezovalnih točkah precej višji kot pri referenčnih cenah I, primerjalni indeks CAA znaša 96,03 %. Razlog je v izračunu referenčnih cen, ki so zaradi višje vršne obremenitve na enoto nižje.

2. Scenarij 2: Vršna obremenitev na dan 8. 1. 2020 ter zakupi zmogljivosti na dan vršne obremenitve

Tabela 13: Podatki, uporabljeni pri scenariju 2

Odsek	Dolžina [km]	Smer toka plina	Vršna obremenitev – Scenarij 2 [kWh/dan]	Nadomestna vrednost sredstev [EUR]	Upravičeni stroški [EUR]
A-B	116,30	A->B	74.254.609	149.742.509	7.790.353
B-C	3,70	B->C	25.125.837	10.764.280	560.012
B-D	217,20	B->D	49.128.772	192.671.828	10.023.751
D-E	100,30	D->E	44.547.539	231.954.865	12.067.451
D-F	739,58	D->F	4.916.431	172.527.829	8.975.760
Skupaj	1.177			757.661.310	39.417.327

Tabela 14: Podatki, uporabljeni pri scenariju 2

Vstopno oz. izstopna točka		Predviden zakup zmogljivosti [kWh/dan]
		Scenarij 2
Vstopna točka	Ceršak	74.649.051
	Šempeter pri Gorici	1.707.005
	Rogatec	1.004.961
Izstopna točka	Ceršak	0
	Šempeter pri Gorici	5.419.988
	Rogatec	25.309.453
	Slovenija – domača izstopna točka	54.895.282

Tabela 15: Referenčne cene scenarija 2

		Tarifa – scenarij 2 [EUR/kWh/dan]
Vstopna točka	Ceršak	0,08473
	Šempeter pri Gorici	1,47538
	Rogatec	0,01610
	Slovenija – domača vstopna točka	0,52540
Izstopna točka	Ceršak	0,07626
	Šempeter pri Gorici	1,63932
	Rogatec	0,01789
	Slovenija – domača izstopna točka	0,38655

	CAA
Scenarij 2	25,95 %

Scenarij 2 predstavlja scenarij zakupa vstopnih in izstopnih točk v primeru vršne obremenitve sistema. Navedeni scenarij prikazuje stanje na dan 8. 1. 2000 in

prikazuje, kako bi se referenčne cene oblikovale v primeru maksimalne izkoriščenosti omrežja zadnjega obdobja, ko je manj prenosa plina do sosednjih prenosnih sistemov. Zaradi boljše izkoriščenosti tehničnih zmogljivosti bi bile referenčne cene na vseh točkah nižje kot referenčne cene I, v primerjavi s scenarijem 1 pa bi bile precej nižje referenčne cene za domačo izstopno točko. Tudi v tem primeru, ki predstavlja večjo izkoriščenost tehnične zmogljivosti s strani zakupa zmogljivosti za porabo znotraj RS, bi vrednost primerjalnega indeksa CAA znašala 25,95 %.

3. Scenarij 3: Nabavna vrednost kompresorske postaje Ajdovščina, vključena v odsek B-D

Tabela 16: Podatki, uporabljeni pri scenariju 3

Odsek	Dolžina [km]	Smer toka plina	Vršna obremenitev – Scenarij 3 [kWh/dan]	Nadomestna vrednost sredstev [EUR]	Upravičeni stroški [EUR]
A-B	116,30	A->B	74.254.609	149.742.509	7.790.353
B-C	3,70	B->C	25.125.837	10.764.280	560.012
B-D	217,20	B->D	49.128.772	211.539.767	11.005.356
D-E	100,30	D->E	44.547.535	231.954.865	12.067.451
D-F	739,58	D->F	4.916.431	153.659.890	7.994.155
Skupaj	1.177			757.661.310	39.417.327

Tabela 17: Podatki, uporabljeni pri scenariju 3

Vstopno oz. izstopna točka		Predviden zakup zmogljivosti [kWh/dan]
		Scenarij 3
Vstopna točka	Ceršak	41.164.560
	Šempeter pri Gorici	1.692.726
	Rogatec	2.253.097
Izstopna točka	Ceršak	0
	Šempeter pri Gorici	0
	Rogatec	5.075.000
	Slovenija – domača izstopna točka	56.803.358

Tabela 18: Referenčne cene scenarija 3

		Tarifa – scenarij 3 [EUR/kWh/dan]
Vstopna točka	Ceršak	0,11680
	Šempeter pri Gorici	1,85358
	Rogatec	0,02233
	Slovenija – domača vstopna točka	0,66424
Izstopna točka	Ceršak	0,10512
	Šempeter pri Gorici	2,05953
	Rogatec	0,02481
	Slovenija – domača izstopna točka	0,55095

	CAA
Scenarij 3	51,25 %

Povečanje nabavne vrednosti odseka B-D se odraža v stroških, povezanih z odsekom B-D, v referenčni ceni za izstopno točko znotraj Slovenije in v referenčni ceni izstopne točke Šempeter pri Gorici. Referenčna cena domače izstopne točke je višja, kar se odrazi v majhnih spremembah prihodkov za znotrajsistemsko in medsystemsko uporabo omrežja.

Ugotovljeno je, da na višino primerjalnega indeksa CAA najbolj vpliva izkoriščenost tehnične zmogljivosti domače izstopne točke ter nadomestna vrednost sredstev manj izkoriščenega omrežja. Navedeno izhaja iz scenarija 2, v katerem se je upoštevala večja izkoriščenost tehnične zmogljivosti na vseh vstopnih in izstopnih točkah, oziroma scenarija 3, ko se je upoštevala nižja nadomestna vrednost odseka prenosnega omrežja D-F, kjer je stalno opažen nizek zakup zmogljivosti izstopne točke Šempeter pri Gorici.

Agencija meni, da je kljub visoki vrednosti primerjalnega indeksa porazdelitve stroškov zmogljivosti izbira metode referenčnih cen ustrezna, saj se tarife določijo tako, da odražajo dejanske stroške prenosnega sistema, ki nastajajo na določenem delu prenosnega sistema. Prenosni sistem je bil zgrajen predvsem za oskrbo domačih uporabnikov, kar se odraža v višji nadomestni vrednosti prenosnega sistema, namenjenega le oskrbi slovenskih uporabnikov sistema, in v visoki referenčni ceni za domačo izstopno točko. Hkrati na visoko vrednost primerjalnega indeksa CAA močno vpliva izkoriščenost izstopnih povezovalnih točk, predvsem izstopne točke Šempeter pri Gorici. Nabavna vrednost odseka D-F je visoka v primerjavi z zakupljenimi zmogljivostmi, kar se odrazi v visoki referenčni ceni ter nizkih prihodkih iz zakupa te zmogljivosti. Visoka referenčna cena na izstopni točki Šempeter pri Gorici predstavlja nekonkurenčno ceno, zato se s pomočjo primerjalne analize ta referenčna cena zniža, kar še poslabša vrednost primerjalnega indeksa CAA.

4 OKVIRNE INFORMACIJE O PRIHODKIH IZ PRENOSNIH STORITEV

Na podlagi Akta o metodologiji za določitev regulativnega okvira operaterja sistema zemeljskega plina (Uradni list RS, št. 21/18, 48/21 in 204/21 – ZOP) je operater prenosnega sistema agenciji aprila 2021 podal zahtevo za izdajo soglasja k regulativnemu okviru, tarifnim postavkam omrežnine in tarifnim postavkam za ostale storitve za celotno območje Republike Slovenije za regulativno obdobje od 1. januarja 2022 do 31. decembra 2024. Agencija je 26. 5. 2021 izdala soglasje k regulativnemu okviru operaterja prenosnega sistema zemeljskega plina, k tarifnim postavkam omrežnine ter tarifnim postavkam za ostale storitve za regulativno obdobje od 1. januarja 2022 do 31. decembra 2024. Tarifne postavke omrežnine za prenosni sistem je operater prenosnega sistema objavil v Uradnem listu RS, št. 90/21.

V Tabeli 19 so prikazani upravičeni stroški, odstopanja od regulativnega okvira, viri za pokrivanje upravičenih stroškov¹ in dovoljeni prihodek za leto 2022, ki izhajajo iz regulativnega okvira operaterja prenosnega sistema.

Tabela 19: Upravičeni stroški, odstopanja od regulativnega okvira, viri za pokrivanje upravičenih stroškov in dovoljeni prihodek za leto 2022

	EUR	2022
	Upravičeni stroški	
1	Stroški delovanja in vzdrževanja	20.428.554
2	Strošek amortizacije	15.853.054
3	Reguliran donos na sredstva	12.444.301
4	Upravičeni stroški (4 = 1+2+3)	48.725.909
	Viri za pokrivanje upravičenih stroškov	
5	Omrežnina za prenos	39.417.327
6	Omrežnina za lastno rabo	1.654.758
7	Omrežnina za meritve	393.433
8	Drugi prihodki	8.111.320
9	Skupaj prihodki (9 = 5+6+7+8)	49.576.837
10	Presežek (-) oziroma primanjkljaj (+) omrežnin iz preteklih let	6.268.493
11	Načrtovan primanjkljaj (+) omrežnin za to leto	5.417.564
12	Dovoljen prihodek (12=4-8+10-11)	41.456.518
13	Dovoljen prihodek iz prenosnih storitev na podlagi zmogljivosti (13=4-6-7-8+10-11)	39.417.327

¹ Viri za pokrivanje upravičenih stroškov predstavljajo prihodke, presežke (-) oziroma primanjkljaje (+) omrežnin preteklih let in načrtovan primanjkljaj (+) omrežnin za posamezno leto regulativnega obdobja.

Upravičene stroške sestavljajo stroški delovanja in vzdrževanja, strošek amortizacije ter reguliran donos na sredstva. Upravičeni stroški se pokrivajo s prihodki iz omrežnine ter drugimi prihodki.

Drugi prihodki predstavljajo prihodke iz drugih storitev, ki jih lahko opravlja operater prenosnega sistema v okviru GJS, ter prihodke iz izravnave in uravnoteženja sistema. Druge storitve, ki jih opravlja operater prenosnega sistema, so prikazane v Prilogi 3. Ker je operater prenosnega sistema skladno z zakonodajo zadolžen za ugotavljanje in obračunavanje izravnave odstopanj ter vzpostavitev izravnalnega trga, so zato med druge prihodki vključeni tudi prihodki iz izravnave odstopanj. Skladno z Uredbo Komisije (EU) št. 312/2014 o vzpostavitvi kodeksa omrežja za izravnavo odstopanj za plin mora operater prenosnega sistema upoštevati načelo nevtralnosti, zato so prihodki operaterja prenosnega sistema, povezani z odstopanji, enaki stroškom, povezanimi z izravnavo odstopanj. Stroški, ki se nanašajo na izravnavo odstopanj, so vključeni v tisti del upravičenih stroškov, ki se nanaša na stroške delovanja in vzdrževanja.

Dovoljeni prihodek pomeni vsoto prihodkov od prenosnih storitev in prihodkov od neprenosnih storitev za opravljanje storitev operaterja prenosnega sistema in v Tabeli 19 predstavljajo omrežnino za prenos (prihodki iz zakupa vstopnih in izstopnih točk), omrežnino za lastno rabo in omrežnino za meritve.

Pri določitvi višine dovoljenega prihodka in dovoljenega prihodka iz prenosnih storitev na podlagi zmogljivosti se upoštevajo ugotovljena odstopanja preteklih let ter načrtovan primanjkljaj omrežnin za posamezno leto regulativnega obdobja. Odstopanja preteklih let predstavljajo presežek oziroma primanjkljaj omrežnin preteklih let. Presežek omrežnin v preteklih letih nastane takrat, ko uresničeni viri za pokrivanje upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema presežejo upravičene stroške posameznega leta preteklega regulativnega obdobja. Primanjkljaj omrežnin v preteklih letih nastane takrat, ko uresničeni viri za pokrivanje upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema niso pokrili vseh upravičenih stroškov posameznega leta preteklega regulativnega obdobja. Ker mora imeti operater prenosnega sistema upravičene stroške pokrite, mora tako ugotovljene presežke oziroma primanjkljaje omrežnin iz preteklih let upoštevati pri določitvi dovoljenega prihodka za to regulativno obdobje. Ker je imel operater prenosnega sistema pri določitvi regulativnega okvira za to regulativno obdobje ugotovljen primanjkljaj iz preteklih let v višini 18,8 mio EUR, ki se mora pokrivati skozi tarife za prenos v letih 2022–2024, se zato za leto 2022 pri določitvi dovoljenega prihodka upošteva primanjkljaj omrežnin preteklih let v višini 6,3 mio EUR. Poleg tega se pri določitvi dovoljenega prihodka zaradi prevelikega vpliva na omrežnino presodi, ali je treba določiti načrtovani primanjkljaj omrežnine za to regulativno obdobje ali ne. Za leto 2022 je ugotovljeno, da bi pokritje upravičenih stroškov vključno s pokritjem primanjkljaja omrežnine iz preteklih let povzročilo prevelik vpliv na omrežnino za to regulativno obdobje, zato se je za leto 2022 določil načrtovan primanjkljaj omrežnine v višini 5,4 mio EUR. Po preteku posameznega leta regulativnega obdobja operater prenosnega sistema ugotovi odstopanje od regulativnega okvira tako, da načrtovane postavke iz regulativnega okvira preračuna v priznane in na tej podlagi ugotovi realizirano odstopanje od regulativnega okvira, ki se odraža v ugotovljenem presežku oziroma primanjkljaju omrežnine za posamezno leto regulativnega obdobje, ki bo upoštevan pri določitvi prihodkov oziroma pokrit s prihodki naslednjega regulativnega obdobja (po letu 2024).

Iz navedenega izhaja izračun dovoljenega prihodka v višini 41,5 mio EUR ter dovoljenega prihodka iz prenosnih storitev na podlagi zmogljivosti v višini 39,4 mio EUR.

Dovoljeni prihodek iz prenosnih storitev na podlagi zmogljivosti predstavlja prihodek, ki se pokriva z vstopnimi in izstopnimi tarifami na podlagi zmogljivosti in za namene modela predstavlja upravičene stroške, ki bodo pokriti s prenosnimi tarifami na podlagi zmogljivosti.

V nadaljevanju so prikazane okvirne informacije iz (b) točke prvega odstavka 30. člena Uredbe 2017/460, skupaj s podano obrazložitvijo. Vse informacije se nanašajo na leto 2022 in so povzete iz regulativnega okvira za regulativno obdobje od 1. januarja 2022 do 31. decembra 2024.

Okvirne informacije za tarifno leto 2022:

1. Dovoljeni prihodki, ki se pokrivajo s prenosnimi in neprenosnimi storitvami, znašajo 41,5 mio EUR. Določitev dovoljenega prihodka za leto 2022 je prikazana in obrazložena v Tabeli 19.
2. Dovoljeni prihodki iz prenosnih storitev znašajo 41,1 mio EUR.
3. Razmerje med prihodki od tarif za prenos na podlagi zmogljivosti in prihodki od tarif za prenos na podlagi blaga znaša 96/4, pri čemer znašajo:
 - a. prihodki od tarif za prenos na podlagi zmogljivosti 39,4 mio EUR,
 - b. prihodki od tarif za prenos na podlagi blaga 1,7 mio EUR.
4. Razmerje med prihodki od tarif za prenos na podlagi zmogljivosti na vseh vstopnih točkah in prihodki od tarif za prenos na podlagi zmogljivosti na vseh izstopnih točkah znaša 14/86, pri čemer znašajo:
 - a. prihodki od tarif za prenos na podlagi zmogljivosti na vseh vstopnih točkah 6,5 mio EUR,
 - b. prihodki od tarif za prenos na podlagi zmogljivosti na vseh izstopnih točkah 33,0 mio EUR.
5. Razmerje med prihodki od znotrajsistemske uporabe omrežja na vstopnih in izstopnih točkah in med prihodki od medsistemske uporabe omrežja na vstopnih in izstopnih točkah znaša 98/2, pri čemer znašajo:
 - a. prihodki od znotrajsistemske uporabe omrežja na vstopnih in izstopnih točkah 38,3 mio EUR,
 - b. prihodki od medsistemske uporabe omrežja na vstopnih in izstopnih točkah 1,1 mio EUR.

5 PRIMERJAVA METODOLOGIJE REFERENČNIH CEN NA PODLAGI MATRIČNE METODE Z METODOLOGIJO NA PODLAGI RAZDALJE

Ker je agencija odločila, da se za določitev referenčnih cen uporabi matrična metoda, je skladno s (vi) podtočko (a) točke prvega odstavka 26. člena Uredbe 2017/460 potrebna primerjava teh referenčnih cen z okvirnimi cenami, določenimi z metodologijo na podlagi razdalje.

Referenčne cene na podlagi matrične metode, ki jih prikazuje Tabela 20, so enake referenčnim cenam, prikazanim v poglavju 2. Referenčne cene, določene z metodologijo na podlagi razdalje (v nadaljevanju so označene z oznako CWD – I in CWD-II), so določene z enakimi vhodnimi podatki kot referenčne cene I na podlagi matrične metode (Tabela 4 in Tabela 5). Pri tem so referenčne cene CWD-I določene tako, da je s predvidenimi zakupi dosežen dovoljeni prihodek v višini 39,4 mio EUR ob upoštevanju razmerja med prihodki od tarif za prenos na podlagi zmogljivosti na vseh vstopnih točkah in prihodki od tarif za prenos na podlagi zmogljivosti na vseh izstopnih točkah 50/50, medtem ko so referenčne cene CWD-II določene tako, da se uporabi izračunano razmerje iz matrične metode v višini 14/86.

Določitev cen po metodi CWD z razmerjem 50/50 za slovenski prenosni sistem ni ustrezna, ker vnaprej določeno razmerje med prihodki na vstopnih in izstopnih točkah v višini 50/50 ne odraža dejanskih stroškov, povezanih s prenosom plina po slovenskem prenosnem sistemu.

Ugotovljeno je, da v primeru uporabe metode CWD ter razmerja 14/86, ki izhaja iz matrične metode, postane metoda CWD ustrežnejša, saj znaša primerjalni indeks CAA 39,20 %. Zaradi razmerja 14/86 so tudi referenčne cene CWD-II primerljive z referenčnimi cenami II iz matrične metode.

Tabela 20: Primerjava referenčnih cen na podlagi matrične metode z metodologijo na podlagi razdalje [EUR/kWh/dan]

		Matrična metoda		Metodologija CWD	
		Ref. cene I	Ref. cene II	Ref. cene CWD-I	Ref. cene CWD-II
Vstopna točka	Ceršak	0,10905	0,11828	0,35182	0,11258
	Šempeter pri Gorici	1,89866	0,08795	0,26861	0,08595
	Rogatec	0,02085	0,02261	0,27543	0,08814
	Slovenija – domača vstopna točka	0,67618	0,07628	0,29862	0,09556
Izstopna točka	Ceršak	0,09814	0,10645	0,31664	0,10132
	Šempeter pri Gorici	2,10962	0,09772	0,24175	0,07736
	Rogatec	0,02317	0,02513	0,18524	0,31121
	Slovenija – domača izstopna točka	0,49362	0,53541	0,30219	0,50768

Primerjava rezultatov ocene porazdelitve stroškov, povezanih s prihodki od prenosnih storitev, ki se pokrijejo s tarifami za prenos na podlagi zmogljivosti, je prikazana v Tabeli 21. V obeh primerih sta za oceno porazdelitve stroškov kot povzročitelja stroškov uporabljeni prognozirana pogodbeni zmogljivost in razdalja.

Tabela 21: Primerjava rezultatov ocene porazdelitve stroškov, povezanih s prihodki od prenosnih storitev, ki se pokrijejo s tarifami za prenos na podlagi zmogljivosti

Primerjana komponenta	Matrična metoda		Metodologija CWD	
	Ref. cene I	Ref. cene II	Ref. cene CWD-I	Ref. cene CWD-II
Ocena prihodkov za znotrajsistemsko uporabo omr.	38.300.989	38.568.751	36.127.764	36.801.050
Ocena prihodkov za medsistemsko uporabo omr.	1.116.325	848.531	3.289.487	2.616.371
Ocena stroškovnega faktorja za znotrajsistemsko up. omrežja	18.144.086.509	18.144.086.509	18.144.086.509	18.144.086.509
Ocena stroškovnega faktorja za medsistemsko up. omrežja	853.147.808	853.147.808	853.147.808	853.147.808
Razmerje za znotrajsistemsko uporabo omrežja	0,00211	0,00213	0,00199	0,00203
Razmerje za medsistemsko uporabo omr.	0,00131	0,00099	0,00386	0,00307
Primerjalni indeks porazdelitve stroškov zmogljivosti CAA	46,94%	72,50%	63,78%	40,76%

Glede na prihodnje nepredvidljive vršne pretoke, smeri toka plina ter zakupe posameznih vstopnih in izstopnih točk prenosnega sistema zaenkrat ni ustrezno spreminjati metode določanja referenčnih cen. Agencija meni, da je matrična metoda ustrezna, saj na pregleden način določi referenčne cene, ki odražajo stroške posameznega dela prenosnega sistema. Hkrati je ugotovljeno, da bi tudi uporaba drugačne metode določanja referenčnih cen (npr. metoda CWD) zaradi konkurenčnosti cen zahtevala primerjalno analizo določenih vstopnih oziroma izstopnih točk. Z namenom ustrezne uporabe metode določitve referenčnih cen za prenosni sistem zemeljskega plina bo agencija spremljala spreminjajoče vplivne faktorje določitve cen in ugotavljala njihov vpliv na določitev referenčnih cen. Če bo ugotovljeno, da sedanja metoda referenčnih cen ni primerna, bo agencija za določitev referenčnih cen predlagala uporabo druge metode.

Skladno s priporočilom dokumenta Analiza – ACER agencija kot Prilogo 2 tega dokumenta objavlja izračun primerjalnega indeksa porazdelitve stroškov zmogljivosti na podlagi matrične metode ter metodologije CWD.

6 TARIFE ZA PRENOS NA PODLAGI BLAGA TER NEPRENOSNE STORITVE

Tarifa za prenos na podlagi blaga

Tarifa za prenos na podlagi blaga predstavlja tarifo, namenjeno pokrivanju porabljenega zemeljskega plina za potrebe lastne rabe operaterja prenosnega sistema pri kondicioniranju zemeljskega plina v merilno-regulacijskih postajah in drugih postajah in ogrevanju teh objektov ter pogonu kompresorjev v kompresorskih postajah Kidričevo in Ajdovščina. Tarifa za lastno rabo se določi tako, da pokriva tisti del upravičenih stroškov, ki se nanaša na zgoraj navedene količine zemeljskega plina.

Dovoljeni prihodek, ki se bo pokrival s tarifo za lastno rabo, znaša 1,65 mio EUR in predstavlja 3,99 % dovoljenega prihodka. Tarifa za lastno rabo za leto 2022 znaša 0,03254 EUR/kWh in je enaka kot leta 2021.

Tarifna postavka za lastno rabo je za vse uporabnike prenosnega sistema enaka in odraža stroške, povezane z lastno rabo. Obračunani znesek omrežnine za lastno rabo je odvisen od tarifne postavke za lastno rabo in 0,4 % prenesene količine zemeljskega plina na posamezni izstopni točki (Q_m). Vrednost konstante 0,4 je določena na podlagi tehničnih karakteristik kompresorskih enot. Prenesena količina zemeljskega plina na posamezni izstopni točki se določi na podlagi izmerjenih količin na izstopni točki.

Neprenosne storitve:

Osnovna neprenosna storitev, obračunana uporabnikom prenosnega sistema, ki zakupijo izstopno zmogljivost, je storitev meritve.

Uporabniku prenosnega sistema, ki zakupi izstopno zmogljivost, se omrežnina za meritve obračunava v obliki tarifne postavke za meritve (C_M) in z upoštevanjem velikosti merilne naprave in števila tlačnih redukcij.

Tarifna postavka za meritve se določi tako, da se z omrežnino za meritve pokriva tisti del upravičenih stroškov, ki nastanejo v zvezi z obsegom izvajanja meritev, in se nanašajo na izvajanje meritev, obdelavo merjenih podatkov, vzdrževanje, kalibriranje in z zakonom določene periodične menjave merilnih naprav.

Dovoljeni prihodek, ki se bo pokrival s tarifo za meritve, znaša 393.433 EUR in predstavlja 0,95 % dovoljenega prihodka. Tarifa za meritve za leto 2022 znaša 21,46 EUR/mesec in je 1,5 % višja kot leta 2021.

Operater prenosnega sistema lahko zaračunava uporabnikom prenosnega sistema v okviru izvajanja gospodarske javne službe tudi ostale storitve, ki predstavljajo neprenosne storitve. Tarifne postavke za ostale storitve se določijo tako, da se upoštevajo dejanski stroški teh storitev. V postopku določitve regulativnega okvira operater prenosnega sistema določi tudi posamezne tarifne postavke za ostale storitve, h katerim poda soglasje agencija, ki niso zajete v dovoljenem prihodku, ampak v drugih prihodkih operaterja prenosnega sistema. Ostale storitve ter tarifne postavke so prikazane v Prilogi 3.

7 OKVIRNE INFORMACIJE O TARIFAH ZA PRENOS

Tarifne postavke omrežnine za prenosni sistem za regulativno obdobje 2022–2024 je operater prenosnega sistema objavil v Uradnem listu RS, št. 90/21. Z določitvijo tarifnih postavk omrežnine za vstopne in izstopne točke v novem regulativnem obdobju 2022–2024 so se spremenile tarifne postavke glede na leto 2021. Tabela 22 prikazuje tarifne postavke za vstopne in izstopne točke za leti 2021 in 2022 ter razlike v tarifnih postavkah.

Tabela 22: Razlike tarifnih postavk omrežnine za vstopne in izstopne točke v letu 2022 glede na leto 2021

		Tarifna postavka za točko [EUR/kWh/dan]		Razlika 2022/2021 [EUR/kWh/dan]	Razlika 2022/2021 [%]
		2021	2022		
Vstopna točka	Ceršak	0,11601	0,11937	0,00336	2,90 %
	Šempeter pri Gorici	0,08547	0,08795	0,00248	2,90 %
	Rogatec	0,02824	0,02906	0,00082	2,90 %
	Slovenija – domača vstopna točka	0,07460	0,07676	0,00216	2,90 %
Izstopna točka	Ceršak	0,10440	0,10743	0,00303	2,90 %
	Šempeter pri Gorici	0,09497	0,09772	0,00275	2,90 %
	Rogatec	0,03137	0,03228	0,00091	2,90 %
	Slovenija – domača izstopna točka	0,51677	0,53176	0,01499	2,90 %

Tarifne postavke za vstopne in izstopne točke so se za leto 2022 v primerjavi z letom 2021 povišale za 2,9 %.

Uporabnikom prenosnega omrežja, ki zakupijo domačo izstopno točko, se bo do konca leta 2024 zaračunala omrežnina za izstopno točko glede na uvrstitev uporabnika omrežja v odjemno skupino (C_{PK1} do C_{PK8}). Stopnje izstopne tarifne postavke se od leta 2020 postopno odpravljajo tako, da bodo leta 2024 vsi uporabniki prenosnega sistema plačali enako tarifno postavko za domačo izstopno točko.

Tabela 23: Stopnje izstopnih tarifnih postavk

Izstopna zmogljivost izstopne točke znotraj Republike Slovenije $\Sigma PK_{I(e)}$ (kWh/dan)	Odjem na skupina (C_{PKi})	Stopnja izstopne tarifne postavke $k_{I(i=4 \div n)}$ [/]				
		Leto 2020	Leto 2021	Leto 2022	Leto 2023	Leto 2024
$0 \leq PK < 50\,000$	C_{PK1}	1,504	1,378	1,252	1,126	1,000
$50\,000 \leq PK < 100\,000$	C_{PK2}	1,296	1,222	1,148	1,074	1,000
$100\,000 \leq PK < 250\,000$	C_{PK3}	1,160	1,120	1,080	1,040	1,000
$250\,000 \leq PK < 500\,000$	C_{PK4}	1,112	1,084	1,056	1,028	1,000
$500\,000 \leq PK < 1\,000\,000$	C_{PK5}	1,056	1,042	1,028	1,014	1,000
$1\,000\,000 \leq PK < 2\,000\,000$	C_{PK6}	1,024	1,018	1,012	1,006	1,000
$2\,000\,000 \leq PK$	C_{PK7}	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Distribucija	C_{PK8}	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Pri izračunu referenčnih cen za leto 2022 ni mogoče upoštevati stopnje izstopne tarifne postavke, zato se je pri izračunu za razliko stopnje izstopne tarifne postavke prilagodila zakupljena zmogljivost uporabnikov sistema.

Agencija za energijo je skladno z 28. členom Uredbe 2017/460 o oblikovanju kodeksa omrežja o usklajenih tarifnih strukturah za plin izvedla javno posvetovanje o predlogu stopenj popustov, multiplikatorjev in sezonskih faktorjev za tarifno obdobje 2022, ki je trajalo od 29. januarja do 18. februarja 2021². K podaji mnenja so bili poleg slovenskih deležnikov pozvani tudi nacionalni regulativni organi neposredno povezanih držav članic. Svet agencije je na 80. redni seji 18. marca 2021 sprejel predlagane sezonske faktorje, ki so objavljeni v Aktu o spremembah Akta o metodologiji za obračunavanje omrežnine za prenosni sistem zemeljskega plina (UL RS, št. 48/21). Multiplikatorje in sezonske faktorje prikazujeta Tabela 24 in Tabela 25.

Tabela 24: Multiplikatorji za posamezne standardne produkte zmogljivosti:

Standardni produkt zmogljivosti	Stopnja multiplikatorja
Četrtni (M_Q)	1,40
Mesečni (M_M)	1,45
Dnevni (M_D)	2,75
Znotrajdnevni (M_{ZD})	2,80

² [Posvetovanje o predlogu popustov, multiplikatorjev in sezonskih faktorjev - Javna posvetovanja - Agencija za energijo \(agen-rs.si\)](https://www.agen-rs.si/)

Tabela 25: Sezonski faktorji za posamezni standardni produkt zmogljivosti:

Plinski mesec (m)	Sezonski faktor za posamezni standardni produkt zmogljivosti			
	Četrtni $S_{Q(m)}$	Mesečni $S_{M(m)}$	Dnevni $S_{D(m)}$	Znotraj dneva $S_{ZD(m)}$
Januar	1,617	1,617	1,617	1,617
Februar	1,617	1,527	1,527	1,527
Marec	1,617	1,228	1,228	1,228
April	0,751	0,765	0,765	0,765
Maj	0,751	0,748	0,748	0,748
Junij	0,751	0,712	0,712	0,712
Julij	0,714	0,657	0,657	0,657
Avgust	0,714	0,982	0,982	0,982
September	0,714	0,717	0,717	0,717
Oktober	1,211	0,878	0,878	0,878
November	1,211	1,143	1,143	1,143
December	1,211	1,211	1,211	1,211

Tej utemeljeni odločitvi agencije o določitvi metodologije referenčnih cen za prenosni sistem zemeljskega plina so priložene naslednje priloge:

Priloga 1: Poenostavljeni tarifni model

Priloga 2: Izračun primerjalnega indeksa porazdelitve stroškov zmogljivosti

Priloga 3: Seznam ostalih storitev, ki predstavljajo neprenosne storitve

8 ZAKLJUČEK

Agencija z utemeljeno odločitvijo skladno s četrtem odstavkom 27. člena Uredbe 2017/460 določa metodologijo referenčnih cen ter referenčne cene za leto 2022. Referenčne cene so določene na podlagi matrične metode, saj je z utemeljeno odločitvijo dokazano, da je za določitev vstopnih in izstopnih tarif slovenskega prenosnega sistema ustreznejša uporaba matrične metode. Referenčne cene, določene z matrično metodo, odražajo upravičene stroške posameznih delov prenosnega sistema. Z uporabo matrične metode se določijo referenčne cene za posamezno vstopno in izstopno točko prenosnega sistema ob upoštevanju nadomestne vrednosti in vršne obremenitve posameznih delov prenosnega sistema.

Pri določitvi referenčnih cen je agencija na podlagi (c) točke četrtega odstavka 6. člena Uredbe 2017/460 referenčne cene za leto 2022 prevrednotila tako, da je referenčne cene I na vseh vstopnih in izstopnih točkah pomnožila s konstanto 1,127. Na podlagi (a) točke četrtega odstavka 6. člena Uredbe 2017/460 je agencija cene na točki Šempeter pri Gorici prilagodila tako, da je prenosna pot konkurenčna.

Pri izračunu primerjalnega indeksa porazdelitve stroškov zmogljivosti med znotrajsistemsko in medsistemsko uporabo omrežja je ugotovljeno, da ta po opravljeni primerjalni analizi izstopne točke Šempeter pri Gorici znaša 72,50 %. Visoka vrednost primerjalnega indeksa CAA je posledica primerjalne analize izstopne točke, s katero se je znižala referenčna cena ter prihodki medsistemske uporabe omrežja. Razlog visoke vrednosti primerjalnega indeksa je tudi v dejstvu nezadostnega zakupa izstopne točke Šempeter pri Gorici ob hkratni visoki vrednosti odseka prenosnega sistema, ki se odraža v tej referenčni ceni.

Tarifne postavke omrežnine, ki jih bo operater prenosnega sistema zaračunaval uporabnikom prenosnega sistema v letu 2022, so bile določene maja 2021, ko je bilo izdano soglasje k regulativnemu okviru za obdobje od 1. januarja 2021 do 31. decembra 2022.

Utemeljeni odločitvi so priložene tudi priloge, ki prikazujejo poenostavljen tarifni model, izračun primerjalnega indeksa porazdelitve stroškov zmogljivosti ter seznam ostalih storitev, ki predstavljajo neprenosne storitve.