



Samoocena in razvojne možnosti slovenskega veleprodajnega trga z zemeljskim plinom

Posvetovalni dokument

REKK

April 2018

To poročilo je bilo pripravljeno za Agencijo za energijo

Kontakt: Ákos Beöthy (akos.beothy@rekk.hu)

Pripravi: REKK Energiapiaci Tanácsadó Kft.

Telefon: +36 1 482-7070 Fax: +36 1 482-7037

Elektronski naslov: rekk@rekk.hu

April 2018

VSEBINA

2.1	POVPRAŠEVANJE IN PONUDBA	7
2.2	INFRASTRUKTURA	9
2.3	UČINKOVITOST GLEDE NA KAZALNIKE AGTM.....	10
2.4	CENE ZEMELJSKEGA PLINA V SLOVENIJI.....	13
2.5	VELEPRODAJNI TRG	15
2.6	MALOPRODAJNI TRG.....	16
2.7	TARIFE ZA PRENOS PLINA.....	17
3.1	POMEMBNEJŠI REGIONALNI INFRASTRUKTURNI PROJEKTI	18
3.2	ITALIJANSKI “LIKVIDNOSTI KORIDOR”	19
3.3	PRIHODNOST DOLGOROČNIH POGODB	20
4.1	RAZVOJ V OKVIRU SEDANJIH PREDPISOV.....	21
4.2	MODELI ZDRUŽEVANJA TRGOV GLEDE NA AGTM	25
4.3	UPOŠTEVANJE DEJAVNIKOV ZANESLJIVE OSKRBE.....	34
4.4	NAČRTI ZDRUŽEVANJA TRGA V REGIJI	36
5.1	KRATEK OPIS PRERAČUNOV Z UPORABO MODELA.....	39
5.2	GLAVNE PREDPOSTAVKE PRERAČUNOV Z UPORABO MODELA	41
5.3	PREDPOSTAVKE ZA SLOVENIJO V REFERENČNEM SCENARIJU.....	43
5.4	PREDSTAVITEV REFERENČNEGA SCENARIJA ZA 2021	43
5.5	REZULTATI PRERAČUNOV Z UPORABO MODELA	45
PRILOGA I: DINAMIKA REGIONALNIH CEN PLINA		60
6.1	PRIMERJAVA REGIONALNIH CEN PLINA IZ DOLGOROČNIH POGODB	60
6.2	IZKORIŠČENOST POVEZOVALNEGA VODA AT–SI	62
6.3	IZKORIŠČENOST SMERI AT–IT–SI.....	67
PRILOGA II: ANALIZA REGIONALNIH PRENOSNIH TARIF.....		69
PRILOGA III: GLAVNE ZNAČILNOSTI AVSTRIJSKIH IN ITALIJANSKIH VOZLIŠČ		73
PRILOGA IV: UČINKI ZLITJA TRGOV AVSTRIJE, SLOVENIJE IN HRVAŠKE NA SOCIALNO BLAGINJO		76

SEZNAM SLIK

Slika 1: Poraba zemeljskega plina po sektorjih (mrd Sm ³)	7
Slika 2: Uvoz zemeljskega plina (GWh)	9
Slika 3: Prenosno omrežje v decembru 2017	9
Slika 4: Cene plina za negospodinske odjemalce v skupini s porabo od 100,000 - 1 mil GJ (€/MWh)	15
Slika 5: Tržni deleži na veleprodajnem trgu z zemeljskim plinom	16
Slika 6: Tržni deleži dobaviteljev na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom	17
Slika 7: Časovnica hrvaškega projekta UZP	18
Slika 8: Pretoki plina v Slovenijo in iz nje v tednu po nesreči v Baumgartnu	34
Slika 9: Objavljene zmogljivosti za dan vnaprej in znotraj dneva na avstrijsko-slovenski povezavi, GWh/dan	35
Slika 10: Letna povprečna cena veleprodajne cene zemeljskega plina (€/MWh) v 2021	44
Slika 11: Mesečna porazdelitev povpraševanja v referenčnem scenariju in v primeru višjih sezonskih nihanj	45
Slika 12: Sprememba presežka na strani odjemalcev zaradi povečanega povpraševanja	47
Slika 13: Zvišanje cen v januarju, če povezovalni vod AT-SI ni na voljo (€/MWh)	49
Slika 14: Učinek cen v januarju v različnih scenarijih, ko povezovalni vod AT-SI ni na voljo (€/MWh)	51
Slika 15: Letna povprečna sprememba cene zaradi hrvaškega terminala za UZP in povezovalnega voda SI-HR (€/MWh)	53
Slika 16: Cenovni učinek povišanja tarif.....	54
Slika 17: Cenovni učinek povezovalnega voda SI-HU.....	56
Slika 18: Letne uvozne cene plina v okviru dolgoročnih pogodb v regiji.....	60
Slika 19: Četrtnete uvozne cene plina v regiji v okviru dolgoročnih pogodb	61
Slika 20: Izkoriščenost povezovalnega voda med Avstrijo in Slovenijo med 2016 in 2018	62
Slika 21: Zakup zmogljivosti na povezovalnem vodu AT-SI, januar 2016 – februar 2018	63
Slika 22: Relativni delež različnih vrst zakupov zmogljivosti v letih 2016 in 2017	64
Slika 23: Relativni delež različnih vrst zakupov zmogljivosti v zimi 2016/17*	64
Slika 24: Razmerje med temperaturami in dnevnimi in znotraj-dnevnimi zakupi	65
Slika 25: Multiplikatorji za četrtnete produkte (levo) in dnevne produkte (desno) v regiji * (2018) ..	66
Slika 26: Izkoriščenost povezovalnega voda AT-IT med 2016 in 2018.....	68
Slika 27: Prenosne tarife v Evropi.....	70
Slika 28: Razvoj prenosnih tarif na povezovalnih točkah v regiji CESEC in v nekaterih evropskih državah (prikazan kot primerjalna analiza) *	71
Slika 29: Razvoj tarif na izhodnih točkah povezav SI-HR in HU-HR, 2016-2017.....	72
Slika 30: Izkoriščenost povezovalnih točk SI-HR in HU-HR v 2017 (rezervacija in fizični pretok) ..	72
Slika 31: Četrtnete cene na vozliščih med 2015 in 2017.....	73
Slika 32: Ocena evropskih plinskih vozlišč.....	75
Slika 33: Spremembe povprečnih letnih veleprodajnih cen plina zaradi zlitja trgov (€/MWh).....	77

SEZNAM TABEL

Tabela 1: Plinske zmogljivosti v slovenski proizvodnji električne energije	8
Tabela 2: HHI za izbrane trge, 2016	11
Tabela 3: Tabela SWOT za možnost razvoja v okviru veljavnih predpisov	25
Tabela 4: Tabela SWOT zlitje trgov in trgovalnih regij.....	28
Tabela 5: Tabela SWOT satelitskih trgov	29
Tabela 6: Tabela SWOT za spajanje trgov.....	33
Table 7: Povzetek podatkovnih virov in glavnih predpostavk	41
Tabela 8: Povzetek predpostavk nove infrastrukture	42
Tabela 9: Povzetek zmogljivosti in tarif za slovenske povezovalne plinovode	43
Tabela 10: Letna povprečna izkoriščenost slovenskih povezovalnih vodov	44
Tabela 11: Letna sprememba povprečne cene v €/MWh, ki nastane zaradi spremembe povpraševanja in je tehtana glede na porabo, v primerjavi z referenčnim scenarijem	45
Tabela 12: Sprememba cene v €/MWh v februarju zaradi spremembe povpraševanja v primerjavi z referenčnim scenarijem	46
Tabela 13: Letna povprečna izkoriščenost plinovoda zaradi sprememb v povpraševanju glede na različne scenarije.....	46
Tabela 14: Mesečna razporeditev izkoriščenosti plinovoda zaradi spremembe povpraševanja.....	46
Tabela 15: Sprememba blaginje v scenariju, ki predvideva 20-odstotno povišanje povpraševanja in večje sezonsko nihanje.....	48
Tabela 16: Izkoriščenost slovenskih povezovalnih vodov, če povezava AT-SI ni na voljo	49
Tabela 17: Spremembe v blaginji zaradi nerazpoložljivosti povezovalnega voda AT-SI.....	50
Tabela 18: Izkoriščenost plinovodov v različnih scenarijih v januarju	52
Tabela 19: Izkoriščenost infrastrukture s terminalom na Krku in povratnim tokom SI-HR	53
Tabela 20: Koristni učinki terminala za UZP in povratnega toka na povezavi HR-SI.....	54
Tabela 21: Sprememba izkoriščenosti povezovalnega voda zaradi povišanja tarif	55
Tabela 22: Spremembe koristi zaradi 20-odstotnega zvišanja tarif.....	56
Table 23: Sprememba izkoriščenosti povezovalnih vodov, če je zgrajen povezovalni vod SI-HU	57
Table 24: Spremembe blaginje zaradi povezovalnega voda SI-HU.....	57
Tabela 25: Ocenjeni stroški alternativnih virov plina	61
Tabela 26: Skupne kratkoročne zakupljene zmogljivosti (MWh/d).....	65
Tabela 27: Zakupljene dnevne in znotraj-dnevne zmogljivosti (kWh/h)	65
Tabela 28: Izkoriščenost italijanskih terminalov za ponovno uplinjanje v 2016	68
Tabela 29: Ocena razvitosti vozlišč.....	74
Tabela 30: Raven izkoriščenosti plinovodov v scenariju zlitja trga.....	78
Tabela 31: Sprememba blaginje zaradi zlitja trga v območju	79
Tabela 32: Sprememba blaginje zaradi zlitja trga v sosednjih državah.....	79

1 UVOD

To poročilo ocenjuje trenutno stanje in prihodnje razvojne možnosti slovenskega veleprodajnega trga z zemeljskim plinom. Poročilo temelji na lastni analiza REKK in prispevkov udeležencev internega posvetovanja, ki ga je 6. februarja 2018 organizirala Agencija za energijo (v nadaljevanju poročila agencija). S to analizo agencija izpolnjuje svojo zavezanost periodični samooceni delovanja trga in hkrati upošteva strukturne reforme, če bodo potrebne, kot to določa AGTM (ACER-jev ciljni model trga z zemeljskim plinom).

V poglavju 2 je podan pregled značilnosti slovenskega trga z zemeljskim plinom, ki se osredotoča na dejavnike, za katere se ocenjuje, da so pomembni za raven konkurence, ki je učinkovita na področju virov in zanesljive oskrbe. Delovanje trga je ocenjeno s stališča meril AGTM, dobljene vrednosti pa se vnašajo v regionalno okolje, pri čemer se proučuje njihov verjetni razvoj, ki temelji na infrastrukturnih načrtih in pričakovanih možnostih uvoznih poti in diverzifikacije dobavnih virov. Dokument prikazuje, kako so se regionalne uvozne cene in cene za industrijske odjemalce v zadnjih letih zblížale in vplivale na ravni tržnih koncentracij na slovenskem veleprodajnem in maloprodajnih trgih. Dokument na koncu izpostavlja nekaj vprašanj, ki se nanašajo na razvoj tarif za prenosno omrežje in njihove morebitne učinke na trg z zemeljskim plinom v regiji in v Sloveniji.

V poglavju št. 4 se opredeljujejo razvojne možnosti trga z zemeljskim plinom v Sloveniji. Izdelana je ocena, do kakšne mere bo veljavni pravni okvir, namenjen izvajanju 3. energetskega svežnja, najverjetneje prispeval k integraciji in konkurenčnosti trga. Sledi pogled na vse modele tržne integracije, ki jih predlaga AGTM, in analiza njihovega pomena za Slovenijo. Predstavljamo tudi pregled načrtov integracij (povezovanja) trgov, ki so že načrtovane v regiji, posebna pozornost je namenjena edini že narejeni študiji, ki vključuje Slovenijo in jo je v 2017 objavil E-Control.

Koristni učinki nekaterih scenarijev trga z zemeljskim plinom, ki temeljijo na ciljnem modelu trga REKK (EGMM), so predstavljeni v poglavju 5. Ugotovitve so povzete v poglavju 6.

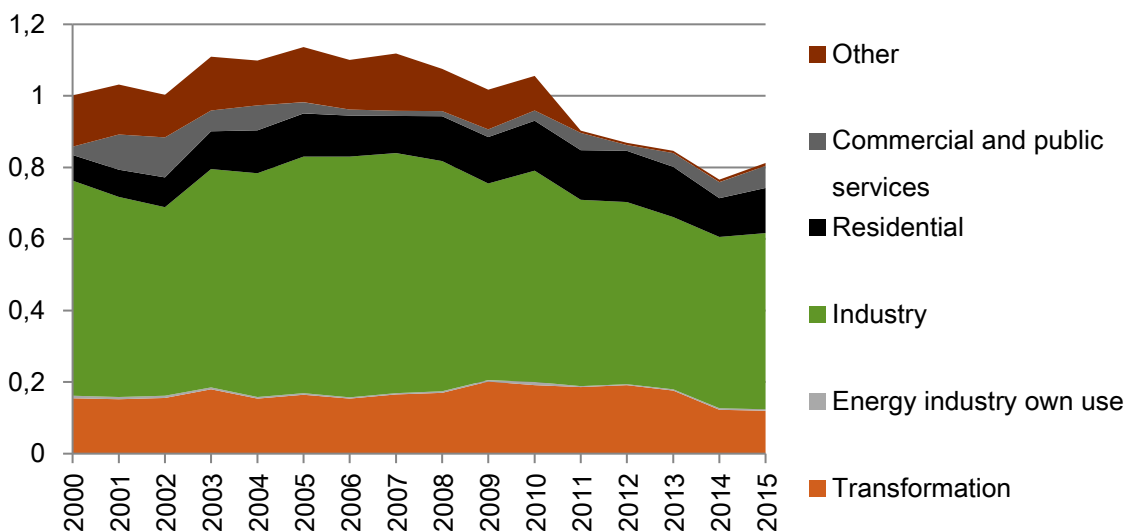
Dokument dopolnjujejo štiri Priloge, katerih namen je utemeljiti naše ugotovitve o dinamiki regionalnih cen zemeljskega plina (Priloga 1), regionalnih prenosnih tarifah (Priloga 2) in glavnih značilnostih avstrijskih in italijanskih trgovinskih vozlišč (Priloga 3). Priloga 4 predstavlja rezultate preračunavanja modela trgovalne regije, ki jo sestavljajo Avstrija, Italija, Slovenija in Hrvaška. V vseh analiziranih primerih so rezultati analiz stroškov in koristi za različne deležnike predstavljeni v obliki tabel.

2 ZNAČILNOSTI SLOVENSKEGA TRGA Z ZEMELJSKIM PLINOM

2.1 POVRAŠEVANJE IN PONUDBA

Slovenski trg z zemeljskim plinom je eden najmanjših v Evropi s povprečno letno porabo 1 mrd Sm^3 v zadnjih dveh desetletjih. Največja letna poraba plina, tj. 1,13 mrd Sm^3 iz leta 2005, se je do leta 2015 znižala za približno 30 % (na 0,81 mrd Sm^3) v skladu z evropskimi trendi porabe.

Slika 1: Poraba zemeljskega plina po sektorjih (mrd Sm^3)



Vir: IEA Statistics¹

Delež zemeljskega plina pri oskrbi s primarno energijo je v zadnjih letih znašal približno 10 %, približno polovico povprečja EU 28. Proizvodnja električne energije v Sloveniji temelji na jedrski in hidro energiji ter domačem premogu (v glavnem lignit in indonezijski premog, ki se uporablja v Termoelektrarni Toplarni Ljubljana), in obnovljivih virih (nekaj manjših hidroelektrarn, predvsem pa fotovoltaika). Instalirane kapacitete v plinske elektrarne trenutno znašajo 357 MW. V glavnem se uporabljajo za zagotavljanje fleksibilnosti električnega omrežja, njihov skupni delež v celotni proizvodnji pa glede na podatke Statističnega urada ostaja pod 8 % tako v 2015 in 2016.

¹ International Energy Agency Statistics: <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=SLOVENIA&product=NaturalGas&year=2000>

Tabela 1: Plinske zmogljivosti v slovenski proizvodnji električne energije

Plinske elektrarne	Obstoječe enote v 2018	Načrtovane
Termoelektrarna Brestanica	2 X 109 MW 53 MW (v obratovanju od marca 2018)	53 MW za leto 2023
Termoelektrarna Šoštanj	2 X 43 MW	
TE-TOL Ljubljana		116 MW za leto 2021 116 MW za leto 2035

Vir: Plinovodi

Poraba zemeljskega plina v Sloveniji je v primerjavi z evropsko netipična, saj je poraba gospodinjstev zelo nizka. Gospodinjstva za ogrevanje največ uporabljajo les (lesna biomasa), kurilno olje in vedno bolj tudi toplotne črpalke; uporaba plina je nižja od 10 % glede na vse uporabljene vire za ogrevanje prostorov, medtem ko je ta poraba približno 40 % v povprečju EU 28.² Največji del povpraševanja po plinu prihaja od industrijskih uporabnikov, ki pokrivajo več kot 60 % celotne porabe. Deset največjih odjemalcev – v glavnem proizvajalci kovin, papirja, gradbenega materiala in steklenih proizvodov – so v 2016 predstavljali več kot polovico (55 %) celotne industrijske porabe.

Nizek delež zemeljskega plina v strukturi primarnih energetskega virov, še posebej za ogrevanje gospodinjstev, kaže na to, da je ranljivost gospodinjstev v Sloveniji nizka. Prav tako je nizka poraba plina sistemov daljinskega ogrevanja, ki kot vir uporabljajo samo zemeljski plin.

Slovenija nima domačih virov zemeljskega plina, zato je njen trg 100-odstotno odvisen od uvoza. Edini vir plina v Petišovcih se trenutno za domače odjemalce ne uporablja, kljub temu da bi njegova zmogljivost lahko dosegla 10.000 Sm³/h. Po podatkih agencije je bila skoraj polovica uvoza v 2016 pokrita z dolgoročnimi pogodbami. Vrednost kratkoročnih pogodb, 50,5 %, je bila še zmeraj nižja od 58-odstotnega deleža plina, s katerim se trguje na podlagi konkurence v Srednji Evropi, kaj šele pod evropskim povprečjem, ki je 66 %.³

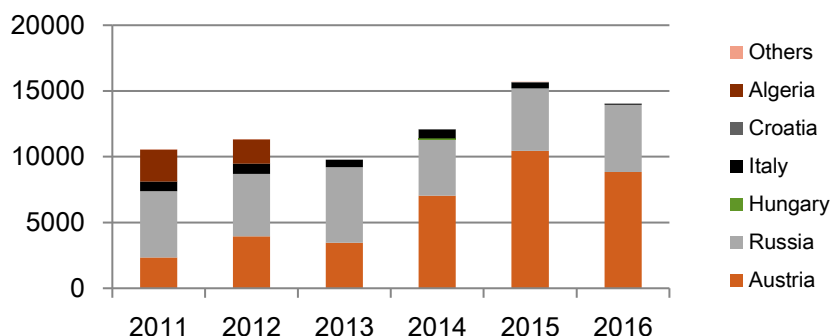
Slovenija lahko svoje potrebe po plinu pokriva iz dveh fizičnih smeri – Avstrije in Slovenije. Teoretično lahko Slovenija dobavi plin iz Rusije, evropskih plinskih vozlišč, Afrike in tudi iz terminalov UZP v Italiji. Povezava s Hrvaško trenutno ne omogoča dobav iz Hrvaške v Slovenijo zaradi tehničnih razlogov na strani Hrvaške in njenega plinskega primanjkljaja (država je odvisna od uvoza, njeni domači viri plina pa se zmanjšujejo).

Kot je prikazano na Sliki 2, Slovenija trenutno pokriva porabo plina iz treh virov. Delež plina, kupljenega iz Avstrije, se je z 22 % v letu 2011 zvišal na 62 % v 2016, medtem ko se je delež z nafto indeksiranega ruskega uvoza (ki temelji na dolgoročnih pogodbah) zmanjšal z 48 % na 36 %. Vendar pa je treba opozoriti, da Slika 2 prikazuje uvoz samo slovenskih dobaviteljev; dodatnih 8.900 GWh (0,9 mrd Sm³) so v 2016 uvozila tuja podjetja. Na Hrvaško, ki prejema ruski plin skozi Avstrijo in Slovenijo, je bilo prenesenih 13.650 GWh (1,4 mrd Sm³) plina.

² Eurostat: Electricity and Heat Statistics http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_and_heat_statistics

³ IGU (2017): Wholesale gas price survey, izdaja 2017. Čeprav so kratkoročne pogodbe običajno povezane z intenzivnejšo konkurenco, se da razumeti, da v Sloveniji ni samo prevladujoči dobavitelj tisti, ki ima sklenjene dolgoročne pogodbe. Tudi manjši dobavitelji sklepajo večletne pogodbe, domnevno z italijanskimi in avstrijskimi trgovci-shipperji brez cenovne indeksacije vezane na nafto. Dolgoročne pogodbe torej niso nujno škodljive konkurenci, temveč vedno bolj temeljijo na sprotih konkurenčnih cenah plina.

Slika 2: Uvoz zemeljskega plina (GWh)



Vir: Agencija za energijo

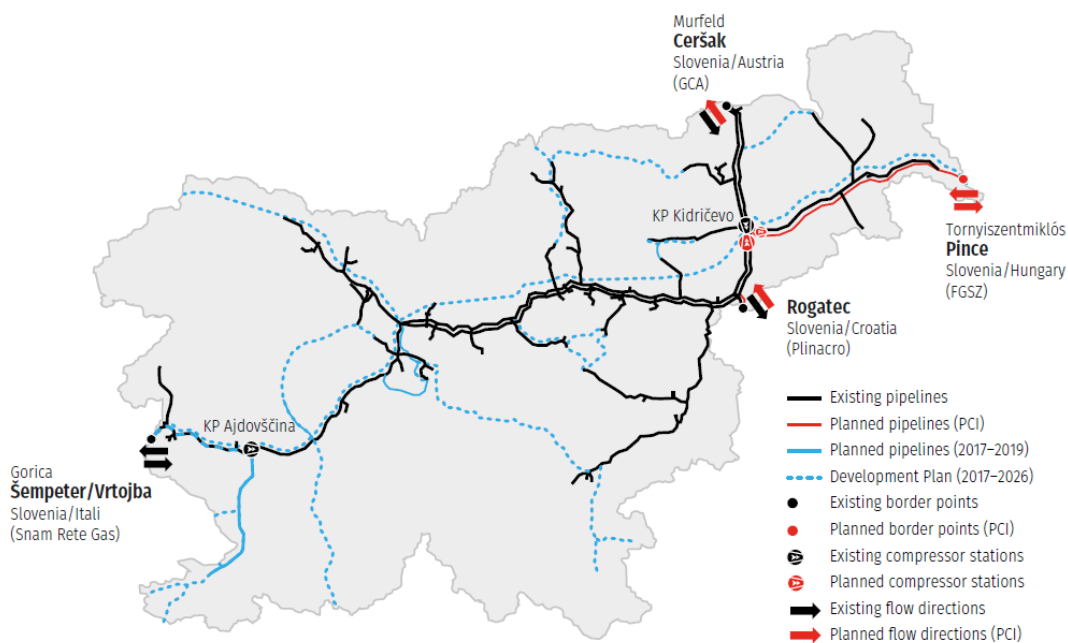
2.2 INFRASTRUKTURA

Dejansko stanje prenosnega omrežja in nekaj načrtovanih gradenj prikazuje slika 3. Ker Slovenija nima skladišč zemeljskega plina, imajo uvozne zmogljivosti za delovanje notranjega trga zelo pomembno vlogo. Tehnična zmogljivost povezovalnih točk je naslednja:

- Ceršak (AT-SI): 112.5 GWh/d
- Rogatec (SI-HR): 53.7 GWh/d
- Gorica (SI-IT): 20.4 GWh/d
- Šempeter (IT-SI): 28.5 GWh/d

Slovenija ima značilno visoko konično obremenitev sistema, ki je v letu 2017 za domače odjemalce znašala do 3,300.000 kWh/h (310,000 Sm³/h). Skupaj s čezmejnimi prenosnimi zmogljivostmi do Slovenije za nadaljnji prenos na Hrvaško te konične zmogljivosti skoraj dosegajo tehnično zmogljivost povezovalne točke Ceršak.

Slika 3: Prenosno omrežje v decembru 2017



Vir: Plinovodi

Država in slovenski operater prenosnega omrežja, podjetje Plinovodi d.o.o., imata več razvojnih načrtov za nadgradnjo povezljivosti sistema s sosednjimi državami in za doseg:

- vzpostavitev povratnega toka na vseh povezovalnih točkah,
- povečanja kriterija N-1 glede zanesljivosti oskrbe,
- povezave med slovenskim in madžarskim trgom z novo povezovalno točko,
- možnosti skladiščenja plina v madžarskem plinskem sistemu,
- večje diverzifikacije virov plina v regiji s povezavami z Madžarsko, na obstoječe terminale UZP na italijanskem trgu s plinom in virov UZP v severnem Jadranu.

Načrtovani projekti so tudi vključeni v najnovejši seznam projektov skupnega interesa (PCI) EU (2017), kar kaže na njihovo pomembnost tudi z regionalnega vidika. Razvoj na smeri Hrvaška-Slovenija-Avstrija (PCI 6.26) vključuje na slovenski strani naslednje projekte:

- 6.26.2 KS Kidričevo, faza razširitve 2 (SI)
- 6.26.5 Nadgradnja povezovalne točke Ceršak/Murfeld (SI)
- 6.26.6 Nadgradnja povezovalne točke Rogatec (SI)

Namen teh projektov je omogočiti povratni tok z Avstrijo in Hrvaško, povečati zmogljivosti in izpolniti infrastrukturni standard (kriterij N-1). Prva faza nadgradnje povezovalne točke Rogatec že poteka, FID (končna naložbena odločitev) za drugo fazo pa bo potekal skladno z razvojem ostalih PCI projektov vzdolž koridorja Avstrija-Slovenija-Hrvaška.

Povezovalna točka med Madžarsko in Slovenijo (PCI 6.23) je načrtovana v letu 2020. Poleg zgoraj omenjenih značilnosti bo ta projekt lahko prispeval k diverzifikaciji virov oskrbe, ko bo začela delovati povezava Romunija-Madžarska. Projekt je trenutno načrtovan v treh fazah s končno zmogljivostjo 1,4 mrd Sm³/leto.

Nadgradnja povezovalne točke med Slovenijo in Italijo bi se lahko uresničila z novo povezovalno točko (San Dorligo della Valle (IT) / Osp (SI)).

2.3 UČINKOVITOST GLEDE NA KAZALNIKE AGTM

Kazalniki, ki so določeni z AGTM, ocenjujejo splošno učinkovitost veleprodajnih trgov. Kazalniki učinkovitosti delovanja trga z zemeljskim plinom v Sloveniji kažejo na to, ali je trg z zemeljskim plinom strukturno konkurenčen, odporen in ima zadostno stopnjo raznolikosti ponudbe.⁴

2.3.1 *Herfindhal-Hirschmanov Indeks (HHI)*

HHI kaže koncentracijo podjetij višje v prodajni verigi, ki prodajajo zemeljski plin na obravnavanem trgu. Indeks HHI ne upošteva števila trgovcev in posrednikov, saj dobavitelji v zgornjem delu oskrbne verige načeloma določajo raven konkurence. HHI se lahko giblje od vrednosti 0 do 10.000. Vrednost 0 kaže na visoko število podjetij z majhnimi tržnimi deleži, medtem ko največja vrednost pomeni, da ima eno podjetje monopolističen položaj.⁵ Slovenija je na dnu petih držav v EU z visoko vrednostjo HHI – 8.256 v letu 2016, kar kaže na močno odvisnost države od ruskih virov, ki prihajajo od enega samega dobavitelja (Gazprom). ACER ocenjuje, da je trg delujoč, če je HHI pod 2.000. Ta kriterij izpolnjujejo samo štiri države, medtem ko velika skupina trgov kaže koncentracijo med 2.500 in 5.000 (kar je že visoka stopnja koncentracije).

⁴ ACER (2017): Statistical compendium of AGTM metrics for the year 2016

⁵ HHI se izračuna tako, da se seštejejo kvadrati tržnih deležev vseh podjetij, ki dobavljajo plin na uvozni ravni.

Tabela 2: HHI za izbrane trge, 2016

	Country	HHI 2016
Region	Slovenia	8256
	Hungary	6347
	Austria	6303
	Croatia	4889
	Slovakia	3800
	Italy	3065
Least concentrated countries	Be-Lux	1941
	Sweden	1789
	UK	1109
Most concentrated countries	Finland	10000
	Latvia	10000
	Bulgaria	9359

Vir: ACER/CEER

Poročila ACER/CEER (Market Monitoring Reports) kažejo, da se je slovenski HHI v zadnjih letih znatno povečal. V letu 2015 je bil nekoliko nižji od 8.000, v 2011 pa je vrednost znašala 5.000. Spremenil se je tudi relativni položaj Slovenije na ravni EU; med 26 državami je bila leta 2011 na 16. mestu, v letu 2015 pa na 23. mestu.⁶ Pomembno pa je kljub temu omeniti, da je bil uvoz iz Avstrije v 2011 pripisan avstrijskim domačim proizvajalcem, medtem ko kasnejši izračuni odražajo strukturo dobave v Avstriji, ki povečuje delež Gazproma v slovenskem uvozu. Zato so se namesto dejanskega poslabšanja virov oskrbe v Sloveniji v višjih HHI odražale metodološke spremembe.

2.3.2 Število dobavnih virov

Ti kazalniki merijo število in raznolikost dobavnih virov glede na geografsko poreklo porabljenega plina v vsaki državi članici. Dobavni vir se nanaša na državo proizvajalko zemeljskega plina ali na državo članico z organiziranim trgom, kjer je mogoče kupiti plin.

Trenutno ima Slovenija dva pomembna dobavitelja (Avstrija in Rusija), obstaja pa tudi možnost nakupa plina iz Italije. Ta kazalnik se upošteva kot zadovoljiv, če je enak ali presega 3, kar pomeni, da Slovenija v tem pogledu že izpolnjuje zahteve AGTM. Če bo Slovenija lahko uvažala plin iz Hrvaške, bo to omogočilo nadaljnjo diverzifikacijo virov. Povezovalna točka med Slovenijo in Madžarsko bo omogočila dostop do novih virov, ko bo povezava začela delovati.

⁶ ACER-CEER (2016): Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Natural Gas Markets in 2015

2.3.3 Indeks preostale oskrbe (RSI)

RSI meri, ali so temelji trga dovolj zanesljivi, da podpirajo razvoj konkurenčnega plinskega vozlišča. RSI meri delež letnega povpraševanja po plinu, ki ga je mogoče pokriti brez največjega vira dobave določeni državi članici. Določa, ali je neki vir oskrbe ključen, to pomeni, da oskrba trga brez tega vira ni mogoča.

$$RSI = \frac{MS \text{ total gas supply delivery capacity} - \text{largest supplier's controlled capacity}}{MS \text{ gas consumption}}$$

V letu 2016 samo petim državam ni uspelo pokriti povpraševanja po zemeljskem plinu v primeru izpada največjega dobavitelja. Slovenija je bila ena izmed njih z vrednostjo indeksa RSI 95 %. Po izvedbi načrtovanih naložb v omrežje pa bo dostop do novih dobavnih virov zagotovil, da bo Slovenija dosegala mejno vrednost tega kazalnika.

2.3.4 Ocena in napoved

Kljub temu da Slovenija ne izpolnjuje dveh od treh kazalnikov AGTM, ki ocenjujejo "stanje trga" in nima "ustreznega funkcionalno preglednega organiziranega trga"⁷, da bi izračunala potrebne kazalnike za potrebe udeleženca trga, so pogoji za konkurenčen veleprodajni trg izpolnjeni. Država neposredno meji na dva regionalno najbolj razvita trga, kar slovenskim trgovcem omogoča, da odjemalcem dobavljajo plin po konkurenčnih cenah. Iz naslednjega poglavja je konvergenca cen že opazna in možnost razvoja infrastrukture kaže na nenehno povečevanje konkurenčnega pritiska.

Dejansko se z uporabo drugih kazalnikov, ne samo AGTM, že kaže veliko ugodnejša slika o stanju slovenskega trga z zemeljskim plinom. Trilemma indeks Svetovnega energetskega sveta meri energetska varnost/zanesljivost, dostopnost energije in okoljsko trajnost ter ocenjuje oz. glede na ta indeks rangira 130 držav po svetu.⁸ Slovenski energetske sektor se je na področju energetske varnosti v letu 2016 uvrstil na 2. mesto, prav tako pa je izboljšal oceno okoljske trajnosti iz prejšnjega leta. Slovenija je pokazala uravnoteženo delovanje in njena splošna ocena jo je uvrstila na 10. mesto v letu 2016.

Kot je podrobneje predstavljeno v poglavju 2.5, je delež Geoplina na slovenskem veleprodajnem trgu okoli 70 %. Evropska komisija pa je leta 2017 z odločbo sklenila,⁹ da upoštevni trg za dobavo zemeljskega plina ni omejen na Slovenijo, temveč vključuje vsaj še dobavitelje, ki delujejo na virtualni točki CEGH. Komisija je ugotovila, da ni nobenih ovir tako za tuje dobavitelje, da bi oskrbovali

⁷ ACER/CEER (2017): Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016. Gas Wholesale Markets Volume, October 2017, p. 31.

⁸ World Energy Council in partnership with Oliver Wyman (2017): World Energy Trilemma Index 2017 <https://trilemma.worldenergy.org/reports/main/2017/2017%20Energy%20Trilemma%20Index.pdf>. The ranking reflects the relative performance of different energy market sectors of the respective countries as a whole.

⁹ Odločba Komisije v skladu s členom 6(1)(b) of Council Regulation No 139/2004 in členom 57 of the Agreement on the European Economic Area. Case M.7936 – Petrol / Geoplin

slovenske veleprodajne ali maloprodajne trgovce. Ugotovila je tudi, da bi slednji lahko kupovali plin neposredno z virtualne točke CEGH, kar dejansko priznava, da trg deluje pravilno.

Na podlagi odločitve Komisije bi bilo treba dolgoročno pogodbo Geoplina z Gazpromom oceniti v širšem kontekstu trga. Čeprav portfelj Geoplina znaša kar 1,4 mrd Sm³, je samo del namenjen slovenskemu trgu. Okoli 50 % od tega je pokrit z dolgoročnimi pogodbami. Med posvetovanjem z deležniki je Geoplin trdil, da dolgoročna pogodba ne vpliva na trg neposredno; industrijski odjemalci imajo lastne rezervirane zmogljivosti v avstrijsko-slovenski povezovalni točki in niso izpostavljeni grožnji vnaprejšnjega zaprtja trga. Poleg tega ima Geoplin s svojimi odjemalci sklenjene enoletne dobavne pogodbe, zaradi česar lahko ti enostavno zamenjajo dobavitelja, če cena ni konkurenčna.

Drug deležnik pa je menil, da je na slovenskem trgu »precej manj trgovanja, kot bi bilo treba« zaradi izjemno visokega tržnega deleža, ki ga pokriva ekskluzivna dolgoročna pogodba (tj. omejena na enega samega domačega dobavitelja), ki zaobide slovensko virtualno točko. Res je, da lahko tako velika dolgoročna pogodba zlahka ovira razvoj slovenske virtualne točke, vendar če lahko trgovci prosto uporabljajo virtualno točko CEGH, likvidna domača virtualna točka ni predpogoj za učinkovito konkurenco.

Družba Geoplin je sklenila novo dolgoročno pogodbo z Gazpromom, ki pokriva obdobje do leta 2023¹⁰. V skladu z izjavo družbe Geoplin je nova pogodba, podobno kot sedanja, le del njenega portfelja, ki bistveno presega celotno slovensko porabo. Le manjši del portfelja je namenjen oskrbi slovenskim odjemalcem. Veliko več plina bo namenjenega odjemalcem v drugih državah, vključno s Hrvaško.¹¹

Kot bomo razpravljali v naslednjih poglavjih, so slovenski trgovci v dobrem položaju, da najdejo alternativne vire in znižajo ceno iz dolgoročne pogodbe, ki jo ima sklenjeno prevladujoči tržni udeleženec. Na podlagi evropskih primerov, kako se o dolgoročnih pogodbah ponovno pogaja, predvidevamo, da bo nova slovenska dolgoročna pogodba uporabila vsaj delno indeksacijo cen v formuli za oblikovanje cen, kar pomeni, da dogovorjena cena ne more bistveno odstopati od sprotnih cen plina. Zato Geoplin verjetno ne bo na trgu cenovno izstopal ali bil prisiljen prodajati z izgubo plin, uvožen na podlagi dolgoročne pogodbe.

2.4 CENE ZEMELJSKEGA PLINA V SLOVENIJI

2.4.1 Uvozne cene

V tem poglavju na kratko povzemamo rezultate podrobnih analiz cen na regionalnem trgu, ki so predstavljene v Prilogi 1. Prvič, cena zemeljskega plina, dobavljenega iz Rusije na podlagi dolgoročne pogodbe, je bila v zadnjih letih precej višja od cen na sosednjih trgih, vendar pa so se cene iz regionalnih dolgoročnih pogodb konvergirale (približale) od konca leta 2016. Drugič, na podlagi naše analize sprotnih trgov je razvidno, da je plin iz avstrijskega borze CEGH cenejši od plina, ki je na podlagi dolgoročne pogodbe dobavljen iz Rusije.¹² Ker je avstrijsko-slovenski povezovalni vod zelo izkoriščen,

¹⁰ <https://www.geoplin.si/en/news/new-contract-natural-gas-supply-slovenia-signed>

¹¹ Hrvaška je prav tako z Gazpromom v letu 2017 sklenila dolgoročno pogodbo za obdobje od 1. oktobra 2017 do 30. decembra 2027. Letna dobavna količina v okviru pogodbe znaša 1 mrd Sm³, kar pokriva 40 % hrvaškega letnega povpraševanja.

¹² Med posvetovanjem je družba Geoplin izrazila mnenje, da je cena iz dolgoročne pogodbe v skladu z avstrijskimi cenami, vendar ni zagotovila alternativnih podatkov glede na tiste, ki jih je objavila Komisija in so uporabljeni v analizi v Prilogi I.

vendar na splošno ni prezaseden, se zdi, da je mogoče povečati stopnji izkoriščenosti, ko razlike v ceni presežejo transportne stroške in stroške obvladovanja tveganj. Vendar pa se zdi, da značilnosti konične obremenitve, ki občasno dosežejo raven tehnične zmogljivosti, preprečujejo nadaljnja povečanja izkoriščenosti.

Pomembno je tudi poudariti, da dnevne cene na CEGH lahko razkrivajo, da lahko slovenski trgovci izkoristijo nestanovitnost cen in v Slovenijo uvažajo takrat, ko so cene nizke; četrletne povprečne cene, do katerih imamo dostop, lahko skrivajo dnevno arbitražno dejavnost. Čeprav podatki o dražbah s platforme PRISMA za leto 2016 kažejo, da trgovci izvajajo kratkoročne rezervacije zmogljivosti na avstrijsko-slovenskem povezovalnem vodu le redko in v majhnem obsegu, novejši podatki nakazujejo povečanje sprotnega trgovanja. To je spodbuden znak izboljšanja tržne učinkovitosti. Poleg tega avstrijsko-slovenska povezovalna točka v poročilu ACER's Annual Congestion Report in 2016, ki je proučevalo ovire pri trgovanju na podlagi podobnih ukrepov, ni bila navedena.

Tretjič, iz analiz trga ni jasno, ali je bilo italijansko vozlišče cenejši vir plina za Slovenijo v primerjavi z dejanskimi uvoznimi stroški zemeljskega plina, dobavljenega iz Rusije prek dolgoročnih pogodb in nakupov na avstrijskem plinskem vozlišču. Nižja izkoriščenost italijansko-slovenske povezovalne točke ustvarja priložnost dobaviteljem za uvoz zemeljskega plina z italijanskega trga, ko cenovni signali trga to nakažejo. Opozoriti velja, da ima Slovenija omejen dostop do zahodnoevropskih trgov z zemeljskim plinom in nižjih cen zemeljskega plina zaradi fizične prezasedenosti nemško-avstrijskega povezovalnega voda.

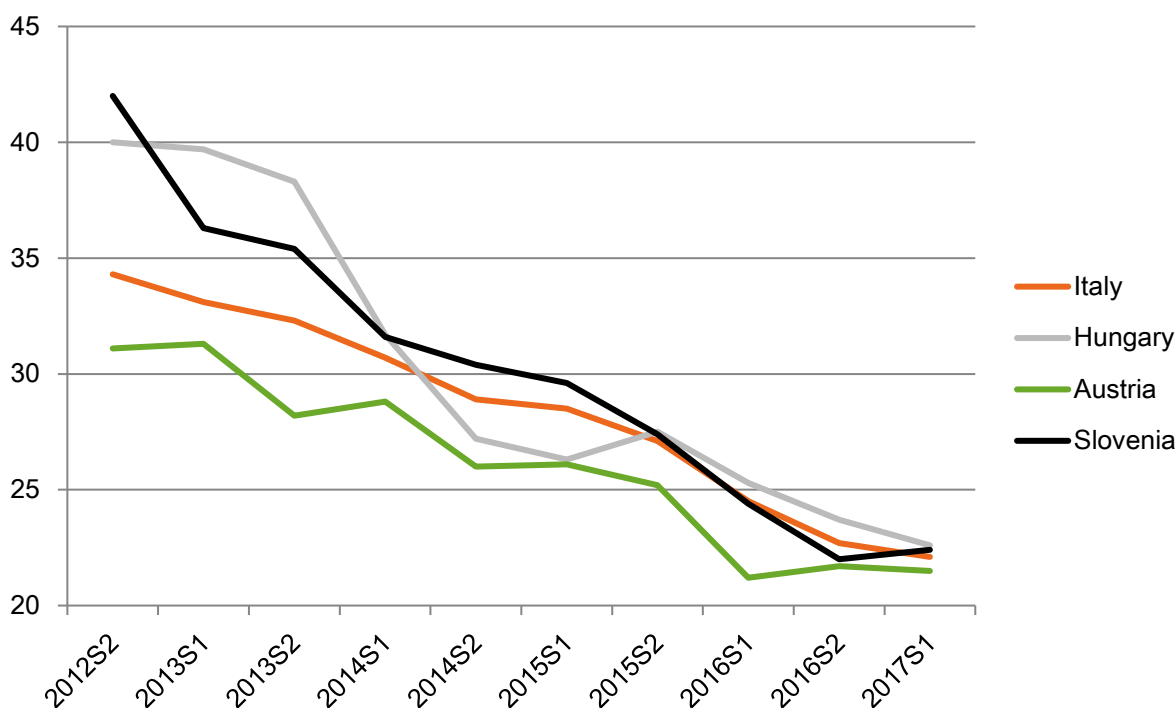
2.4.2 Cene zemeljskega plina za industrijske odjemalce

Slika 4 prikazuje cene plina za industrijske odjemalce v Sloveniji in sosednjih državah. Večina največjih slovenskih industrijskih odjemalcev sodi v odjemno skupino I4, ki jo uporablja Eurostat, kar pomeni, da je njihova poraba med 100.000 in 1 mio GJ letno.¹³ Razlike v cenah zemeljskega plina za skupine z nižjo porabo so precej manjše kot skupinami z najvišjim odjemom in industrijski odjemalci z letno porabo, nižjo od 100.000 GJ, plačajo približno enako ceno. Predvidevamo, da so cene plina, ki jih plačujejo industrijski odjemalci, najboljši približek veleprodajnih cen plina; zaradi velikih količin, ki jih kupujejo, imajo najmočnejša pogajalska izhodišča v povezavi s trgovci zemeljskega plina in nekateri od njih so neposredno povezani na prenosno omrežje, tako da cene ne vsebujejo tarif za uporabo distribucijskega omrežja.

Razvoj regionalnih cen plina za industrijske odjemalce je od druge polovice 2012 v skladu s padcem uvoznih cen, ki so prikazane na Sliki 8 v Prilogi 1. Slovenija je med preučevanimi državami začela z najvišjimi cenami; pribitek, ki so ga morali plačevati največji slovenski odjemalci v primerjavi z italijanskimi, je bil 7,7 €/MWh, in 10,9 €/MWh v primerjavi z avstrijskimi konkurenti. Podobno kot uvozne cene so se tudi cene za industrijske odjemalce v zadnjih letih precej približale. Po najnovejših razpoložljivih podatkih Eurostata so se cenovni pribitki glede na italijanske in avstrijske industrijske odjemalce znižali na 0,3 €/MWh oziroma 0,9 €/MWh.

¹³ Prve štiri družbe sodijo v odjemno skupino I5, ker je njihova poraba več kot 1 mil GJ letno, vendar pa cene za ta segment niso javno dostopne.

Slika 4: Cene plina za negospodinjne odjemalce v skupini s porabo od 100,000 - 1 mil GJ (€/MWh)



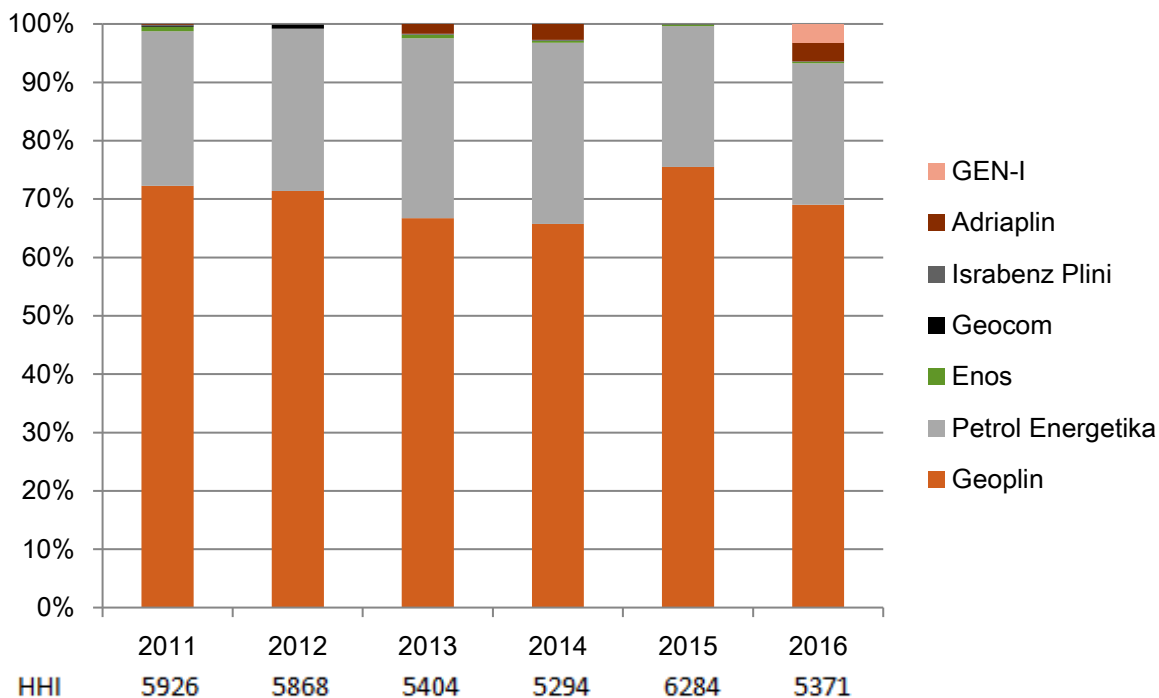
Source: Eurostat

2.5 VELEPRODAJNI TRG

Na slovenskem veleprodajnem trgu z zemeljskim plinom prevladujeta dve družbi, in sicer Geoplina, ki obvladuje 70 % trga, medtem ko se je delež Petrol Energetike v zadnjih letih gibal od 24 do 30 %. Dva največja lastnika Geoplina sta bila do leta 2017 država (41 %) in Petrol (33 %), tega leta pa je postal večinski lastnik Petrol s 65-odstotnim deležem, država pa obdržala 25-odstotni delež. Petrol je večinoma v zasebni lasti z zelo nizkim deležem v neposredni lasti države, so pa delničarji tudi družbe v državni lasti. Trg je zato visoko koncentriran; 65 % delež Petrola in Geoplina nakazuje še višjo stopnjo koncentracije, kot je razvidno iz vrednosti HHI na Sliki 5.

Kot je že bilo navedeno, je Komisija ugotovila, da je zadevni trg za veleprodajno oskrbo z zemeljskim plinom širši od Slovenije, ko se je odločila, da ne bo nasprotovala odkupu obvladujočega deleža družbe Geoplina s strani Petrola. Komisija je sklenila, da zadevni trg vključuje »vsaj Slovenijo in CEGH«, kar temelji na »odsotnosti kakršne koli pomembne ovire za dostop do CEGH, odsotnosti omejitev do čezmejnih zmogljivosti in velikih količin razpoložljivega plina na CEGH«. Na podlagi trga, ki zajema Slovenijo in CEGH, je bilo ugotovljeno, da je bil skupni tržni delež Geoplina in Petrola v obdobju od 2014 do 2016 ves čas pod 10 %. Poleg tega noben maloprodajni trgovec med preiskavo ni Komisiji sporočil, da se smatra odvisnega od Geoplina ali Petrola za nabavo plina na veleprodajni ravni. Slovenska agencija za varstvo konkurence je preverjala trg leta 2016 in ni našla nobenih dokazov o omejevalnih praksah ali potencialnih prevladujočih položajih na trgu.

Slika 5: Tržni deleži na veleprodajnem trgu z zemeljskim plinom



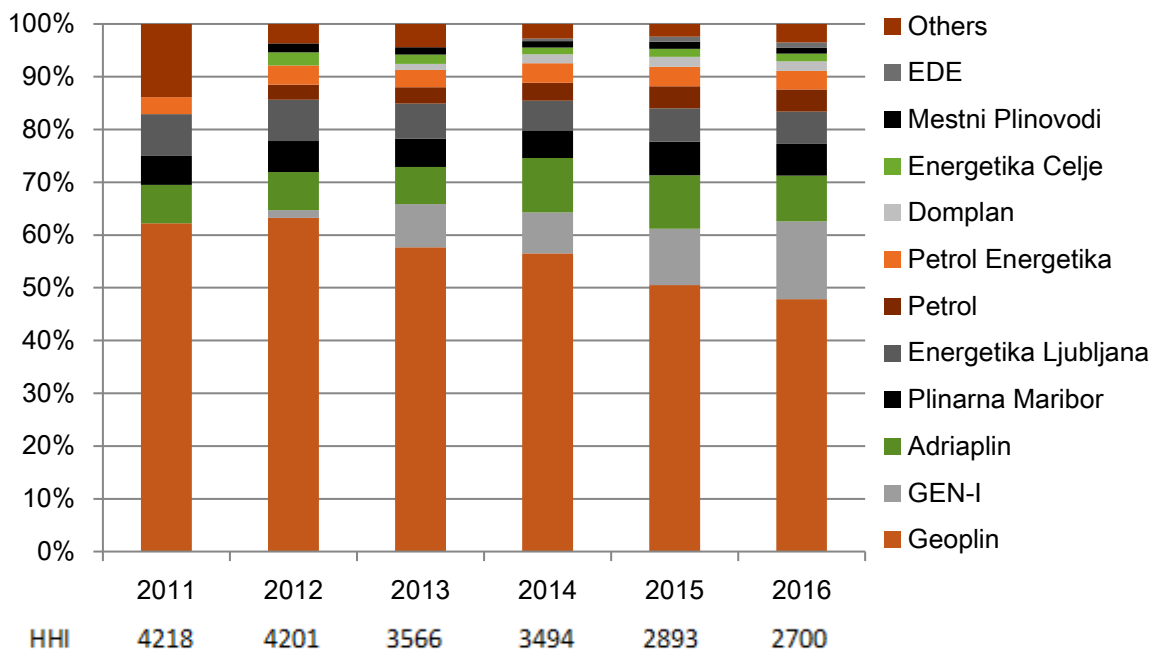
Vir: Energy Agency of Slovenia

2.6 MALOPRODAJNI TRG

Najpomembnejši udeleženci maloprodajnega trga s plinom v Sloveniji so prikazani na Slika 6. Geoplin je izgubil več kot 15 % tržnega deleža v zadnjih petih letih, vendar še vedno pokriva polovico slovenskega trga. Drugi in najhitreje rastoči tržni udeleženec je družba GEN-I, ki je začela delovati v 2011 in je pridobila 15 % delež do leta 2016. GEN-I je član skupine GEN z visokim deležem državnega lastništva in lastniškim manjšim deležem Petrola. Adriaplin je tretji največji tržni udeleženec, ki je v lasti v glavnem tujih družb, pri čemer ima družba Geoplin 11 % delež. Podobno kot pri strukturi veleprodajnega trga se pri največjih dobaviteljih lastništvo prekriva, državna lastnina pa je pomembna tako neposredno kot posredno.

V svoji preiskavi trga je Komisija ugotovila, da neobvladujoči lastniški deleži Geoplina in Petrola v njihovih maloprodajnih konkurentih verjetno ne bodo imele enostranskih ali usklajenih učinkov, ker med drugim »na tem trgu deluje mnogo uveljavljenih dobaviteljev, ki lahko še naprej izvajajo znaten konkurenčen pritisk na pogodbeni stranki in Adriaplin po združitvi«. Maloprodajni odjemalci so Komisiji tudi potrdili, da niso odvisni od oskrbe s plinom od nobene družbe.

Slika 6: Tržni deleži dobaviteljev na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom



Vir: Agencija za energijo

2.7 TARIFE ZA PRENOS PLINA

V tem poglavju na kratko povzemamo rezultate podrobnih analiz tarif na regionalni ravni, njihov učinek na razpoložljivost alternativnih virov dobave za Slovenijo, pričakovane spremembe zaradi izvajanja TAR NC in “konkurenčnost tarif”, ki je predstavljena v Prilogi 2.

Tarife za prenos v regiji CESEC, ki vključuje tudi Slovenijo, so na splošno višje kot tiste v zahodnem in severnem delu Evrope, vendar se slovenski uporabniki omrežja ne soočajo z nesorazmerno visokimi tarifami ob uvozu plina v državo na obstoječih povezovalnih točkah z Italijo in Avstrijo. V zvezi z dostopom do morebitnih novih virov pa so lahko visoke tarife na hrvaško-madžarski in madžarsko-romunski meji vzrok za zaskrbljenost. Če se Hrvaška in Romunija odločita za enako visoke izstopne tarife, ko jima bosta razvoj infrastrukture in (v primeru Romunije) razvoj zgornjih dobavnih poti omogočila postati potencialni regionalni dobaviteljici, lahko pretoki plina ostanejo precej pod potencialnimi ravnmi in prispevajo h konkurenci in približevanju cen samo v zelo omejenem obsegu.

Pričakujemo, da bo implementacija TAR NC (ki določajo tarife, ki odražajo stroške) državam članicam z nižjimi cenami plina preprečila določitev tarif, ki bi lahko znatno ovirale trgovanje in zbliževanje cen v regiji. Toda odprto ostaja vprašanje nalaganja tarif (tariff pancaking), tj. izkrivljanja trga zaradi kumulativnih vstopno-izstopnih tarif, ko plin prečka več mej. Na drugi strani pa lahko konkurenca tranzitnih tokov – dodatni prihodki za operaterje prenosnih sistemov – še naprej znižuje pritisk na čezmejne tarife.

Slika 30 v Prilogi II prikazuje znatne spremembe v tokovih plina, ki oskrbujejo Hrvaško iz vozlišča Baumgarten. Zaradi znižanja madžarskih tarif so se preusmerili skozi Madžarsko, čeprav so nedavne spremembe povzročile, da so slovenske tarife spet postale ugodnejše. Če izgube tranzita postanejo trajne, pa bo morda treba zvišati tarife, da se nadomestijo izgubljeni prihodki. Potreba po povračilu stroškov investicij ima lahko podobne posledice.

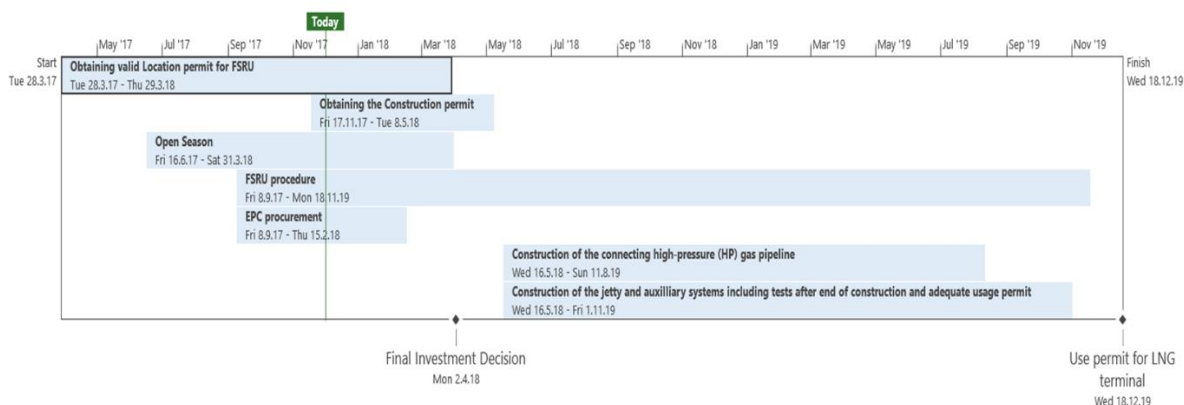
3 PRIČAKOVANI RAZVOJ REGIONALNIH VELEPRODAJNIH TRGOV Z ZEMELJSKIM PLINOM

V tem poglavju prepoznavamo regionalne trende na plinskih trgih, ki bi lahko bili pomembni za Slovenijo pri obravnavi lastnih razvojnih možnosti. Osredotočili se bomo na infrastrukturne projekte, ki bi lahko prispevali k nadaljnji diverzifikaciji virov in konvergenci cen; povzeli bomo podrobnejšo analizo značilnosti avstrijskih in italijanskih vozlišč, ki so predstavljena v Prilogi 3. Prav tako bomo ocenili prihodnost dolgoročnih pogodb za prenosne zmogljivosti in za zemeljski plin (commodity) kot mogočih dejavnikov, ki ovirajo konkurenco in boljšo integracijo regionalnih trgov.

3.1 POMEMBNEJŠI REGIONALNI INFRASTRUKTURNI PROJEKTI

Slovenija že ima dostop do terminalov UZP v Italiji in lahko dobi dostop do virov UZP iz Hrvaške, ko bo zgrajen plavajoči terminal z začetno zmogljivostjo 2,6 mrd Sm³ skupaj s potrebnimi evakuacijskimi plinovodi. Hrvaško podjetje LNG Croatia je v letu 2017 že prejela več kot 100 milijonov evrov evropskih sredstev iz Connecting Europe Facility (CEF), tako da terminal lahko vzpostavi tarife, ki bodo dovolj nizke, da bo novi vir plina konkurenčen. Nadalje se pričakuje, da bodo sredstva CEF zagotavljala sprejemljive tarifne stopnje prav tako tudi na evakuacijskih plinovodih. Kot smo zapisali v poglavju 2.7, je implementacija TAR NC dodatno zagotovilo, da visoke tarife ne bodo preprečile hrvaških virov UZP, da bi prispevali k nižjim cenam in intenzivnejši sproti konkurenci na regionalni ravni.

Slika 7: Časovnica hrvaškega projekta UZP



Vir: LNG Croatia

Glede na zadnje informacije¹⁴ podjetja LNG Croatia se pričakuje, da bo novi terminal začel delovati 2020, ko bo EU lahko imela koristi od obilja UZP na račun globalnega povečanja utekočinjenih zmogljivosti. Ta trend lahko povzroči visoko izkoriščenost terminalov, ki lahko tako učinkovito povečajo konkurenčen pritisk na dobavitelje. Pojav alternativnega vira lahko okrepi pogajalsko pozicijo držav uvoznic pri ponovnih pogajanjih o svojih dolgoročnih pogodbah z glavnimi dobavitelji, kot je očitno v primeru baltiških držav po izgradnji terminala v Klajpedi (Litva). Tudi Madžarska je po odločitvi o izgradnji madžarsko-slovaškega povezovalnega voda lahko z Gazpromom izpogajala nižje cene.

¹⁴ CESEC Gas plenary and working group meeting, 4. december 2017, Bruselj

Po drugi strani pa je tudi Rusija dejavna pri spodbujanju lastnih plinovodnih projektov. Turški tok bi lahko bistveno spremenil pretok plina, saj bodo dobave plina v jugovzhodno regijo (SEE) lahko potekale po južni poti. Turški tok bo imel dve veji, vsaka bo imela 15,75 milijarde Sm³ pretočne zmogljivosti. Prvi plinovod naj bi začel delovati marca 2018, drugi pa konec leta 2019. Pričakujemo lahko, da bo ta plinovod zmanjšal koristi hrvaškega terminala za UZP (če bo zgrajen) na regionalni ravni. Razširitev plinovoda Nord Stream bi lahko imela s preusmeritvijo dolgoročnih pogodb na novi plinovod in zmanjšanjem madžarskega povpraševanja po dodatnih virih prek UZP še pomembnejši (negativen) učinek na koristi projekta.

Še en pomemben novi vir plina za regijo se lahko pričakuje od začetka proizvodnje romunskega (in bolgarskega) plina na morju. Koridor za prenos teh virov zahodno od smeri Romunija-Madžarska-Avstrija je projekt PCI, ki je že prejel 180 milijonov evrov sredstev iz sklada CEF. Dejstvo, da se je projekt v 2017 prestrukturiral v Romunijo in na Madžarsko, lahko poveča pomen madžarsko-slovenske povezave, saj lahko Slovenija dostopa do romunskih virov samo preko Madžarske.

Italijanski trg bo nedvomno postal pomembnejši za Slovenijo, ko bodo zgrajeni infrastrukturni projekti, ki jih ima Italija na III. seznamu PCI (prve tri točke) in ostali projekti, to so:

- TAP (Trans Adriatic Pipeline), ki lahko državi omogoči diverzifikacijo vira plina iz uvoza s plinom iz Azerbajdžana;
- Poseidon, ki lahko omogoči prenos plina na jug Italije iz vzhodno sredozemskega področja;
- povečanje prenosnih zmogljivosti med južno in severno Italijo;
- ojačitev prenosnih povezav južne Italije in severne Afrike in
- izgradnja dodatnih terminalov UZP.

Namera Italije je tudi povečanje prenosa količin zemeljskega plina v Italijo iz novih virov in s tem možnosti prenosa v države, severno od Italije.

Prisotnost dodatnih količin plina bo verjetno občutno prispevala k likvidnosti italijanskega vozlišča, kar bi Sloveniji prineslo dodatne koristi. O čemer bolj podrobno razpravljamo v Prilogi III, je trgovanje v PSV (Punto di Scambia Virtuale; virtualna trgovalna točka), ki je že sedaj veliko večje vozlišče glede na trgovane količine in ima dvakrat toliko potencialnih tržnih udeležencev kot avstrijsko vozlišče. CEGH pa ima osrednjo vlogo na avstrijskem trgu, ki je glede na indeks »churn rate« bolj likviden.

3.2 ITALIJANSKI "LIKVIDNOSTI KORIDOR"

Medtem ko lahko pojav znatnih količin novih virov zemeljskega plina prispeva k razvoju PSV, ima Italija tudi druge načrte za povečanje likvidnosti na svojem trgu. Nova vladna energetska strategija, objavljena v letu 2017¹⁵, je namenjena vzpostavitvi »likvidnostnega koridorja«, ki naj bi pripomogel k zmanjšanju razpona cen med nizozemskim vozliščem TTF in PSV. Cenovna razlika med dvema trgovalnima točkama se je ustalila na približno 2 EUR/MWh, kar je precej višje v primerjavi z drugimi razvitimi trgi. Na primer, cenovni razpon med TTF in nemško virtualno točko NCG je med 0,2 in 0,3 EUR/MWh za terminske posle.

Predlog italijanske vlade je, da italijanski TSO kupi v svojem imenu dolgoročne prenosne zmogljivosti med TTF in PSV in med NCG in PSV ter morebiti med PEG Nord (Francija) in PSV. Vlada zaradi tega ukrepa pričakuje znatno znižanje cenovne razlike za vsaj polovico razpona. Prvi odzivi Komisije niso najbolj entuziastični, ampak bolj skeptični.

¹⁵ <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/energia/strategia-energetica-nazionale>

Cenovna razlika je posledica “nalaganja tarif” in pogodbene prezasedenosti na nemško-švicarski meji. Kot je razloženo v Prilogi 1, so italijanske cene višje od tistih v Avstriji zaradi fizične prezasedenosti med dvema trgoma, vendar je pomembno poudariti, da je avstrijski trg že dražji od TTF in NCG zaradi fizične prezasedenosti na nemško –avstrijski meji. Obstoj fizične in pogodbene prezasedenosti poudarja pomen pravnega izvajanja okvirnih smernic in kodeksov omrežja, ki so del tretjega energetskega svežnja. O veljavnem evropskem pravnem okviru in njegovem potencialu za vzpostavitev notranjega trga bomo podrobneje razpravljali v poglavju 4.1. Pomembno pa je poudariti, da tudi če predvidevamo, da fizična in pogodbeno prezasedenost v prihodnosti ne bosta težava, trenutno veljavni predpisi ne preprečujejo omejevanja dostopa ali vnaprejšnjega zapiranja trga z dolgoročnimi pogodbami za zmogljivosti in plin.

3.3 PRIHODNOST DOLGOROČNIH POGODB

Dolgoročne pogodbe za plin bodo najverjetneje ostale del veleprodajne strukture trgovanja s plinom v EU, vendar s pogodbami v trajanju od 3 do 10 let, kar je v nasprotju z veliko daljšimi obdobji v preteklosti. Kupci bi morda želeli čim bolj zmanjšati obseg tveganj na samo osnovne obremenitve plinske porabe njihovih portfeljev iz dolgoročnih pogodb, medtem ko bi preostanek porabe pokrivali iz bolj prilagodljivih virov. Večina novih pogodb je vezana na cene plina na vozliščih (full hub indexation), ali v primeru Gazproma uporabijo mehanizem posrednega sprotnega določanja cen (“indirect spot pricing” regime), ki uporablja cene, ki so indeksirane glede na cene nafte, vendar le v okviru predhodno določenega obsega okoli terminskih cen plina na vozliščih.

Čeprav so zaradi teh sprememb dolgoročne pogodbe bolj prožne s tem, ko zagotavljajo sledenje cenam na vozliščih in splošni dinamiki plinskega trga, še vedno vsebujejo nekatera tveganja, povezana z vprašanji tržne moči. Če so najnižje ravni plačil na podlagi vzemi ali plačaj v teh pogodbah blizu porabi ali uvoznim potrebam države, ima nacionalni veleprodajni trgovec omejene spodbude za nakup plina iz konkurenčnih virov in omejeno možnost, da se odzove na gibanje cen. Za prevladujočega uvoznika na slovenskem trgu je to lahko pomemben vzrok za zaskrbljenost, saj je sklenil dolgoročno pogodbo, ki obsega količine večje kot 60 % slovenske porabe. Vendar pa je raven konkurence, ki deluje v regiji, zadostna, da se vzrok za zaskrbljenost precej zmanjša.

Izvajanje (implementacija) tretjega svežnja iz leta 2009 prepoveduje uporabo ciljnih klavzul, da bi se sprostila stroga tržna segmentacija, ustvarjena kot posledica dolgoročnih pogodb iz preteklosti. Proizvajalci so odgovorili tako, da so sprožili nekaj sprememb pogodbenih pogojev, tako da je dolgoročna pogodbeno rezervacija prenosnih zmogljivosti dobila ključno vlogo pri preprečevanju konkurence in ohranjanju omejevanja dostopa na trg. Kot primer, ki je za Slovenijo zelo pomemben, se lahko navede, da se je Gazprom ponovno pogajal o točki dobave za italijansko dolgoročno pogodbo iz Avstrije do italijanske meje, kar prispeva k prezasedenosti povezave in draži preprodajo plina.

Podobna strategija se pojavlja na podlagi dražb zmogljivosti, izvedenih marca 2017 prek platforme PRISMA v povezavi s plinovodom Nord Stream 2, kjer je Gazprom dolgoročno zakupil najpomembnejše trgovske poti iz Nemčije do Češke in Slovaške, ki so jih prej uporabljali trgovci na borzah in vozliščih (spot traders), prav tako pa so na tej poti zakupili tudi nove razširitvene zmogljivosti (incremental capacity). Čeprav ta poteza ne vpliva na Slovenijo neposredno, zmanjšane možnosti za sprotno trgovanje lahko ovirajo razvoj na avstrijskem vozlišču in prispevajo k trajni razliki v tržnih cenah med državami Zahodne in Srednje ter Jugovzhodne Evrope.

Sklepamo torej, da je Slovenija trenutno veliko bolj povezana s cenejšim in bolj likvidnim avstrijskim trgom kot pa njenim italijanskim konkurentom. Slednji pa lahko postane pomemben zaradi več dejavnikov, ki naj bi prispevali k povečanju njegove konkurenčnosti. Ker se likvidnost na CEGH lahko večinoma pripiše ruskim dolgoročnim pogodbenim presežkom evropskih srednje velikih podjetij, je likvidnost zelo odvisna od ponovnih pogajanj z Gazpromom. Obstaja določeno tveganje, da bo likvidnost na CEGH manjša, ko bodo ruske dolgoročne pogodbe potekle, kar potrjuje naše razmišljanje, da lahko italijanski trg za Slovenijo v prihodnosti pridobi pomen.

4 MOŽNOSTI RAZVOJA TRGA V SLOVENIJI

V tem poglavju identificiramo in vrednotimo možne smeri, po katerih bi lahko Slovenija oblikovala strategijo za razvoj svojega veleprodajnega trga s plinom. Najprej si oglejmo scenarij, po katerem Slovenija ni vključena v noben formalni integracijski proces, ampak se opira na koristi, ki jih je mogoče pričakovati od popolne implementacije 3. svežnja na regionalni ravni. V nadaljevanju predstavljamo integracijske možnosti, ki jih predlaga AGTM, in proučujemo, ali in kako so lahko pomembne za Slovenijo. Na koncu podajamo pregled načrtov za integracijo trga, ki so v regiji že oblikovani, s posebnim poudarkom, da samo eden izmed njih, ki ga je objavila E-Control (2017), vključuje Slovenijo.

4.1 RAZVOJ V OKVIRU SEDANJIH PREDPISOV

Zamisel o združevanju nacionalnih trgov s plinom v enotni notranji energetski trg sega v leto 1998, ko je bila objavljena prva direktiva o skupnih pravilih notranjega trga z zemeljskim plinom¹⁶. Sedanji predpisi so rezultat razvojnega procesa, sestavljenega iz zaporednih direktiv in uredb, ki odražajo stališča različnih deležnikov: udeležencev trga, trgovcev-shipperjev, trgovcev, proizvajalcev, dobaviteljev, operaterjev omrežij in skladišč, regulatorjev in različnih evropskih in nacionalnih institucij.

Veljavne predpise sestavlja direktiva in povezana uredba, ki določa glavna načela,¹⁷ smernice in omrežne kodekse, ki določajo operativna pravila:

- Uredba o vzpostavitvi kodeksa omrežja s pravili o medobratovalnosti in izmenjavi podatkov
- Uredba o vzpostavitvi kodeksa omrežja za izravnavo odstopanj za plin v prenosnih omrežjih
- Uredba o oblikovanju kodeksa omrežja za mehanizme za dodeljevanje zmogljivosti v prenosnih sistemih plina
- Uredba o oblikovanju kodeksa omrežja o usklajenih tarifnih strukturah za plin
- Smernice za dodeljevanje zmogljivosti in upravljanje prezasedenosti

Vsa pravila in določbe, vsebovana v teh dokumentih, sodijo v širšo sliko in sestavljajo model integracije evropskega trga s plinom: ločeni vstopno-izstopni sistemi z virtualnimi trgovanjskimi točkami, povezanimi z eksplicitnimi dražbami zmogljivosti, ki jih organizira skupna rezervacijska platforma, podprta z mehanizmi za upravljanje zmogljivosti za povečanje izkoriščenosti čezmejnih povezav in konvergenca cen.

¹⁶ Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas.

¹⁷ DIRECTIVE 2009/73/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC; REGULATION (EC) No 715/2009 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/2005

Glavni sestavni deli integriranega evropskega plinskega trga so ločeni vstopno-izstopni sistemi, ki pokrivajo dobro opredeljeno geografsko regijo. Gibanje plina znotraj take regije ni omejeno, uporabniki sistema lahko neodvisno zakupijo pravice do zmogljivosti neodvisno na vstopnih in izstopnih točkah, pripeljejo plin v sistem na kateri koli vstopni točki in omogočajo dostop do plina na kateri koli vstopni ali izstopni točki. S plinom se lahko v regiji v virtualni točki prosto trguje, ne glede na njegovo lokacijo. Ta model dostopa do omrežja je bistveno drugačen od prejšnjega, ki je temeljil na pogodbenih poteh in povezavah od točke do točke.

Trgovanje znotraj vstopno-izstopnega sistema poteka v navidezni točki, imenovani virtualna trgovalna točka (VTP).¹⁸ Glavna naloga virtualne točke je zagotoviti, da lahko plin neodvisno spremeni lastništvo ne glede na svojo lokacijo v sistemu. Kot trgovalna platforma lahko virtualna točka služi komercialnim namenom, olajša trgovanje s plinom in upravlja izravnavo za trgovce-shipperje. Virtualna točka je po navadi tesno povezana z odgovornostjo udeležencev trga za izravnavo: ker je operater prenosnega sistema dolžan opravljati ukrepe izravnave odstopanj (nakup in prodaja kratkoročnih produktov) na trgovalnih in izravnalnih platformah, vzpostavitev virtualne točke ustreza tem namenom.

Vzpostavitev tržnega režima za izravnavo odstopanj je ključni dejavnik kratkoročnega trgovanja s plinom; uporabniki omrežja poskušajo uravnovežiti svoje portfelje, operaterji sistema pa izvajajo preostale izravnalne ukrepe na sprotnih trgih. Kodeks omrežja za izravnavo odstopanj (NC BAL) navaja: »Ta uredba prispeva k razvoju konkurenčnega kratkoročnega veleprodajnega trga ...« in » pravila o izravnavi namenjena spodbujanju kratkoročnega veleprodajnega trga s plinom z vzpostavljenimi trgovalnimi platformami za boljše spodbujanje trgovanja s plinom ...«. ¹⁹ Operaterji sistema morajo priskrbeti ali ponuditi kratkoročne produkte na trgovalni platformi, ki izpolnjuje več kriterijev. Če ni ustrezne trgovalne platforme, jo mora operater sistema vzpostaviti (platforma za izravnavo).²⁰

Slovenija je tržna pravila za izravnavo vzpostavila 1. oktobra 2015, kar je privedlo do izboljšanja delovanja sistema izravnave. Pred tem so slovenske bilančne skupine dosledno načrtovale presežek plina pred izravnavo, kot je ugotavljal ACER.²¹ Asimetrični položaji bilančnih skupin so povzročili splošno izkrivljanje sistema odstopanj. Operater prenosnega sistema je moral intenzivno uravnovati sistem; izravnava operaterja ni samo morala pokrivati nepričakovanih odstopanj, ampak tudi to sistemska odstopanja v določeno smer.

Tržna pravila za izravnavo – vključno s tržnim sistemom izravnave odstopanj – so začela počasi reševati ta pojav. To bo najverjetneje ugodno vplivalo tudi na sistem izravnave in kratkoročni veleprodajni trg. Z zmanjšanjem potreb celotnega sistema za izravnavo odstopanj zaradi nepričakovanih primerov v sistemu bo sistem izravnave postal cenejši in bolj učinkovit. Poleg tega, če so odstopanja bilančnih skupin naključna, potem bodo ta odstopanja v portfelju imela različne smeri. S približevanjem realnemu času bodo uporabniki sistema vedno bolj seznanjeni z odstopanji. Kot odziv na to, imajo v procesu renominacije med sabo možnost izmenjave nasprotnih (smeri) odstopanj in vključevanje virov, ki so

¹⁸ Uvedba virtualne trgovalne točke z uredbo ni izrecno zahtevana, vendar je z Uredbo 715/2009 nakazana - v skladu 19. odstavkom preambule "Za povečanje konkurenčnosti na likvidnih veleprodajnih trgih s plinom je ključnega pomena, da se s plinom lahko trguje neodvisno od njegove lokacije v sistemu."

¹⁹ COMMISSION REGULATION (EU) No 312/2014 of 26 March 2014 establishing a Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks

²⁰ Člen 10 (1),(2) in člen 47 NC BAL.

²¹ ACER Report on the implementation of the Balancing Network Code. 16/11/2017

višje v prodajni verigi, za reševanje svojih odstopanj. Na ta način postajajo uporabniki omrežja vedno bolj sami odgovorni za izravnavo odstopanj. S to tržno aktivnostjo se na kratkoročni trg prav tako uvaja vedno več likvidnosti.

Delovanje slovenske virtualne točke v zadnjih letih postaja intenzivnejše, udeleženci na trgu poročajo o povečanem številu transakcij prek virtualne točke. Operater prenosnega sistema jo mora še naprej razvijati, da bi jo približal uporabnikom. Velja omeniti, da likvidnost trga ni odvisna samo od dejansko prodanih količin, ampak tudi od deleža teh količin v slovenski porabi plina.

Liberaliziran trg EU s plinom sestavljajo povezani vstopno-izstopni sistemi. Izmenjava plina med temi sistemi je mogoča z učinkovitim dodeljevanjem čezmejnih zmogljivosti, ki vodi v konvergenco cen in povezana vstopno-izstopna območja.²² Prenosne pravice (produkti zmogljivosti) se dodeljujejo na eksplicitnih dražbah, z njimi se trguje na sekundarnih trgih zmogljivosti ločeno od ostalih plinskih produktov. Dražbe organizirajo prek rezervacijskih platform. Cene standardiziranih produktov zmogljivosti (letni, četrletni, mesečni, dnevni, znotraj dneva), ki jih ponujajo operaterji sistema, se določijo na podlagi tržnih zakonitosti: v primeru manjšega povpraševanja po zmogljivosti morajo trgovci-shipperji plačati samo regulirano vstopno-izstopno tarifo, v primeru velikega povpraševanja pa morajo plačati pribitek na regulirane tarife.

Izračun tarif ima za integracijo trga ključno vlogo, saj visoke tarife (zlasti za kratkoročne zmogljivosti) povzročajo, da je trgovanje s plinom med vstopno-izstopni sistemi nezanimivo²³. Glavni cilj kodeksa o usklajenih tarifnih strukturah za plin (TAR NC) je ustvariti tarife, ki bodo odražale stroške, ki bodo nediskriminatorne in objektivne, ter bodo zmanjševale navzkrižno subvencioniranje med uporabo sistema (intra-system) in tranzitom (ter med uporabniki različnih vstopnih in izstopnih točk), ter tudi olajšati čezmejno trgovanje²⁴. TAR NC določa metodologijo referenčnih cen za vstopno-izstopne točke, izračun pridržanih cen produkta združene zmogljivosti in cen združenih zmogljivosti.

Nezadostna zmogljivost in pogodbeno prezasedenost lahko ovirata konvergenco cen in povezovanje trga. Veljavni predpisi vsebujejo izdelan komplet orodij za lajšanje prezasedenosti in povečevanje razpoložljive zmogljivosti: povečanje zmogljivosti s pomočjo programa prevelikega zakupa in ponovnega odkupa (oversubscription and buy-back), omejevanje ponovnih napovedi za prevladujoče uporabnike omrežja z mehanizmi uporabe ali izgube zagotovljenih zmogljivosti za dan vnaprej (firm

²² Pravila o dodeljevanju zmogljivosti so določena s COMMISSION REGULATION (EU) 2017/459 of 16 March 2017 establishing a network code on capacity allocation mechanisms in gas transmission systems and repealing Regulation (EU) No 984/2013.

²³ V Kantorjevem poročilu o ovirah za veleprodajno trgovanje s plinom v Evropi so bile visoke ravni prenosnih tarif, zlasti za kratkoročne produkte zmogljivosti, identificirane kot največja ovira za veleprodajno trgovanje s plinom. Glede na udeležence trga bi morali biti kratkoročni produkti zmogljivosti "kar najbolj konkurenčni". Za ta namen "operaterji sistemov ne bi smeli trgovcem – shipperjem zadrževati ponudb prekinljivih zmogljivosti v katerem koli trajanju" in multiplikatorji ne bi smeli ovirati kratkoročne tokove s tem, da bi bili višji od letnih zmogljivosti". (Barriers to gas wholesale trading. Final Report submit ACER by Kantor Management Consultants (2017))

²⁴ COMMISSION REGULATION (EU) 2017/460 of 16 March 2017 establishing a network code on harmonised transmission tariff structures for gas

day ahead use-it-or-loose-it, UIOLI), olajšanje odprodaje nepotrebnih pogodbenih zmogljivosti na sekundarni trgih ali s sistemom predaje pogodbenih zmogljivosti in dolgoročno UIOLI shemo, da izvleče sistematično neizkoriščeno pogodbeno zmogljivost in jo sprostí na trgu – te mehanizme je treba uporabiti za obvladovanje prezasedenosti.²⁵

Zgoraj navedeni elementi integracije evropskega trga s plinom so bili vzpostavljeni med letoma 2009 in 2017. Kljub temu je implementacija še vedno nepopolna, pri čemer mnogi elementi okvirne zakonodaje delujejo gladko, drugi pa še čakajo na to, da bodo implementirani. Implementacija CAM NC je »na dobri poti« pri ključnih elementih - dražbe standardiziranih produktov na skupnih rezervacijskih platformah (PRISMA, RBP) so dobro razvite. Vendar pa druge zahteve še niso izpolnjene: združevanje zmogljivosti na povezovalnih točkah (IP) in integracija IP, ki povezujejo sosednje vstopno-izstopne točke v virtualno IP (ki uporabnikom sistema zagotavljajo enotno storitev za zmogljivosti), zaostajajo.²⁶

Nepopolno izvajanje še bolj pritiska na izvajanje mehanizmov za upravljanje prezasedenosti (CMP). Najnujnejše zadeve so dinamično preračunavanje tehničnih in dodatnih zmogljivosti za povečanje tehnične zmogljivosti v vseh časovnih obdobjih, implementacija dolgoročnih UIOLI mehanizmov in boljša harmonizacija/koordinacija aplikacij za izvajanje mehanizmov za upravljanje prezasedenosti²⁷. Isto velja za pravila za izravnavo; kot navaja ACER-jevo poročilo (monitoring report): »Izvajanje kodeksa je še vedno nepopolno; nekateri režimi so že dobro razviti, nekateri so malo napredovali, ampak še vedno je treba opraviti veliko dela, preden bo implementacija dosežena.«²⁸ Operaterji prenosnega sistema mora imeti aktivno vlogo kot spodbujevalci trga, da bo omogočen razvoj kratkoročnega trga.

Implementacija TAR NC lahko izboljša integracijo trga tako, da postanejo čezmejne tarife bolj pregledne in da tarife bolje odražajo stroške. Uporaba metodologije referenčnih cen lahko odpravi nekatere največje ovire, s katerimi se soočajo tržni udeleženci; pričakuje se, da bosta precenjenost kratkoročnih zmogljivosti in vsiljevanje protekcionističnih energetske politik z izkrivljanjem vstopno-izstopnih tarif postali manj običajni praksi.

Poročili ENTSO-G o izvajanju CAM in CMP prikazujeta »rožnato« (olepšano, op. prev.) sliko o velikem napredku,²⁹ vendar so poročila o formalnem izvajanju določil lahko zavajajoča.³⁰ Ob oceni učinkov implementacije uredb CAM in CMP ACER poudarja, da zamuda, nepopolna implementacija ali odsotnost implementacije ter tudi omejena kakovost in razpoložljivost osnovnih podatkov ovirajo razvoj konkurenčnih in integracijskih učinkov. Te težave so še bolj poudarjene v Jugovzhodni Evropi;

²⁵ COMMISSION DECISION of 24 August 2012 on amending Annex I to Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council on conditions for access to the natural gas transmission networks.

²⁶ ACER Implementation Monitoring Report on the Capacity Allocation Mechanisms Network Code (First Edition, 27 October 2016)

²⁷ ACER Implementation Monitoring Report on the Congestion Management Procedures (2016 Update on the First CMP Implementation Monitoring Report (2014), 16 September 2016)

²⁸ ACER Report on the implementation of the Balancing Network Code (Second Edition Volume I, 16 November 2017)

²⁹ ENTSOG CAM NC Monitoring Report 2016; ENTSOG CMP Monitoring Report 2016

³⁰ Čeprav so dolgoročni UIOLI mehanizmi formalno implementirani v vseh državah članicah, ki nimajo derogacije, ACER poudarja, da "Agencija ni seznanjena s primeri, kjer bi dolgoročni mehanizem UIOLI povzročil odvzem zmogljivosti". (ACER Implementation Monitoring Report on the Congestion Management Procedures 2016, p. 26)

po mnenju ACER se »jugovzhodne države še vedno soočajo z zelo nizkimi stopnjami skladnosti z zakonodajo«.³¹

Nezadostna uporaba predpisov in posledice tega za integracijo trga so bile izpostavljene v Kantorjevem poročilu o ovirah za veleprodajno trgovanje s plinom po Evropi.³² Dostop do čezmejnih prenosnih zmogljivosti je predpogoj integracije trga, vendar ga ovirajo administrativne pomanjkljivosti: precenjene kratkoročne zmogljivosti, nezadostne prekinljive zmogljivosti, neučinkoviti mehanizmi UIOLI in zapleteni mehanizmi za sekundarno trgovanje z zmogljivostmi. Večina omenjenih preprek, ki so jih navedli udeleženci trga, se nanašajo na ravnanje operaterjev prenosnih sistemov in nacionalnih regulatorjev.³³

Če povzamemo, obstaja še veliko prostora za izboljšanje konkurence trga in integracije trga, saj se implementacija kodeksov omrežij izvaja, prav tako pa je vzpostavljenih več elementov okvirne zakonodaje (ki je tudi model integracije trga). Izvajanje skladnosti z zgoraj omenjenimi pravili je na splošno obravnavano kot konservativen pristop do povezovanja trgov; študije, ki razpravljajo o možnostih povezovanja plinskega trga to imenujejo »Framework Guideline driven« (razvoj, ki ga poganjajo Okvirne Smernice, op. prev.) ali 'Interconnected markets (medsebojno povezani trgi).³⁴

Za slovenski trg je ključnega pomena, da se omrežni kodeksi v celoti implementirajo, da se zagotovi zadostna raven usklajenosti in razvoja regionalnih trgov. Ko bodo te zahteve v celoti uvedene, je treba oceniti, ali je nadaljnja integracija, npr. spajanje regij, potrebna.

Tabela 3: Tabela SWOT za možnost razvoja v okviru veljavnih predpisov

Prednosti	Slabosti
<ul style="list-style-type: none">• Evropska unija daje prednost izvajanju in uveljavitvi sedaj veljavnih predpisov• Zavezujoči predpisi in pravila: če država članica ne ravna v skladu z njimi, lahko Evropska komisija ukrepa proti njej	<ul style="list-style-type: none">• Sedanji predpisi ne urejajo, kako doseči, da bi bili majhni trgi likvidni• Končna oblika omrežnih predpisov (kodeksov, Network Codes) je rezultat kompromisov med različnimi deležniki in so daleč od popolnosti
Priložnosti	Tveganja
<ul style="list-style-type: none">• Učinkovito izvajanje in uveljavitev sedanjih predpisov lahko še veliko prispeva k izboljššanemu delovanju trgov	<ul style="list-style-type: none">• Do popolnega izvajanja je lahko dolga pot in rezultati negotovi (npr. načelo dolgoročnega UIOLI)

4.2 MODELI ZDRUŽEVANJA TRGOV GLEDE NA AGTM

³¹ ACER Gas Regional Initiative Status Review Report 2016 (ACER, 7 February 2017)

³² Barriers to gas wholesale trading. Final Report submitted to ACER by Kantor Management Consultants (2017)

³³ Nepopolno ali slabo izvajanje kodeksov omrežij in pomanjkanje preglednosti med določanjem tarif se zagotovo lahko pripišeta nacionalnim regulativnim organom in operaterjem prenosnih sistemov

³⁴ Market design for natural gas: the Target Model for the Internal Market (LECG, March 2011); Study on Entry-Exit Regimes in Gas Part B: Entry-Exit Market Area Integration (KEMA DNW, July 19 - 2013)

To poglavje opisuje in obravnava modele tržne integracije, kot jih predlaga AGTM. To seveda niso edine možne oblike integracije trga.

4.2.1 Zlitje trgov in Trgovalna regija

Zlitje trgov zahteva popolno združitve dveh ali več sosednjih trgov z združitvijo njihovih virtualnih trgovalnih točk in izravnalnih območij. V trgovalni regiji ostajajo območja izravnave končnih odjemalcev ločena, tako da izravnavo na ravni distribucijskega omrežja še vedno izvajajo končni odjemalci na lokalni ravni.

Z vidika trgovcev pomeni oblikovanje skupne virtualne trgovalne točke v obeh modelih nastanek enotnega cenovnega območja in ukinitvev tarif na prejšnjih povezovalnih točkah, tj. na meji prejšnjih vstopno-izstopnih sistemov. Novo tržno območje bo postalo enoten vstopno-izstopni sistem z enotno veleprodajno ceno in z možnostjo, da udeleženci trga injicirajo ali odvzamejo plin iz katere koli točke v prenosnem sistemu razširjenega območja. To olajšuje trgovanje na različne načine:

- Spajanje virtualnih trgovalnih točk povečuje skupno likvidnost, zmanjšuje stroške prenosa/transporta in izboljšuje preglednost cen;
- Odprava prenosnih tarif znotraj območij izboljšuje učinkovitost trga, saj cene zemeljskega plina niso izkrivljene zaradi čezmejnih tarif znotraj območja;
- Trgovcem se ni treba ukvarjati z rezervacijo zmogljivosti pri prenosu plina z enega mesta na drugega na razširjenem trgu; plin lahko po enotni ceni kupujejo in prodajajo na virtualni točki, operaterji prenosnih sistemov pa skrbijo za dobavo na vsako izstopno točko (domačo, skladiščno ali na tržnem območju);
- Upravljanje portfeljev je prav tako lažje zaradi boljšega dostopa do orodij za prožnost, kot so kratkoročni produkti na bolj likvidnih virtualnih točkah ali skladišču.

Trgovci lahko imajo koristi tudi od večjega izravnalnega območja, zaradi česar je upravljanje portfeljev lažje in cenejše, saj jim ni treba izpolnjevati zahtev izravnave na vseh – prej ločenih – trgih, ampak samo na območju novega, razširjenega območja. To velja tudi za trgovalno območje, kjer so upravljavci končnih uporabnikov odgovorni za fizično izravnavo območij končnih uporabnikov. V primeru zlitja trga ali trgovalne regije z Avstrijo se bodo, na primer, slovenske možnosti izravnave verjetno izboljšale zaradi neposredne razpoložljivosti prilagodljivih virov, najpomembneje od tega možnost skladiščenja in neposrednega trgovanja na CEGH. Trenutno so ti viri slovenskim uporabnikom omrežja na voljo samo posredno prek rezervacij čezmejnih zmogljivosti. Zlitje obeh trgov bi lahko omogočilo bolj enostavno in cenejšo uporabo teh virov, zato bi izravnavna sistema postala cenejša in bolj učinkovita tako za slovenske bilančne skupine in operaterja sistema.

Doseganje popolne tržne združitve je počasen in drag proces, ki zahteva veliko usklajevanja. Trgovalno regijo je lažje izvajati, saj prihrani usklajevanje glede pravil merjenja, pravil dodeljevanja in izravnave in kot ugotavlja ACER – se vprašanja o regulativnih odgovornostih in nadzoru pojavljajo v manjšem obsegu³⁵. Obe obliki združevanja (zlitje in trgovalna regija, op. prev.) trga bosta najverjetneje ustvarjali nove probleme, saj so topologije omrežij optimizirane za individualne trge (države) in ne za združena območja.

Kot poudarja LECG, lahko velika cenovna območja zahtevajo socializacijo znatnih notranjih omejitev z redispečiranjem, ki jo dosežejo operaterji prenosnih sistemov³⁶. To povzroča, da prihodke od

³⁵ ACER (2015): European Gas Target model – review and update, Annex 6. Tools for gas market integration and connection, January 2015

³⁶ LECG (2011): Market design for natural gas: the Target Model for the Internal Market. A report for the Office of Gas and Electricity Markets, March 2011

prezasedenosti namesto operaterjev prenosnih sistemov pridobijo trgovci-shipperji, kar lahko ustvari izkrivljene spodbude, ki vodijo do neučinkovitih rezultatov. Operaterji prenosnih sistemov pa se lahko skušajo izogniti dragemu redispečiranju z omejevanjem zmogljivosti na mejah razširjenega tržnega območja tako, da zmanjšajo pretoke plina, ki ustvarjajo notranjo prezasedenost (»premik prezasedenosti na meje«).

Če se več stroškov prezasedenosti socializira, se lahko tarife povišajo in s tem manj odražajo dejanske stroške. Omejitve znotraj območja bodo tudi zahtevale, da operaterji prenosnih sistemov prevzamejo večjo vlogo pri izravnavi, kar pa je v nasprotju z BAL NC, ki daje glavno odgovornost za izravnavo posameznim uporabnikom sistema.

Teoretično se lahko operaterji prenosnih sistemov odločijo za naložbe v omrežje, da bi se lahko spopadli z omejitvami znotraj območja, ampak zlitje trga in oblikovanje trgovalnih regij prinašajo pomembne spremembe za financiranje operaterjev, zaradi česar bo težje zagotoviti povrnitev investicijskih stroškov. Oba združitevna modela zahtevata kompenzacijski mehanizem za delitev dohodkov med operaterji sistemov, ki bo prerazporejal dohodke operaterjev, ki bodo sodelovali v razširjenem tržnem območju. Tak mehanizem je potreben zaradi ukinitve tarif na povezovalnih točkah na nacionalnih mejah; ti dohodki so za operaterje prenosnih sistemov izgubljeni in morajo biti pokriti z vstopno-izstopnimi tarifami, ki so določene na mejah razširjenega območja, in domačimi izstopnimi tarifami. Da bi nadomestili izgubljene prihodke znotraj območja, se pričakuje, da se bodo preostale vstopno-izstopne tarife povišale, operaterji sistemov, ki jih pobirajo, pa morajo nadomestiti prihodke tistim operaterjem, katerih upravičeni stroški niso zajeti v novi ureditvi (tj. tisti, ki upravljajo pomembne prenosne tokove znotraj območja, zaradi katerih ne morejo več pobirati vstopne in izstopne pristojbine).

Vzpostavitev mehanizma nadomestil med operaterji prenosnih sistemov je zahtevna naloga, četudi je njen cilj zgolj zagotoviti, da sodelujoči operaterji ohranijo svoje finančne položaje. Še bolj zahtevno je, če želijo nacionalni regulatorji vzpostaviti sistem spodbud in ustrezno povrnitev naložb. Za začetek so signali za naložbe oslabljeni, ker enotna veleprodajna cena pokriva širše območje in cenovne razlike, ki bi zahtevale dodatne zmogljivosti, izginejo. V okviru razširjenega trgovalnega območja se trgovci ne soočajo z direktnimi stroški fizične prezasedenosti, ker jim ni treba rezervirati in plačevati čezmejnih prenosnih zmogljivosti. To onemogoča tržno financiranje dodatnih zmogljivosti, kot to zahteva CAM NC. Operaterji sistemov bi se zato morali lotiti skupnega načrtovanja razvoja infrastrukture, operaterji sistemov in regulatorji razširjenega območja pa bi se morali dogovoriti o dodeljevanju investicijskih stroškov in spremembah tarif, ki omogočajo pokrivanje teh stroškov.

Če povzamemo, zlitje trga in oblikovanje trgovalnih regij lahko z olajševanjem trgovanja odpravijo nekatere pomanjkljivosti trga, ampak na račun dodatnih finančnih in administrativnih bremen za operaterje sistema in regulatorje, ki izhajajo iz potrebe po povečanem sodelovanju in usklajevanju. Kljub temu pa je treba poudariti, da lahko tudi trgovci naletijo pri tem procesu na težave, saj se bodo morali ponovno pogajati o svojih dolgoročnih pogodbah. To je posledica dejstva, da so dobavne točke dolgoročnih pogodb določene na povezovalnih točkah, ki pa se ukinejo, če postanejo notranje točke razširjenega tržnega območja.

Ker se pričakuje, da se bodo stroški operaterjev prenosnih sistemov zvišali, obstaja nevarnost, da bodo postale tarife manj pregledne in bodo manj odražale stroške, medtem ko bodo naložbe v razširitvene zmogljivosti manj tržno spodbujane. Alternativa sistemu nadomestil med operaterji in obširnemu sodelovanju pri razvoju omrežja in investicij je lahko vzpostavitev skupnega/enotnega operaterja sistema razširjenega tržnega območja, kar pa bi bilo mogoče samo z visoko politično podporo vseh vpletenih držav. Zaradi vprašanj, povezanih z nacionalno suverenostjo, še posebej z reševanjem razmer, povezanih z zanesljivostjo oskrbe, je malo verjetno, da bi to bilo uresničljivo, kot je bilo poudarjeno v razpravi o ustanovitvi regionalnih centrov na področju električne energije (Regional Operational Centres for electricity), ki ga je predlagala Evropska komisija v »zimskem svežnju« 2016.

Kot ugotavlja LECG, so zlitje trgov in trgovalne regije najprimernejše za reševanje težav, povezanih s kopičenjem zmogljivosti in pogodbeno prezasedenostjo. V razširjeni trgovalni regiji so povezovalne točke, ki bi drugače trpele zaradi pogodbene prezasedenosti, ukinjene v smislu, da rezerviranje zmogljivosti na njih ni več potrebno. Podobno ti modeli zlitja trgov zmanjšujejo število vstopno-izstopnih sistemov, ki jih prečka plin pri prenašanju na dolge razdalje. Zato so učinkovita rešitev za

nalaganje tarif; tj. izkrivljajoče učinke kumulativnih vstopnih in izstopnih tarif, zaračunanih na čezmejnih povezovalnih točkah, ki ovirajo trgovanje in konvergenco cen. Vendar pa za Slovenijo pogodbeno prezasedenost ni težava (glej Sliko 9), prav tako tudi ne nalaganje tarif, ker se država neposredno povezuje z Italijo in Avstrijo, ki sta dva najbolj razvita trga v regiji.

Na drugi strani pa fizične prezasedenosti v prihodnosti ne moremo izključiti, kar lahko dejansko ovira popolno konvergenco cen, ki je osrednji element obeh modelov integracije trga. V sedanji infrastrukturni ureditvi bo združitev trga, ki dovoljuje redispečiranje in s tem popolno konvergenco cen, v primeru fizične prezasedenosti morala vključevati Italijo in Avstrijo, torej oba trga, ki lahko oskrbujeta Slovenijo s plinom.

Vendar pa sta Avstrija in Italija le malo verjetni kandidatki za gladko integracijo trgov zaradi razlik v veleprodajni ceni in razpoložljive čezmejne prenosne zmogljivosti med njima, kot je prikazano v Prilogi 1. Taka združitev bi imela za posledico popolno konvergenco cen, kar implicitno priznava E-Control (2017), ki računa skupne koristi (blaginjo) na račun združevanja trga, ki vključuje Avstrijo in Italijo, tako, da ločeno upošteva transportne stroške iz Avstrije v Italijo na podlagi bistveno višjih cen na italijanskem trgu in pomemben (50 %) delež vstopnih dodelitev v Arnoldsteinu glede na vse vstopne dodelitve v Italiji.

Slovenija lahko pridobi koristi iz zlitja trga ali trgovalne regije z Italijo in Avstrijo tako, da pridobi dostop do bolj likvidnostnega vozlišča, ki bi se pojavilo z združitvijo italijanske in avstrijske virtualne trgovalne točke. Slovenski trgovci pa lahko že koristijo prednosti produktov in storitev, ki so na voljo na teh vozliščih. Ker obe vozlišči neposredno mejita na državo, so ugodnosti, ki jih ponujata, enostavno dosegljive in ne zahtevajo nobenega formalnega orodja za združevanje trga. Po našem razumevanju za slovenske trgovce ni nobenih regulativnih ovir za dostop do italijanske in avstrijske virtualne trgovalne točke.

Tabela 4: Tabela SWOT zlitje trgov in trgovalnih regij

Prednosti	Slabosti
<ul style="list-style-type: none"> Boljša likvidnost z nižjimi transakcijskimi stroški, boljše preglednost cen in dostop do prožnosti Izboljšana učinkovitost pri delovanju trga zaradi opustitve tarif znotraj območij Enostavnejše in cenejše upravljanje portfeljev zaradi večjega izravnalnega območja 	<ul style="list-style-type: none"> Počasna in draga vzpostavitev (obsežna harmonizacija, izravnalni mehanizem za nadomestila med TSO) Izgubljeni so cenovni signali: financiranje dodatnih zmogljivosti na tržni podlagi postane nemogoče
Priložnosti	Tveganja
<ul style="list-style-type: none"> Boljša konkurenca, nižje cene za Slovenijo 	<ul style="list-style-type: none"> Lahko povzroči fizično prezasedenost, ki jo mora reševati TSO Ponovno razporejanje (redispečiranje) bi bilo mogoče le, če sodelujeta Avstrija in Italija Tarife se lahko povečajo in manj odražajo stroške Vprašanje suverenosti, če bi rešitev vključevala skupnega operaterja prenosnega sistema

4.2.2 Satelitski trg

Treba je omeniti, da če se Italija in Avstrija odločita združiti svoja trga ali ustvariti trgovalno regijo med njima, se lahko Slovenija odloči, da se jima pridruži kot satelitski trg. To je posledica tega, ker se lahko

Slovenija trenutno oskrbuje le s plinom iz Italije in Avstrije, ki bi, če bi se združil, postal edini “dovodni” (feeder) trg za državo. V tem modelu (Slovenija kot satelitski trg) nima svoje lastne virtualne točke, ampak trgovci uporabljajo vozlišče dovodnega trga in cene tega trga. Zmogljivost povezav iz dovodnega trgovalnega območja do satelitskega trga zakupi upravljavec satelitskega trga, ki je tudi odgovoren za prenos plina in za fizično izravnavo satelitskega trga.

ACER trdi, da je izvajanje satelitskega trga izbira tržnega koncepta satelita in ne vpliva na organizacijo trga ali delovanje dovodnega trga, prav tako ni težav s pojasnjevanjem regulativnih odgovornosti in nadzorom, ker ni vzpostavljenih čezmejnih institucij in izravnalnih območij. Ukinitev čezmejnih tarif med dovodnim trgov in satelitskim trgov pa lahko vseeno povzroči nekaj težav, s katerimi se bodo morali ukvarjati operaterji prenosnih sistemov in regulatorji.

Podobno kot pri popolnem zlitju trga ali trgovalni regiji, trgovcem ni treba plačati čezmejne tarife za dobavo plina na satelitski trg, kar je nujen predpogoj za doseganje popolne konvergence cen s skupno uporabo trgovalnega vozlišča dovodnega trga. ACER teoretizira, da se stroški zakupljenih povezav v celoti dodelijo izstopnim tarifam satelitskega trga, kar nakazuje, da bodo te tarife morale pokrivati stroške izgubljenih prihodkov operaterjev prenosnih sistemov tako na dovodnem trgu in satelitskem trgu. Če so na satelitskem trgu znatni prenosni tokovi iz dovodnega trga, se bodo te tarife morale nesorazmerno povišati, da bi nadoknadili izgubljene prihodke in operater prenosnega sistema satelitskega trga bo moral nekatere svoje prihodke prenesti na operaterja prenosnega sistema na dovodnem trgu. Druga možnost je, da se operaterji na dovodnih trgih dogovorijo, da bodo svoje tarife zvišali na svojih preostalih povezovalnih točkah. V obeh primerih lahko tudi v tem modelu postane kompenzacijski mehanizem za delitev dohodkov med operaterji nujen.

V povezavi s konceptom satelitskega trga je za Slovenijo lahko pomembna tudi njena diverzifikacija virov dobave. Ko država lahko uvozi znatne količine plina tudi iz drugih trgov, ne samo iz Italije in Avstrije, se ta model ne more več uporabljati. Kot smo prikazali v poglavju 2.2., lahko uresničitev razvoja slovenske infrastrukture že v bližnji prihodnosti prinese nove uvozne zmogljivosti iz smeri Madžarske in Hrvaške. Prednosti diverzifikacije virov oskrbe lahko presežejo status satelita italijansko-avstrijskega trgovalnega območja, katerega vzpostavitev pa je tako negotovo. Če in ko se bodo konkretni načrti za takšno območje pojavili, se lahko Slovenija še vedno odloči, ali bo sodelovala kot polnopravni član in ne kot satelit.

Tabela 5: Tabela SWOT satelitskih trgov

<p>Prednosti</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zahtevana je manjša stopnja harmonizacije • Izboljšana učinkovitost trga zaradi opustitve tarif znotraj območja 	<p>Slabosti</p> <ul style="list-style-type: none"> • Potreben bi lahko bil izravnalni mehanizem za nadomestila med operaterji prenosnih sistemov
<p>Priložnosti</p> <ul style="list-style-type: none"> • Boljša konkurenca, nižje cene za Slovenijo 	<p>Tveganja</p> <ul style="list-style-type: none"> • Odvisnost od tega, ali pride do popolnega zlitja avstrijskega in italijanskega trga brez dodatnega dobavnega vira plina za Slovenijo

4.2.3 Spajanje trgov

Zasnova spajanja trgov izhaja s področja električne energije in pomeni integracijo s pomočjo implicitnih dražb za čezmejne prenosne zmogljivosti. Borze z električno energijo v sosednjih državah izvajajo dražbe produktov na trgu z električno energijo, iskanje ravnotežne cene (market clearing) poteka skupaj za oba trga, kar avtomatično omogoča, da so ponudbe (bids) za nakup in prodajo z obeh strani meje na

voljo vsem udeležencem z obeh strani meje. Tako poteka postopek, ko so na voljo zadostne čezmejne prenosne zmogljivosti. Te so dodeljene vsaki transakciji za energijo, pri čemer so cene dodeljevanja (tudi v primeru prezasedenosti, op. prev.) vključene (implicitno) v ceno električne energije, ki jo plača kupec. Rezultat tega je enovit trg za zmogljivosti in energijo.

Postopek spajanja trga za plin poteka kot sledi. Trgovci-shipperji pošiljajo ponudbe za plin na dražbe na vozlišče ali na borzo (organizirani trg, exchange) znotraj cenovnega območja/vstopno-izstopnega območja. Udeležena vozlišča/borze si delijo te informacije. Algoritem, ki ga uporablja skupna oseba, določa pretok plina med cenovnima conama. Dokler ne nastopi omejitev/prezasedenost, plin prosto prehaja mejo med območjem z nižjo ceno proti območju z višjo ceno vse dokler se cene znotraj območja ne izravnajo. Če pa nastopi prezasedenost oziroma se doseže omejitev zmogljivosti, ki omeji pretok plina med območjema, ostaneta tudi ceni na vsaki strani meje različni, čeprav se tudi zgodi določena stopnja konvergence cen. Razlika med cenama sosednih trgov določa ceno čezmejnih prenosnih zmogljivosti, ki se spreminja glede na to, koliko je zmogljivost prezasedena.

Preden se uvede spajanje trgov, morata trga izpolniti nekaj pogojev. V vsakem od sosednih trgov mora delovati vozlišče ali borza s podobnimi tržnimi pravili (harmoniziran trgovni dan, trgovni produkti, izravnalni čas) in fizična medobratovalnost (interoperability) omrežij. Ena sama oseba (entity) mora biti odgovorna za uporabo algoritma, s katerim določa pretok med obema trgovoma. Nizka likvidnost novih ali še razvijajočih se vozlišč/borz ne bi smela biti ovira: izkušnje s spajanjem trgov na področju električne energije kažejo, da lahko spajanje trgov vodi k večji likvidnosti manjših trgov.

Spajanje trgov prinaša več koristi. Zagotavlja učinkovito izrabo čezmejnih prenosnih zmogljivosti in povečuje konvergenco cen med območji. Konvergenca cen na spojenih trgih odpravlja arbitražni dobiček od razlike v ceni, kar se kaže v velikih koristih za potrošnike. Newberry (2016) ocenjuje dobiček na evropski ravni od spajanja trgov z električno energijo za dan vnaprej na približno 1 milijardo evrov na leto. Dodatne koristi od združevanja trgov znotraj dneva in izravnalnih trgov povišajo ta dobiček na 3 milijarde evrov na leto.³⁷

Treba je omeniti, da je v procesu oblikovanja ciljnega modela integracije trga za področje električne energije bila očitna prednostna usmeritev k združevanju trga za dan vnaprej. Združevanja manjših tržnih območij v večje zainteresirane strani niso obravnavale. Nasprotno; umetno velika cenovna območja z notranjo prezasedenostjo povzročajo nenačrtovane tokove in visoke stroške operaterjem sistema, je prednostna rešitev delitev teh tržnih območij na manjša trgovna območja.³⁸

Ker je cena za čezmejne prenosne zmogljivosti določena na dražbi (ko ni prezasedenosti, je cena čezmejne zmogljivosti nič), daje pregledne cenovne signale operaterjem prenosnih sistemov za investiranje v zasedene prenosne zmogljivosti in zakup zmogljivosti zagotavlja finančne vire za (delno) financiranje naložb. To se obravnava kot dinamično tržno orodje, »kjer se tržna območja spajajo in cene konvergirajo, ko je na voljo dovolj čezmejne zmogljivosti, ko pa te zmogljivosti ni dovolj, se trgi delijo in oblikujejo ločene/različne cene».³⁹ Spajanje trgov je dinamično tudi v drugem pomenu; zaradi nezadostne čezmejne zmogljivosti in zasedenost omrežja operaterji iz najema omrežja dobivajo plačilo,

³⁷ Zmanjšanje stroškov nenačrtovanih tokov s premikom v smeri cen na vozlišču doda okoli 1 milijardo EUR/leto k potencialnim koristim. Glej D. Newberry et al (2016): The benefits of integrating European electricity markets (Energy Policy 94 (2016))

³⁸ Ker premajhne prenosne zmogljivosti v Nemčiji in na nemško-avstrijski meji povzročajo nenačrtovane (zančne) tokove, je ACER predlagal razdelitev nemško-avstrijskega trgovnega območja. Glej Decision of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 06/2016 of 17 November 2016 on the Electricity Transmission System Operators' Proposal for the Determination of Capacity Calculation Regions

³⁹ LECG (2011): Market design for natural gas: the Target Model for the Internal Market. A report for the Office of Gas and Electricity Markets, March 2011

ki je namenjeno naložbam v infrastrukturo, ki zmanjšuje zasedenost (preobremenjenost) in povečuje integracijo trga.

Glavna omejitev za spajanje trgov je količina kratkoročnih čezmejnih prenosnih zmogljivosti, ki jih določimo oziroma damo na voljo v mehanizem za spajanje trgov. Če te zmogljivosti za kratkoročno dodeljevanje niso pomembno velike, so tudi koristi implicitnega dodeljevanja, še zlasti konvergenca cen, zelo omejene.

Med elektroenergetskim in plinskim trgom pa obstajajo razlike, zaradi česar zgoraj navedene zasnove spajanja trga s področja električne energije ni mogoče enostavno uporabiti za plinski trg. Zato na področju plina prihaja do odstopanj od izvirne zasnove.

Prvič, dobava plina je precej prožnejša od električne energije, plin je mogoče skladiščiti. Elektroenergetski sistem mora biti izravnani vsako minuto, za razliko od tega pa plinski sistem lahko več ur obratuje z razliko med napajanjem in odjemom plina v oziroma iz sistema. Značilnosti trga z električno energijo so čas, ko se trgovanje zapre (gate closure), in dnevne dražbe, medtem ko so na področju plina brez težav mogoče tudi ponovne napovedi (re-nominacije) in neprekinjeno trgovanje znotraj dneva (continuous trading).

Določanje cen čezmejnih prenosnih zmogljivosti na področju plina se pomembno razlikuje tudi v tem, da čezmejno trgovanje plina poteka na podlagi vstopno-izstopnih tarif, ki jih določi regulator in odražajo stroške. Na področju električne energije čezmejne prenosne zmogljivosti dodeljujejo operaterji prenosnih sistemov na dražbah. Cene ČPZ določa trg in v obdobju prezasedenosti trgovci plačujejo zelo visoke cene, v obdobjih z nizko porabo pa je njihova cena enaka nič. Zato je več prostora za cenovno konvergenco na področju električne energije.

Navedene značilnosti plinskega področja se odražajo v modelu spajanja trga, ki je precej drugačen od izvirnega in ga je predstavil ACER. (1) Sosednja trga, ki se spajata, delujeta po načelu stalnega (kontinuiranega) trgovanja, pri tem ponovne napovedi niso omejene. (2) Razpoložljive čezmejne prenosne zmogljivosti se dodeljujejo po načelu zaporedja zahtev (first-come-first-served) in ne na dražbah. (3) Ceno dodeljenih zmogljivosti določijo regulatorji, vsi udeleženci trga pa plačujejo isto ceno za zmogljivosti, ne glede na to, kolikšna je raven (pre)zasedenosti.⁴⁰

Zgoraj navedene značilnosti ACER-jeve vizije ohranjajo nekatere koristi izvirnega modela za spajanje trgov in prinašajo nekatere nove. Implicitno dodeljene zmogljivosti se kažejo v konvergenci cen, stalno (kontinuirano, sprotno) trgovanje pa minimizira transakcijske stroške za trgovce-shipperje. Največja prednost je odprava koordinacije, ki je del sistema eksplicitnega dodeljevanja zmogljivosti in stalnega trgovanja. Ko je trgovanje z zmogljivostmi ločeno od trgovanja s plinom, bi lahko kateri od trgovcev-shipperjev plina imel plin brez čezmejnih prenosnih zmogljivosti, kar lahko ovira predstavlja oviro za trgovanje in zmanjša likvidnost.⁴¹ Pri spajanju trga so zmogljivosti avtomatsko (implicitno) dodeljene udeležencu trga, ki sklene pogodbo na sprotnem trgu, s tem se izgone »vzporednemu trgovanju« blaga

⁴⁰ European Gas Target Model – review and update. Annex 6: Tools for gas market integration and connection (ACER, January 2015)

⁴¹ The Brattle Group (2012): Gas market integration via implicit allocation: Feasibility from the North-West European gas market perspective (23 April 2012, written by Dan Harris and Carlos Lapuerta)

in zmogljivosti, s čimer se izključi tveganje, da bi trgovci/shipperji imeli plin brez potrebnih čezmejnih zmogljivosti ali obratno.

EuroPEX, združenje evropskih energetskih borz, povzema prednosti implicitnega dodeljevanja v primerjavi z eksplicitnimi dražbami: »V približevanju realnemu času je za udeležence trga zelo težko koordinirati/uskladiti svoj položaj in dejanske zmogljivosti, če so ti opredeljeni na različnih/ločenih trgih, kot se to dogaja pri eksplicitnih dražbah ... Z integracijo dodeljevanja zmogljivosti in trgovanja implicitne dražbe obvladujejo te pomanjkljivosti, dajo ustrezne cenovne signale in zagotovijo, da se razpoložljive prenosne zmogljivosti v celoti izkoristijo, odvisno od povpraševanja.«⁴²

Po drugi strani pa so nekatere zanimive koristi izvirnega modela za spajanje trgov izgubljene. Ker morajo trgovci-shipperji plačevati regulirane vstopno-izstopne tarife, izostanejo cenovni signali, ki bi pokazali na obstoj in raven prezasedenosti. Te tarife je treba plačevati tudi, ko ni prezasedenosti, kar preprečuje popolno konvergenco cen med spojenima trgoma. Če se zgodi prezasedenost, operater prenosnega sistema ne pridobi dodatnih prihodkov, kar pomeni, da uporaba prezasedenih zmogljivosti koristi samo trgovcem-shipperjem (ki so prvi pri sklenitvi poslov, prvi na trgu).⁴³ Tveganje, da trgovec neuporabljene zadrži, se preusmeri na operaterja prenosnega sistema, ki lahko pridobi manj prihodkov od prodaje zmogljivosti.

Te značilnosti in izjemna stopnja konvergence cen, ki se že opazi na nacionalnih trgih z zemeljskim plinom v Evropi, omejujejo potencialne dobičke, ki jih je treba uresničiti iz kakršne koli integracije trga. Glede na poročilo, ki ga je pripravila skupna Brattle Group za nekdanji nizozemski organ za varovanje konkurence (NMa):⁴⁴ »Ocenjena korist na leto na obeh mejah –Nizozemska-Nemčija in Nizozemska-Belgija znaša od 15 do 25 milijonov evrov na leto – relativno malo glede na to, da je skupna količina porabljene plina na Nizozemskem vredna okoli 10 milijard evrov.«⁴⁵

Prihodki in prerazporeditve tveganj ter omejene možne koristi kažejo na problem spodbud za spodbujanje spajanja trgov. V elektroenergetskem sektorju so borze, ki upravljajo likvidnostne trge za dan vnaprej, uvajale in spodbujale model spajanja trgov, ki se obravnava kot učinkovit instrument za povečanje trgovanja na borzah. Energetske borze so skupaj s sistemskimi operaterji (ki so običajno lastniki in upravljavci borz) razvili vse procese in programsko opremo, potrebno za uresničitev ideje spajanja trgov. Komisija in nacionalni regulatorji so podprli ta model, saj je bil obravnavan kot gradnik integriranih trgov z električno energijo.

Tovrstne podpore v plinskem sektorju ni. Trgovci so lahko zainteresirani za prerazporeditev prihodkov iz zakupa zmogljivosti in tveganj, vendar se bojijo revolucionarnih sprememb, ki jih predlagata CEER

⁴² EuroPEX odgovor ERGEG Call For Evidence On Gas Target Model (31 December 2010)

⁴³ Obseg izgubljenega prihodka je lahko omejen, dokler kratkoročne zmogljivosti "predstavljajo sorazmerno majhen preostanek po procesu dodeljevanja dolgoročne zmogljivosti" Glej: Frontier Economics & Stratorg-Ylios (2011): Target Model for the European Natural Gas Market (A report prepared for GDF SUEZ Brache Infrastructures, June 2011)

⁴⁴ The Netherlands Consumer Authority, the Netherlands Competition Authority (NMa) and the Netherlands Independent Post and Telecommunications Authority (OPTA) joined forces on April 1st 2013, creating a new regulator: the Netherlands Authority for Consumers and Markets. www.acm.nl

⁴⁵ The Brattle Group (2012): Gas market integration via implicit allocation: Feasibility from the North-West European gas market perspective (23 April 2012, written by Dan Harris and Carlos Lapuerta)

in ACER. Zanima jih »izogibanje tveganju nenamernih posledic reguliranja« in dajejo »prednost evolucijski ureditvi, ki gradi na veljavni praksi«, ki prinaša manj zapletenosti in tveganj.⁴⁶ Pristop »od zgoraj navzdol« k razvoju ciljnega modela, kot ga razvijajo regulatorji s ciljem premagovanja nezadostne regulacije, je veliko nasprotje procesu »od spodaj navzgor«, ki so ga vodile zainteresirane strani v elektroenergetskem sektorju.

Spajanje trga na področju zemeljskega plina je bilo prvič uporabljeno v Franciji. Projekt sta leta 2011 začela GRTgas (operater prenosnega sistema, ki obratuje francoski prenosni plinovodni sistem) in Powernext (francoska tedanja borza)⁴⁷. Po več letih združevanja majhnih regionalnih območij znotraj države sta nastali dve vstopno-izstopni območji (regiji): PEG sever in PEG jug. Omejene prenosne zmogljivosti med obema območjema so preprečevale nadaljnje zlitje francoskega trga s plinom. Spajanje trgov je bil prvi korak k popolnemu zlitju severnega z južnim trgov, dokler naložbe v novo infrastrukturo ne odstranijo prezasedenosti med obema območjema. Pričakuje se, da bo integracija končana v letu 2018 v modelu trgovalne regije po vsej Franciji:⁴⁸; 1. novembra 2018 bo tarifa za povezavo sever-jug ukinjena.⁴⁹

Ta pobuda je imela tudi cilj povečati likvidnost sprotne trga PEG jug, s tem ko se ta poveže z bolj likvidnim trgov PEG sever, pri čemer se doseže konvergenco cen. Uporabljena metoda se razlikuje od tiste, ki jo je predlagal ACER, in tudi od tiste, ki je bila uporabljena na področju električne energije. Dodeljevanje zmogljivosti je potekalo stalno (kontinuirano). GRTgas je dodeljeval zmogljivosti dan vnaprej s pomočjo produkta na borzi Powernext, ki je kazal cenovne razlike (spread product) med trgovoma PEG jug/PEG sever. Po dveh letih sta Powernext in EEX združili svoje tržne produkte na področju zemeljskega plina na novi trgovalni platformi z imenom PEGAS (Pan-European Gas) in vpeljala produkte, ki upoštevajo lokacijske razlike v cenah med območji Belgije, Nizozemske, Francije, Nemčije, Italije in Združenega kraljestva (ZEE, TTF, PED Nord, GASPOOL, NCG, PSV and NBP).

Tabela 6: Tabela SWOT za spajanje trgov

Prednosti	Slabosti
<ul style="list-style-type: none"> • Spajanje trgov izboljša likvidnost sprotnih trgov v majhnih območjih in prispeva h konvergenci cen • Lažja in cenejša izvedba (v primerjavi z zlitjem trgov) • Ni več tveganja, da bi trgovci kupili plin in ostali brez prenosnih zmogljivosti 	<ul style="list-style-type: none"> • Omejene zmogljivosti omejujejo konvergenco cen • Regulirane tarife za zmogljivosti omejujejo konvergenco cen in uničujejo cenovne signale, ki kažejo prezasedenosti • Ne obstaja veliko izkušenj z mehanizmom spajanja trgov na področju plina • Ni veliko izboljšanja v primerjavi z eksplisitnim dodeljevanjem zmogljivosti

⁴⁶ See Frontier Economics & Stratorg-Ylios (2011): Target Model for the European Natural Gas Market (A report prepared for GDF SUEZ Brache Infrastructures, June 2011)

⁴⁷ Market coupling between the zones North and South (GRTgas, 29 March 2013); Pilot Project on Market Coupling PEG Nord / PEG South (Powernext and GRTgas; 3rd Workshop on Gas Target Model, London, 11 April 2011)

⁴⁸ Trading region model enable the merger of the neighbouring zones while retaining the GRTgaz and TIGF balancing region. See TIGF Activity Report 2015

⁴⁹ See CRE Public Consultation of 27 July 2017 N° 2017-012 relating to the Creation of a Single Gas Market Area in France on 1st November 2018

Priložnosti

- Spajanja trgov več držav lahko privede do konvergence cen v večji regiji
- Popolna izvedba dolgoročnega UIOLI lahko poveča količine kratkoročnih zmogljivosti in s tem učinkov spajanja trgov

Tveganja

- Operater prenosnega sistema lahko izgubi prihodke od dodeljevanja zmogljivosti na prezasedenih mejah (omejitev naložb)

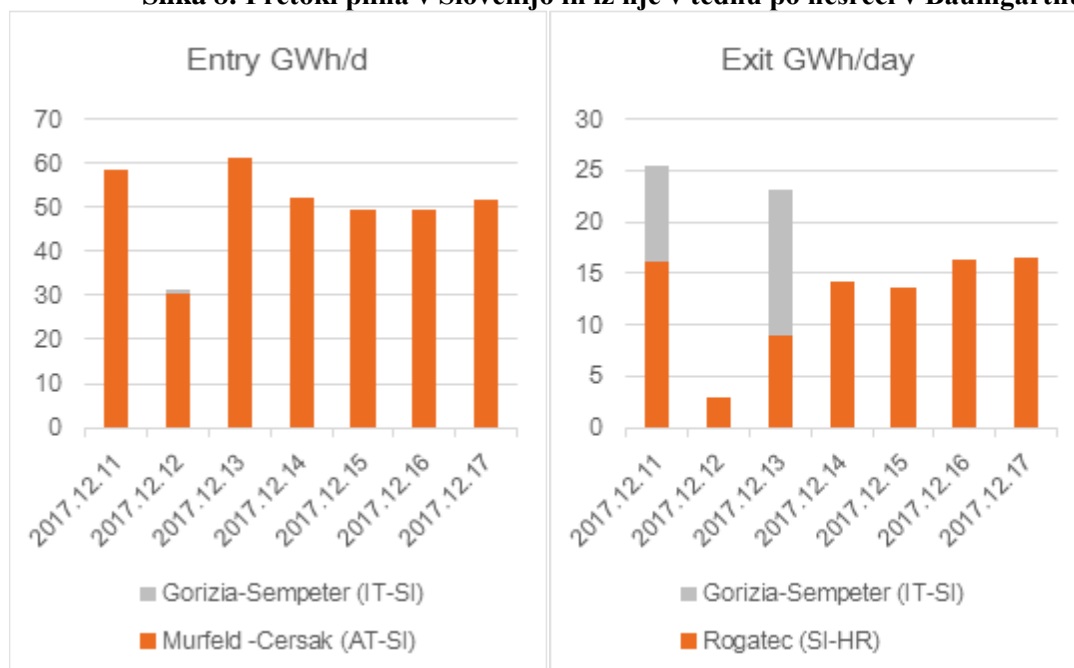
4.3 UPOŠTEVANJE DEJAVNIKOV ZANESLJIVE OSKRBE

Med posvetovanjem z zainteresiranimi stranmi so se pojavili razmisleki o zanesljivi oskrbi, ki so se pojavili po nesreči v Baumgartnu.

Vozlišče v Baumgartnu je bilo zaprto en dan od 9. ure zjutraj do 12. decembra 2017. Ena tretjina ruskega plina, ki se prenaša v Zahodno Evropo, gre skozi Baumgarten, zato je eksplozija na trgu povzročila zmedo z občutnimi zvišanji cen. Gas Connect Austria je objavil, da oskrba Avstrije s plinom ni bila ogrožena, bil pa je oviran tranzit v Italijo in Slovenijo.

Ker Slovenija nima skladiščnih zmogljivosti, je oskrba Slovenije s plinom v veliki meri odvisna od količin, prenesenih iz Avstrije skozi povezovalni plinovod Murfeld/Ceršak. Na dan eksplozije je količina prenesenega plina skozi Baumgarten znižala na 16 milijonov Sm³, kar je 100 milijonov Sm³ manj kot običajna dnevna količina, količina vstopa v Slovenijo pa se je prepolovila na 3 milijone Sm³ (30 GWh). Slovenija se je odzvala z uvozom plina iz Italije, čeprav so bile te količine zelo male (1,25 GWh). Dan po eksploziji je zabeležen povečan uvoz iz Avstrije. Skoraj tretjina zemeljskega plina iz Avstrije je namenjena na Hrvaško; tudi ta pretok je dan po eksploziji upadel in bil obnovljen le postopoma.

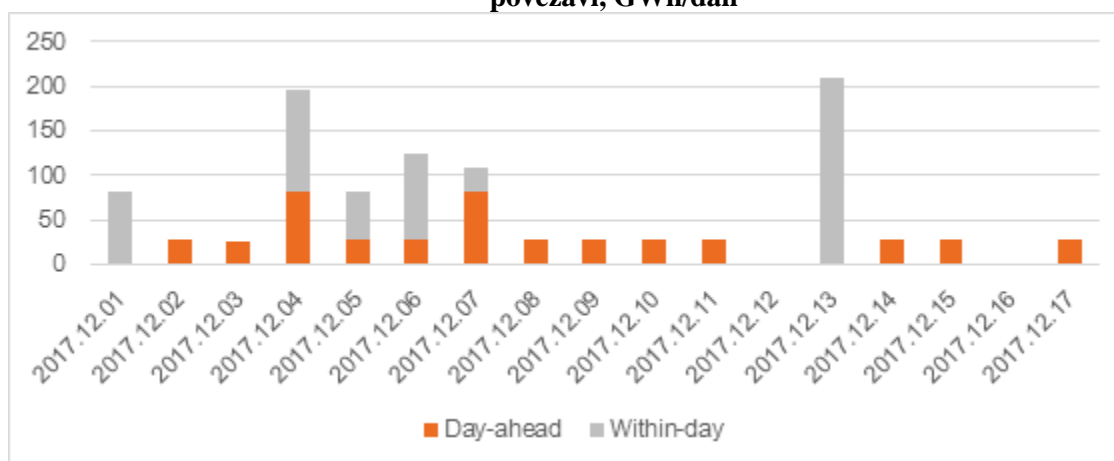
Slika 8: Pretoki plina v Slovenijo in iz nje v tednu po nesreči v Baumgartnu



Vir: Plinovodi

Za izpolnitev rednega dnevnega povpraševanja je bilo na dan po eksplozije na voljo velika količina dnevnih zmogljivosti. 27 GWh/dan ali 13 % objavljenih dnevnih zmogljivosti je bilo prodanih 13. decembra, kar pomeni, da je bilo prenesenih 43 % uvoza iz Avstrije z uporabo najkrajšega produkta zmogljivosti.

Slika 9: Objavljene zmogljivosti za dan vnaprej in znotraj dneva na avstrijsko-slovenski povezavi, GWh/dan



Vir: PRISMA

Cene na CEGH, TTF, NCG in GPL so se 12. decembra povišale od 7 do 10 %. Italija, ki je odvisna od ruskih tokov za skoraj tretjino njenega povpraševanja, se je soočila s skoraj dvakrat višjimi cenami kot dan prej in naslednjimi dnevi, razglasila pa je tudi izredno stanje. Incident je povečal slovenske uvozne stroške zaradi kombiniranega učinka višjih uvoznih stroškov iz Italije na dan nesreče in potrebe po nakupu dražjih dnevni zmogljivosti na AT–SI povezovalnem vodu dan kasneje. Ocena dodatnih stroškov znaša okoli 120,000 evrov.

Zmanjševanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti v kriznih obdobjih prepoveduje Uredba 2017/1938,⁵⁰ člen 11, odstavek 6, ki navaja:

Države članice, zlasti pa pristojni organi, zagotovijo, da: (a) niso uvedeni ukrepi, ki bi kadar koli neupravičeno omejili pretok plina znotraj notranjega trga; (b) niso uvedeni ukrepi, ki bi lahko resno ogrozili stanje oskrbe s plinom v drugi državi članici, in (c) se ohrani možnost čezmejnega dostopa do infrastrukture v skladu z Uredbo (ES) št. 715/2009, kolikor je to tehnično in varnostno izvedljivo, v skladu z načrtom za izredne razmere.

To zahtevo ne glede na katero koli možno obliko integracije trga uporabijo države članice in zlitje trga ne bi pomagalo ohraniti plinskih tokov, če bi ti bili onemogočeni zaradi tehničnih razlogov (kot je npr. eksplozija) ali fizične odsotnosti plina (zaradi prekinitve oskrbe, ki jo povzroči izvoznik tretje države ali država tranzita).

Ko se zlijeta dva sosednja trga, trgovcem ni treba nominirati pretokov plina na nekdanjih povezovalnih točkah, ampak samo na domačih izvoznih točkah. Na primer, slovenski trgovci, ki kupujejo plin na skupni virtualni točki, lahko direktno nominirajo tokove na domačih izhodnih točkah v Sloveniji. Lahko bi trdili, da se je tako lažje sklicevati na višjo silo (*force majeure*) za omejitev pretok plina na čezmejni točki kot na domači izvozni točki, ampak to bi napeljevalo na sklepanje, da lahko operater prenosnega sistema v državi, kjer je virtualna točka, v kriznih razmerah ravna nepošteno. Ker veljavni predpisi jasno prepovedujejo takšno ravnanje, ni nujno, da se stremi k zlitju trga kot orodju, ki preprečuje omejevanje pretoka plina.

⁵⁰ UREDBA (EU) 2017/1938 EVROPSKEGA PARLAMENTA IN SVETA z dne 25. oktobra 2017 o ukrepih za zagotavljanje zanesljivosti oskrbe s plinom in o razveljavitvi Uredbe (EU) št. 994/2010

Slovenija je v veliki meri odvisna od tokov plina iz Avstrije, zaradi česar je neizogibno, da bo situacija s pomanjkanjem plina v Avstriji škodila tudi Sloveniji, ne glede na to, če sta v skupnem vstopno-izstopnem sistemu ali ne. Obe državi sta del vzhodne rizične skupine za oskrbo s plinom (Eastern gas supply risk group), ki vključuje ukrajinski tranzit v skladu s Prilogo 1 Uredbe (EU) št. 2017/1938. Zaradi tega morajo države sodelovati pri oceni tveganj pri oskrbi in pripravi načrtov preventivnih ukrepov in načrtov za izredne razmere. V okviru tega mehanizma je treba sprejeti ukrepe za vzdrževanje plinskih tokov ob razglasitvi izrednih razmer »kolikor dolgo je tehnično in varno to mogoče«.

Kot je že bilo prikazano v predhodnih poglavjih, ima Slovenija dobre možnosti za zmanjšanje svoje odvisnosti od avstrijske oskrbovalne poti. Ko se bo to zgodilo, bo imela boljšo priložnost omiliti učinke posledic razglašeni izrednih razmer v Avstriji. V takšnih izboljšanih razmerah se lahko Slovenija v primeru dobavne krize v Avstriji sooči z manj izrazitimi povišanji cen pod pogojem, da z Avstrijo nista v enotnem cenovnem območju.

4.4 NAČRTI ZDRUŽEVANJA TRGA V REGIJI

O regionalnih načrtih za združevanje trga v regiji razpravljajo regulatorji, operaterji prenosnih sistemov, Evropska komisija, vlade, energetska podjetja in drugi deležniki tudi v okviru regionalnih pobud. Slovenija je skupaj z 11 drugimi državami članicami EU⁵¹ in 8 podpisnicami Sporazuma o Energetski Skupnosti⁵² del regije Jug Jugovzhod (SSE). Čeprav so regionalne pobude usmerjene zlasti na to, da se povsem uveljavi (implementira) tretji sveženj in kodeksi omrežij, sedanji načrt dela Regionalne pobude Jug Jugovzhod (GRI SSE) za obdobje 2015-2018⁵³ vsebuje tudi pilotni projekt integracije trga. Ta projekt sta pripravila oba regulatorja in oba operaterja prenosnih sistemov iz Avstrije in Češke republike z namenom, da se implementira združevanje trgov v malem ("small-scale" market integration) v skladu z zasnovo nadgradnje trgovalne regije (Trading Region Upgrade, TRU).

Avstrija in Češka nista neposredno povezani na prenosni ravni, zato integracija s popolnim zlitjem trgov ali uvedba delujoče trgovalne regije trenutno ni mogoča. Maja 2015 sta oba operaterja prenosnega sistema izvedla raziskavo trga (market survey) z namenom, da pridobita odziv trga na to, ali naj bi bile ponujene dodatne zmogljivosti na novi povezovalni točki, ali pa bi uvedli povezovanje trgov po novi zasnovi. Rezultat preiskave trga je dal prednost povezavi trga (market integration).⁵⁴

⁵¹ Austria, Bulgaria, the Czech Republic, Croatia, Cyprus, Greece, Hungary, Italy, Poland, Romania and Slovakia.

⁵² Albania, Bosnia and Herzegovina, Montenegro, former Rep. of Macedonia, Serbia, Moldova, Ukraine and Kosovo.

⁵³ ACER (2016): South South-East Gas Regional Initiative Work Plan 2015-2018. Version updated and revised in July 2016

⁵⁴ Consultation on the integration of gas markets of Czech Republic and Austria. https://www.e-control.at/documents/20903/443907/2016-03-29_AT-CZ_Consultation_Document_final_clean_EN.pdf/e9a45dcf-a5dd-45e2-8f83-2b08f6d50915

Zasnova TRU bi ponujala možnost, da bi nadgradili že zakupljeno vstopno zmogljivost na vsaki vstopni točki v prenosne sisteme Avstrije in Češke. TRU opcije bi lahko kupil vsakdo, ki ima take zmogljivosti in mu omogočajo vstop na avstrijsko, češko ali celo obe virtualni trgovalni točki (VTP) hkrati. Z drugimi besedami, takšna nadgradnja vstopnih zmogljivosti bi omogočila, da se s plinom, ki vstopi na en trg, trguje tudi na drugem trgu, čeprav trga nista v istem vstopno-izstopnem območju in niti nista med seboj neposredno povezana. Prve opcije TRU naj bi bile po načrtih ponujene julija 2017, da bi jih uporabili od 1. oktobra 2017, vendar od junija 2017 ni bilo več nobenih javnih obvestil o stanju na projektu.

E-Control, avstrijski regulator, je dal izdelati študijo družbi WECOM, s katero je ta ocenil dodatne možnosti za integracijo trga. Študija je bila objavljena januarja 2017⁵⁵ in analizira šest možnosti za integracijo avstrijskega trga s sosednjimi, tudi vzhodno ležečimi trgi. Vključuje zlitje trga med Avstrijo in Nemčijo (območje NCG); Avstrija in Italija; Avstrija, Italija, Slovenija in Hrvaška; Avstrija in Češka; Avstrija, Nemčija (območje GPL) in Češka; Avstrija in Nemčija (območje NCG) in Češka. Za razliko od izhodišča za zasnovo TRU je v tej študiji obravnavana dvosmerna povezava med Avstrijo in Češko (BACI), kakor da bi že obstajala in je upoštevana v vseh obravnavanih možnostih, ki vključujejo povezavo med Avstrijo in Češko.

Analiza stroškov in koristi, ki je predstavljena v študiji, sloni na predpostavki, da so trgi popolnoma zlit (full market merger) in ugotavlja, da udeležencem prinaša največ skupnih koristi možnost, ki vključuje zlitje trgov Avstrije, Italije, Slovenije in Hrvaške. Izračunana skupna korist (welfare gain) je najvišja v obeh možnostih, ki vključujeta Italijo z obrazložitvijo, da nanjo vpliva velikost italijanskega trga in relativno majhne omejitve čezmejne prenosne zmogljivosti med Avstrijo in Italijo.

Omejitve zmogljivosti se nanašajo na potencialni interkonekcijski deficit, kar je situacija, v kateri zahtevki za uporabo čezmejne povezave presežejo njeno prenosno zmogljivost. Študija izračunava »teoretični infrastrukturni deficit« na povezovalnih točkah na podlagi scenarijev, ki vsebujejo najvišje možne zahtevke za uporabo čezmejnih prenosnih zmogljivosti.⁵⁶ Omejitve teoretičnih zmogljivosti so bile uporabljene za popravek teoretičnih pridobljenih koristi, razlika med teoretičnimi in popravljenimi koristmi pa povedo, kolikšne sicer pridobljene koristi so izgubljene zaradi interkonekcijskih deficitov.

Največji prispevek k skupni pridobljeni koristi prispeva znižanje cen v Italiji, če pa združevanje trga vključí poleg Avstrije in Italije tudi Slovenijo in Hrvaško, ti dve državi prispevata 3 milijone EUR ali 0,6 % k celotni skupni pridobljeni koristi. Pri tem Slovenija in Hrvaška nimata tako pregledno delujočih veleprodajnih trgov, da bi s pomočjo značilnosti teh trgov lahko natančneje izračunali skupno pridobljeno korist.

Ko izračunava korist konvergence cen (na podlagi veleprodajnih cen), študija upošteva koristi, ki jih prinese zlitje avstrijskega in italijanskega trga in jih sorazmerno upošteva (scaling) za slovensko in hrvaško velikost trga. Za pridobljeno korist, ki izvira iz zmanjšanja razlik med ponodbami (bid-ask spread), študija ocenjuje, da je zanemarljiva. Končno, pridobljene koristi, ki izvirajo iz učinkovitosti

⁵⁵ E-Control (2017): Assessment of market integration options and simplified cost-benefit analysis. Non-binding English version of a study conducted by Wagner, Elbling & Company (WECOM) for E-Control Austria. Vienna, 31 January 2017

⁵⁶ Country A may need to import all its gas needs (including transit) from country B, and country B may need to export all its gas entering its market and not consumed there to country A.

maloprodajnega trga, slonijo na reguliranih maržah dobaviteljev (regulated supplier margins) na Hrvaškem, v Sloveniji pa na avstrijskih cenah, povečanih za strošek prenosa.

Tudi če prevzamemo metodologijo za izračun pridobljene koristi, lahko razumemo izračuna za Hrvaško in Slovenijo le kot groba približka. Koristi so predstavljene le na ravni združenega trga, ki se kažejo v koristi za odjemalce in trgovce v obliki konvergence cen in manjših razlikah med ponodbami (bid-ask spread). Učinek opustitve tarif za čezmejni prenos (IP tarif) ni upoštevan, čeprav je prav to ena od najpomembnejših lastnosti modela zlitega trga.

V bistvu kot smo že predhodno omenili, študija izrecno dodaja transportne stroške iz Avstrije v Italijo na podlagi bistveno višjih cen na italijanskem trgu in 50-odstotnem deležu dodeljenih vstopnih zmogljivosti v Arnoldsteinu v primerjavi z vsemi vstopnimi zmogljivostmi v Italiji. To postavlja tudi pod vprašaj predpostavko študije, da bi ob združitvi italijanskega trga z višjimi cenami z avstrijskim trgom z nižjimi cenami prevladale nižje cene, četudi je trg z višjimi cenami veliko večji.⁵⁷ Opazimo tudi nekaj neskladnosti v trditvi o relativno majhnih omejitvah zmogljivosti med Avstrijo in Italijo na eni strani in potrebi po dodatnih prenosnih stroških med združenima trgoma na drugi strani. Kot lahko vidimo na Sliki 26, je prezasedenost že težava na avstrijsko-italijanski čezmejni povezavi.

Ker se o odpravi čezmejnih tarif ne razmišlja, se problem morebitne notranje prezasedenosti ne obravnava; primanjkljaji povezave ne temeljijo na pričakovanih spremembah vzorcev pretokov plina, ki bi lahko bili posledica odprave tarif. Poleg tega se ne obravnavajo kot postavke stroškov, ampak zmanjšujejo pridobljene koristi. Posledično ni predvidena popolna konvergenca cen, ki bi bila naslednji osrednji element modela zlitja trgov

Poleg koncepta TRU in možnosti zlitja trga, predstavljenih v študiji E-Control, ki je bila ocenjena zgoraj, se zdi, da ni nobenega regionalnega načrta, ki bi lahko bil ustrezen.⁵⁸ Leta 2012 je WECOM pripravil koncept (ki so ga naročili E-Control, CEGH, Eustream in NET4GAS) o trgovalni regiji, ki bi pokrivala Avstrijo, Češko republiko in Slovaško (CEE Trading Region).⁵⁹ Prav tako v 2012 je E-Bridge predstavil študijo (spet za E-Control) o čezmejnem povezovanju trgov, ki bi pokrivalo Avstrijo, Slovaško, Češko in Italijo.⁶⁰ Študija je prišla do zaključka, da bi bile skupne koristi, ki bi bile posledica povezovanja italijanskega in avstrijskega trga, mnogo višje kot tiste, ki bi izhajale iz povezovanja Avstrije, Slovaške in Češke. Zanimivo je, da je E-Bridge pričakoval znatno povišanje cen v Avstriji v primeru združitve trga z Italijo.

Za konec še dodajmo, da so države višegrajske skupine sprejele časovni načrt za regionalni trg s plinom v letu 2013.⁶¹ Dokument je predvideval študijo o zlitju trgov do leta 2014, vendar pa ni bil dokončan.

⁵⁷ E-Control, however, reiterated this view in its „Summary of responses to the consultation and reaction”, available at <https://www.e-control.at/documents/20903/443907/Zusammenfassung+Auswertung+Konsultation+Marktintegration+170609+EN.pdf/774d0dc3-729a-f686-90f1-f679fa79311c>

⁵⁸ We understand that Italy is in preparation of its self-assessment study.

⁵⁹ http://www.acer.europa.eu/en/Gas/Regional_%20Initiatives/South_South-East_GRI/Documents/CEETR%20Basic%20Model,%20Part%20I%20-%20Principles%20of%20the%20CEE%20Trading%20Region,%20121105_.pdf

⁶⁰ E-Bridge (2012): Study on cross-border market integration. Macroeconomic Analysis of the CEE region. Final Report, June 28, 2012. The study focused on the economic effects of market integration and did not provide any recommendation or guidance on the conceptual design of market integration.

⁶¹ <http://www.visegradgroup.eu/calendar/2013/v4-road-map-eng>

5 OCENA SCENARIJEV PLINSKEGA TRGA ZA LETO 2021

V tem poglavju bomo analizirali potencialne učinke sprememb tržnega okolja na slovenskem plinskem trgu in identificirali s tem povezana tveganja. Na podlagi vmesnega poročila in posvetovanja z deležniki, ki ga je organizirala Agencija za energijo 6. februarja 2018, so bila ugotovljena naslednja tveganja: pomembne spremembe v povpraševanju po plinu; zasedenost ali izredne razmere zaradi pomanjkanja plina na avstrijsko-slovenskem povezovalnem vodu; potreba Slovenije, da poviša svoje tarife za prenos kot posledico novih investicij ali spremenjenih regionalnih vzorcev pretokov plina. Na podlagi teh dejavnikov so bili oblikovani naslednji scenariji:

1. vpliv sprememb v slovenskem povpraševanju po plinu;
2. vpliv nerazpoložljivosti povezovalnega voda AT-SI;
3. vpliv terminala za UZP na Krku s povratnimi tokovi na povezovalni vod SI-HR
4. povišanje slovenskih tarif za prenos;
5. vpliv povezovalnega voda SI-HU (prva faza).

Preračuni z uporabo modela so bili izvedeni za leto 2021.

Pred podrobno predstavitvijo izračunov podajamo kratek opis orodij za izračun, povzemamo glavne ugotovitve in predstavljamo referenčni scenarij, s katerim bodo primerjani rezultati izračunov.

5.1 KRATEK OPIS PRERAČUNOV Z UPORABO MODELA

Preračun je bil izveden z uporabo European Gas Market Model (EGMM), ki ga je razvil REKK. EGMM je konkurenčen, dinamičen, model ravnotežja več trgov (multi-market equilibrium model), ki simulira delovanje veleprodajnega trga z zemeljskim plinom po vsej Evropi. Vključuje predstavitev povpraševanja in ponudbe 35 evropskih držav, vključno s skladiščenjem in transportnimi povezavami. Veliki zunanji trgi, vključno z Rusijo, Turčijo, Libijo, Alžirijo in izvoznici UZP so predstavljeni eksogeno (kot zunanji dejavniki) s tržnimi cenami, dolgoročnimi dobavnimi pogodbami in fizičnimi povezavami do Evrope.

Časovni okvir preračuna (modela) pokriva 12 zaporednih mesecev, z začetkom v aprilu. Udeleženci na trgu imajo v to obdobje zelo dober vpogled. Dinamične povezave med meseci so uvedene z delovanjem skladišč in omejitvami »vzemi ali pusti« (take or pay) (najmanjše in največje dobave v celotnem 12-mesečnem obdobju, kar omogoča tudi pogodbene popravke (contractual make-up)).

V model so vključeni štirje odločevalci: odjemalci, lokalni proizvajalci, uvozniki in trgovci.⁶² Odjemalci so na vsakem trgu v regiji predstavljeni z linearno funkcijo mesečnega povpraševanja po plinu, ki je odvisna samo od primerljivih lokalnih veleprodajnih cen plina. Lokalni proizvajalci imajo kratkoročne funkcije stroškov, ki so odsekoma linearne (piecewise linear short-run cost functions) z navzgor in navzdol omejeno mesečno proizvodnjo in ločeno zgornjo omejitev letne proizvodnje. Uvozniki so lastniki dolgoročnih »vzemi ali pusti« (take-or-pay) pogodb, ki imajo vire od uvoznikov z zunanjih trgov: Rusija, Norveška, Alžirija, Azerbajdžan in več držav izvoznic UZP. Vsaka pogodba določa ceno, dobavno pot ter minimum in maksimum dobavljenih količin na mesec in na leto. Trgovci se odločajo glede sprotnega trgovanja glede na transportno infrastrukturo (čezmejni plinovodi in terminali UZP) in vnos in odvzem plina iz skladišč na podlagi razpona cen med državami in časovnimi obdobji.

Ključna predpostavka v modelu EGMM je, da so proizvajalci, uvozniki in trgovci prevzemniki cen. Glede na vhodne podatke model računa dinamično tržno ravnovesje za države v modelu, kjer so vse

⁶² Storage operators and TSOs do not make decisions on tariffs as their fees are set exogenously and quantities are determined by the traders.

arbitražne možnosti v času in prostoru izrabljene do mere, do katere dovoljujejo skladiščne zmogljivosti, infrastruktura in pogodbeni pogoji. Posledično konkurenčno ravnovesje prinaša učinkovit rezultat, ki najbolj povečuje splošno blaginjo.

Rezultati preračunov razkrivajo tržne enotne poravnalne cene (the market clearing prices), skupaj s proizvodnjo, porabo in trgovanimi količinami, izkoriščenost skladišč in dolgoročnimi pogodbenimi dobavami. Na podlagi teh rezultatov model računa tudi komponente socialne blaginje in skupnih koristi za vse udeležence trga:

- **presežek na strani odjemalcev (consumer surplus):** razlika med tem, koliko so odjemalci pripravljani plačati za zemeljski plin in koliko dejansko plačajo na veleprodajnem trgu z zemeljskim plinom;
- **presežek na strani proizvajalcev (producer surplus):** razlika med tržno ceno (koliko proizvajalci prejmejo za zemeljski plin) in koliko jih stane, da v kratkem času pridobijo plin;
- **spremenjen prihodek lastnikov UZP** z dolgoročnimi pogodbami vzemi ali plačaj: razlika med veleprodajno ceno (po kateri uvozniki prodajajo plin) in pogodbeno ceno, določeno za plin, pomnoženo z dobavljeno količino;
- **spremenjen prihodek operaterjev skladišč:** razlika med tarifami za skladiščenje in stroški, pomnoženo s količino skladiščenega plina;
- **dobiček arbitražnega skladiščenja: (storage arbitrage profit):** če obstaja dovolj velika razlika med veleprodajno ceno zemeljskega plina in skladiščnimi pristojbinami med posameznimi obdobji, potem trgovci ustvarjajo dobiček iz uporabe skladišč;
- spremenjen prihodek operaterjev prenosnega sistema je sestavljen iz:
 - prihodkov iz prezasedenosti: skupni prihodki iz dražb za povezovalni vod se delijo 50:50 med vpletene države in
 - spremenjen prihodek iz poslovanja iz prenosa in skladiščenja: razlika med tarifami in stroški,⁶³ pomnožena prenešeno ali uskladiščeno količino zemeljskega plina;
- **spremenjen prihodek upravljavcev skladišč UZP:** prihodek iz prezasedenosti in dobiček iz obratovanja, npr. razlika med tarifami za ponovno uplinjanje in stroški, pomnožena s ponovno uplinjenimi količinami.

⁶³ Predvideni stroški prenosa znašajo 0,1 €/MWh na vseh vstopnih in izstopnih točkah.

5.2 GLAVNE PREDPOSTAVKE PRERAČUNOV Z UPORABO MODELA

Viri vhodnih podatkov in najpomembnejše predpostavke so zbrane v Tabeli 7.

Table 7: Povzetek podatkovnih virov in glavnih predpostavk

Vhodni podatek	Enota	vir	Komentar
Letno povpraševanje po zemeljskem plinu	TWh/leto	Primes ref 2016	Podatki za Energy Community CPs se zbirajo in nacionalnih virov
Mesečno povpraševanje	% od letnega	Eurostat	Na podlagi podatkov iz 2013–2015
Proizvodnja	TWh/leto	Primes ref 2016	Podatki za Energy Community CPs se zbirajo in nacionalnih virov
Zmogljivost plinovodov	GWh/dan	ENTSOG capacity map 2016	Za prihodnje projekte ENTSOG TYNDP 2017
Tarifa na povezovalni točki	€/MWh	Izračun REKK; strani nacionalnih regulatorjev od 2017	Razen za UA, kjer tarife za 2020 temeljijo na podatkih Naftogas
Skladiščne zmogljivosti	Delovni plin: TWh, injiciranje, odvzem: GWh/dan	GSE	Podatki o skladiščih so zbrani na nacionalni ravni
Skladiščna tarifa	€/MWh	Spletne strani upravljavcev skladišč Jan 2017	Uporabljena je zgornja meja 1 €/MWh
Zmogljivost za ponovno uplinjanje UZP	GWh/dan	GIE	Zbrano na nacionalni ravni
Tarifa za ponovno uplinjanje UZP	GWh/dan	Spletne strani upravljavcev	Upošteva se vstopni plinovod
Utekočinjanje UZP	GWh/dan	GIIGNL 2016	Pretok je omejen z zmogljivostjo za utekočinjanje
Transportni stroški UZP	€/MWh	Izračun REKK	Na podlagi razdalje, upoštevajo se stroški prenosa in uparjanja
Dolgoročne pogodbe	Letne pogodbene količine (ACQ): TWh/leto Dnevne pogodbene količine (DCQ): GWh/dan	Zbir REKK iz objav + Cedigaz	<ul style="list-style-type: none"> - Predvideva se Take or Pay zmogljivost ToP razen plinskih otokov - Dobavne točke so na mejah - Zračunavanje temelji na statistiki zunanje trgovine, ki jo objavlja Eurostat, z napovedmi, ki temeljijo na napovedih cene nafte Primes 2016 - Poti dobave so vnaprej določene

Eden od najpomembnejših kazalnikov je razvoj infrastrukture, predviden v referenčnem scenariju. V svoji analizi vključujemo obstoječo infrastrukturo skupaj z novimi projekti, ki so dosegli status končne investicijske odločitve (Final Investment Decision (FID) v skladu s TYNDP 2017. Tabela 8 povzema nove infrastrukturne elemente, vključene v referenčni scenarij za 2021, in analizirane scenarije. Uporaba nove prenosne infrastrukture je preračunana z enotno tarifo 1,5 €/MWh.

Tabela 8: Povzetek predpostavk nove infrastrukture

Prenos	Maksimalni pretok (GWh/d)	Datum obratovanja	začetka	Podlaga za vključitev v scenarij za 2021
Infrastruktura, vključena v referenčni scenarij za 2021				
Novi plinovodi:				
IT-CH	368	2018		FID
CH-FR	100	2018		FID
CH-DE	240	2018		FID
TR-GR_TAP	317	2019		FID
GE-TR_TANAP	485	2018		FID
GR-BG	90	2018		FID
GR-IT_TAP	334	2019		FID
GR-AL_TAP	40	2019		FID (vir za Albanijo)
IT-AT	189	2018		FID
FI-EE	79	2020		FID glede na mesto projekta
EE-FI	79	2020		FID glede na mesto projekta
Novi projekti za UZP:				
GR-UZP razširitev	156	2020		FID
PL-UZP razširitev	67	2020		FID
ES-UZP razširitev	192	2020		FID
Nova infrastruktura v analiziranih scenarijih:				
HR_UZP	108	2020		zavezujoči OS
SI-HR2	165	2019		FID
HR-SI	165	2019		FID
SI-HU	8 (prva faza)	2021		
HU-SI	8 (prva faza)	2021		

V skladu z vključitvijo TAP in TANAP v referenco predvidevamo nove dolgoročne scenarije iz Azerbajdžana: 1 mrd Sm³ za Bolgarijo, 1 mrd Sm³ za Grčijo in 8 mrd Sm³ za Italijo.⁶⁴ Plin iz dolgoročnih pogodb skozi TAP do Italije je cenovno konkurenčen ceni iz ruske pogodbe in cenejši od alžirskega plina za Italijo.

5.3 PREDPOSTAVKE ZA SLOVENIJO V REFERENČNEM SCENARIJU

Za Slovenijo smo za leto 2021 uporabili naslednje vhodne podatke:

- Poraba v Sloveniji: 11,9 TWh
- Proizvodnja v Sloveniji: 0,7 TWh
- 0,6 TWh/leto v skladu z rusko dolgoročno pogodbo v Slovenijo (trenutna pogodba za 4 TWh/leto poteče in se nadomesti s kratkoročnim trgovanjem⁶⁵)

Tabela 9 povzema predpostavljene zmogljivosti in tarifne podatke za slovenske povezovalne plinovode.

Tabela 9: Povzetek zmogljivosti in tarif za slovenske povezovalne plinovode

Plinovod	S trga	Na trg	Maksimalni pretok	Pristojbina za prenos		Strošek na IP
				Izhod	Vhod	
			GWh/d	€/MWh	€/MWh	€/MWh
AT-SI	AT	SI	113	0,68	0,55	1,23
IT-SI	IT	SI	28	0,78	0,40	1,18
SI-IT	SI	IT	21	0,61	0,73	1,33
HR-SI	HR	SI	165	0,75	0,41	1,16
SI-HR	SI	HR	53	0,47	1,77	2,24
SI-HR2	SI	HR	165	0,47	1,77	2,24
SI-HU	SI	HU	5.08	0,55*	0,36*	0,91
HU-SI	HU	SI	5.08	0,25*	0,33*	0,58

*Podatke za tarifo HU-SI sta odobrila družba Plinovodi in FGSZ

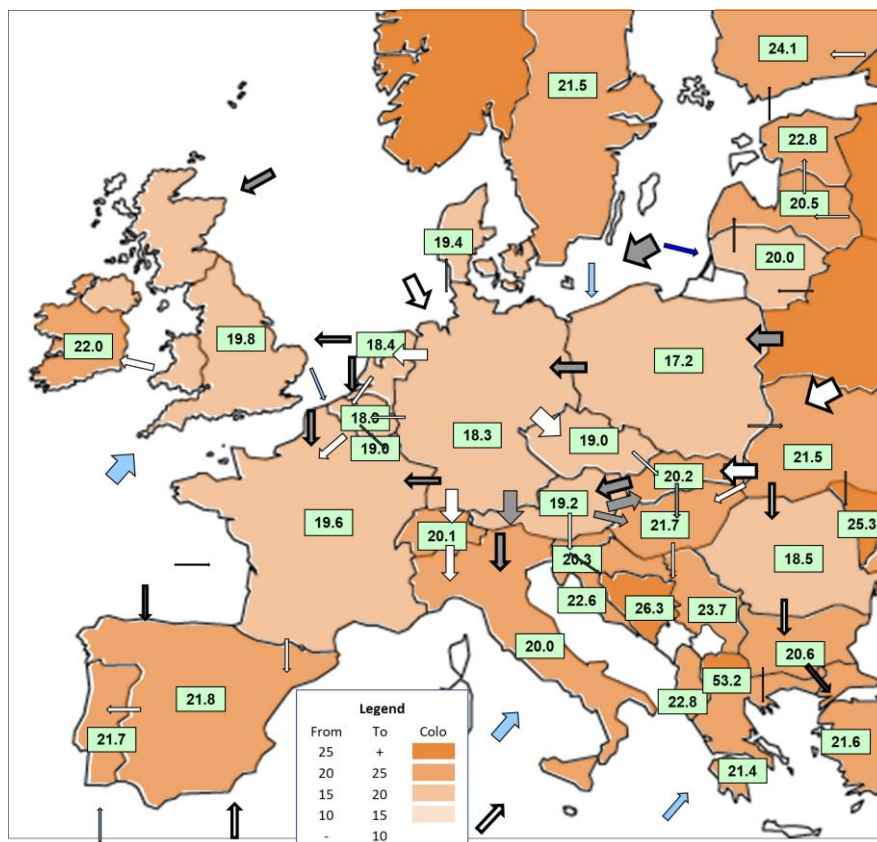
5.4 PREDSTAVITEV REFERENČNEGA SCENARIJA ZA 2021

Pred analizo vpliva različnih scenarijev je pomembno, da si ogledamo glavne rezultate v referenčnem scenariju.

⁶⁴ Ti tokovi zahtevajo tudi razširitev plinovoda v južnem Kavkazu, ampak EGMM se osredotoča predvsem na Evropo, ta naložba presega obseg modela.

⁶⁵ Ta predpostavka se uporablja le za namen modeliranja. Razlog za to je, da tudi če bo sklenjena nova dolgoročna pogodba z Rusijo, bo najverjetneje sledila cenam na vozliščih, tako da bo pogodba podobna sprotnemu trgovanju.

Slika 10: Letna povprečna cena veleprodajne cene zemeljskega plina (€/MWh) v 2021



Modre puščice označujejo tok UZP, bele nakazujejo modelirane pretoke plina na povezovalnih vodih, temno modre in sive kažejo zasedenost/zamašitev vsaj enkrat na mesec

Zmanjšanje domače proizvodnje v Evropi povzroča povečano odvisnost od uvoza, kar ima za posledico višje cene v primerjavi s sedanjo situacijo (2017). Napovedana letna povprečna tržna cena na slovenskem trgu v letu 2021 znaša 20,3 €/MWh, kar je več kot cena v Italiji in Avstriji. Ker so avstrijske cene še vedno nižje od italijanskih v tem referenčnem scenariju, se slovenski trg oskrbuje skozi AT–SI povezovalni vod, ki je izkoriščen do 52 % na letni ravni. Najvišjo izkoriščenost (87 %) tega plinovoda je mogoče opaziti februarja (mesečni podatki o izkoriščenosti so predstavljeni v Tabeli 14).

Tabela 10: Letna povprečna izkoriščenost slovenskih povezovalnih vodov

Plinovod	Letna izkoriščenost
AT–SI	52 %
IT–SI	0 %
SI–HR	54 %
SI–IT	0 %

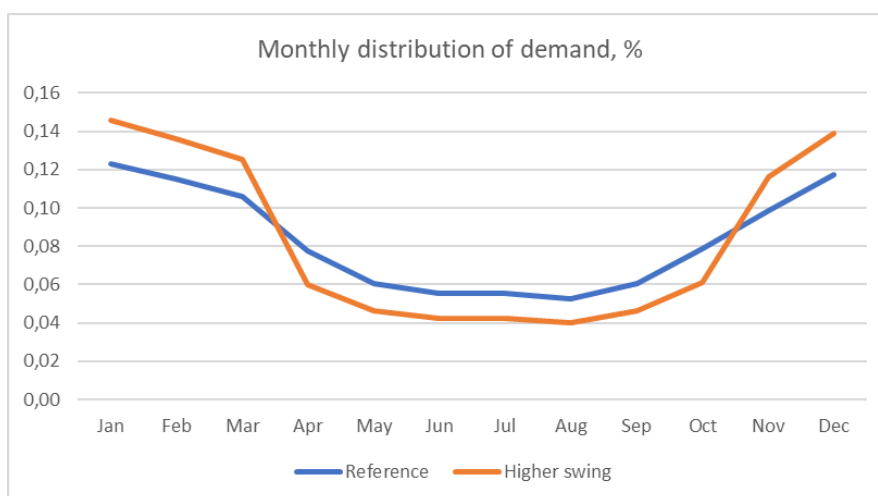
5.5 REZULTATI PRERAČUNOV Z UPORABO MODELA

5.5.1 Vpliv sprememb slovenskega povpraševanja po plinu

Analizirani so bili naslednji scenariji:

- 10-odstotno povečanje slovenskega povpraševanja;
- 10-odstotno zmanjšanje slovenskega povpraševanja;
- 20-odstotno povečanje slovenskega povpraševanja;
- 20-odstotno zmanjšanje slovenskega povpraševanja;
- 20-odstotno povečanje slovenskega povpraševanja skupaj z večjimi sezonskimi nihanji v povpraševanju (glej Slika 11).

Slika 11: Mesečna porazdelitev povpraševanja v referenčnem scenariju in v primeru višjih sezonskih nihanj



Kot se lahko vidi iz tabel 11 in 12, spremembe v povpraševanju zanemarljivo vplivajo na cene. Tudi če 20-odstotno povečanje povpraševanja spremlja večje sezonsko nihanje, zvišanje cen ne doseže enega odstotka. Najvišje mesečno zvišanje cen v Sloveniji, ki ga lahko vidimo v februarju, ne zanaša več kot 0,031 €/MWh.

Tabela 11: Letna sprememba povprečne cene v €/MWh, ki nastane zaradi spremembe povpraševanja in je tehtana glede na porabo, v primerjavi z referenčnim scenarijem

	+10 %	-10 %	+20 %	-20 %	+20 % nihanje* %+večje
SI	0,001	-0,004	0,019	-0,005	0,185
AT	0,001	-0,004	0,019	-0,005	0,019
HR	0,001	-0,004	0,019	-0,005	0,019
HU	0,001	-0,004	0,020	-0,004	0,020
IT	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

*Mesečne porabe, ki predvidevajo večje sezonsko nihanje, se uporabljajo v izračunu tehtanega povprečja

Tabela 12: Sprememba cene v €/MWh v februarju zaradi spremembe povpraševanja v primerjavi z referenčnim scenarijem

	+10 %	-10 %	+20 %	-20 %	+20 % nihanje	%+večje
SI	0,001	-0,004	0,019	-0,004	0,031	
AT	0,001	-0,004	0,019	-0,004	0,019	
HR	0,001	-0,004	0,019	-0,004	0,019	
HU	0,001	-0,004	0,019	-0,004	0,019	
IT	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	

Rezultati izkoriščenosti plinovoda kažejo, da spremembe v povpraševanju vplivajo na pretoke skozi povezovalni vod AT–SI, hrvaški tranzit ostaja nespremenjen in povezovalni vod SI–IT neizkoriščen.

Tabela 13: Letna povprečna izkoriščenost plinovoda zaradi sprememb v povpraševanju glede na različne scenarije

	Reference	+10 %	-10 %	+20 %	-20 %	+20 % nihanje	%+večje
AT–SI	52 %	55 %	49 %	57 %	47 %	57 %	
IT–SI	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	
SI–HR	54 %	54 %	54 %	54 %	54 %	54 %	
SI–IT	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	

Mesečna razporeditev izkoriščenosti plinovoda kaže, da povezovalni vod AT–SI postane prezaseden samo v zadnjem scenariju, kjer je simulirano 20-odstotno povečanje povpraševanja.

Tabela 14: Mesečna razporeditev izkoriščenosti plinovoda zaradi spremembe povpraševanja

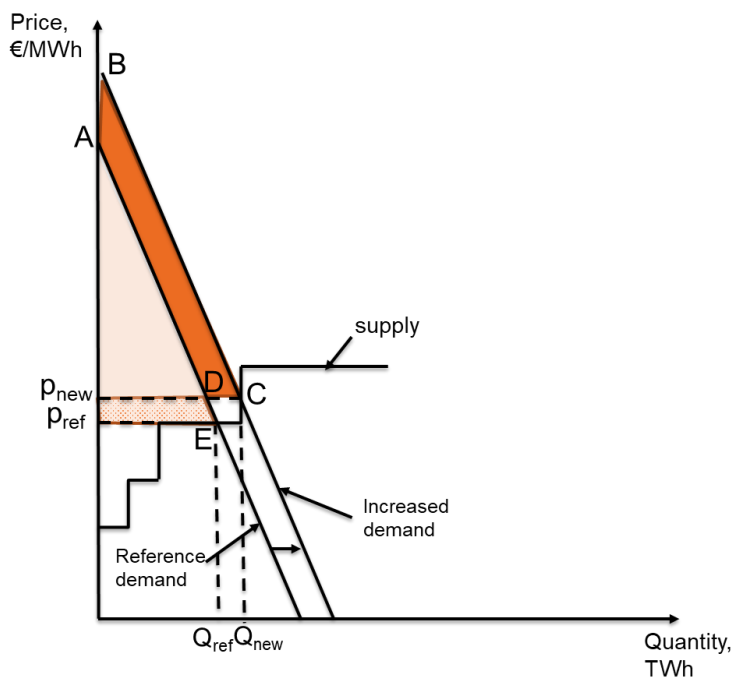
	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Leto
Referenčni scenarij													
AT-SI	43 %	31 %	36 %	57 %	52 %	56 %	72 %	32 %	44 %	47 %	87 %	69 %	52 %
IT-SI	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
SI-HR	38 %	25 %	38 %	84 %	75 %	78 %	100 %	0 %	15 %	18 %	100 %	75 %	54 %
SI-IT	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
+10 %													
AT-SI	46 %	33 %	38 %	59 %	54 %	58 %	75 %	35 %	47 %	51 %	91 %	72 %	55 %
IT-SI	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
SI-HR	38 %	25 %	38 %	84 %	75 %	78 %	100 %	0 %	15 %	18 %	100 %	75 %	54 %
SI-IT	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
-10 %													
AT-SI	41 %	29 %	34 %	55 %	51 %	54 %	70 %	29 %	40 %	43 %	83 %	65 %	49 %
IT-SI	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %

SI–HR	38 %	25 %	38 %	84 %	75 %	78 %	100 %	0 %	15 %	18 %	100 %	75 %	54 %
SI–IT	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	+20 %												
AT–SI	48 %	35 %	40 %	61 %	56 %	60 %	77 %	38 %	51 %	55 %	95 %	75 %	57 %
IT–SI	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
SI–HR	38 %	25 %	38 %	84 %	75 %	78 %	100 %	0 %	15 %	18 %	100 %	75 %	54 %
SI–IT	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	-20 %												
AT–SI	38 %	27 %	32 %	54 %	49 %	52 %	67 %	25 %	36 %	39 %	79 %	62 %	47 %
IT–SI	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
SI–HR	38 %	25 %	38 %	84 %	75 %	78 %	100 %	0 %	15 %	18 %	100 %	75 %	54 %
SI–IT	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	+20 % + večji sezonski nihaj												
AT–SI	42 %	30 %	35 %	56 %	51 %	55 %	70 %	45 %	59 %	66 %	100 %	82 %	57 %
IT–SI	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
SI–HR	38 %	25 %	38 %	84 %	75 %	78 %	100 %	0 %	15 %	25 %	92 %	75 %	54 %
SI–IT	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %

V Tabeli 15 je sprememba blaginje za različne udeležence trga glede na zadnji scenarij – po predpostavki 20-odstotnega povečanja povpraševanja in večjim sezonskim nihanjem, torej takrat, ko je sprememba cene za Sloveniji največja. Skupno povečanje blaginje je 131,1 milijonov EUR na leto, v glavnem zaradi povečanja koristi za odjemalce. Sprememba presežka na strani odjemalcev je sestavljena iz dveh delov, ko se povpraševanje povečuje: prvič, odjemalci, ki že odjemajo plin, utrpijo izgubo zaradi višjih cen, ki so posledica višjega povpraševanja; na drugi strani pa imajo novi odjemalci koristi zaradi dodatnih količin. V primerih, ko povpraševanje na kratek rok ni zelo ceno prilagodljivo (in to običajno velja za povpraševanje po plinu), prevlada drugi del in skupna korist odjemalcev se poveča kljub višjim cenam.

Ta sprememba presežka za odjemalce je prikazana na Sliki 12. V referenčnem scenariju je presežek na strani odjemalcev enak območju trikotnika $p_{ref}AE$. Povečanje povpraševanja prinaša višje ravnovesje cen in količin z novim presežkom na strani odjemalcev, ki je predstavljen s trikotnikom $p_{new}CB$. Čeprav je nekaj prvotnega presežka izgubljenega (predstavljeno s $p_{new}p_{ref}ED$ pikčastim območjem), se kompenzira s povečanjem, ki je enakovredno ABCD temno oranžnemu območju. Ta dodatna korist je večja, če je krivulja povpraševanja dovolj strma, tj. porabljene količine so dovolj neodvisne od sprememb cen, oziroma z drugimi besedami povedano, za povpraševanje je značilna nizka prilagodljivost cen (cenovna elastičnost). Predpostavljamo lahko, da je za kratkoročno povpraševanje po plinu značilna nizka prilagodljivost cen, zato ker prehod med plinom in drugimi energenti zahteva čas in vlaganja.

Slika 12: Sprememba presežka na strani odjemalcev zaradi povečanega povpraševanja



Drugi, vendar manjši del povečanja blaginje je povečanje prihodka operaterjev prenosnih sistemov. Večji del spremembe tega prihodka izhaja iz spremembe prihodka iz poslovanja zaradi večjih pretokov skozi povezovalne vode. Sprememba prihodkov iz dražb (0,01 milijona EUR) je zanemarljiva, ker plinovodi ne postanejo bolj zasedeni, kot so bili: kljub temu da AT–SI povezovalni vod postane zaseden februarja, zasedenost v tem mesecu (glej referenčni scenarij) izgine na povezovalnem vodu SI–HR.

Tabela 15: Sprememba blaginje v scenariju, ki predvideva 20-odstotno povišanje povpraševanja in večje sezonsko nihanje

Sprememba blaginje m €/leto	Neto presežek na strani odjemalcev	Presežek na strani proizvajalcev	Spremenjen prihodek iz poslovanja SSO	Dobiček arbitražnega skladiščenja	Neto prihodek kupcev na podlagi dolgoročnih pogodb	Spremenjen prihodek TSO	Spremenjen prihodek operaterjev UZP	Skupaj
SI	124,8	0,0	0,0	0,0	0,0	6,2	0,0	131,1
AT	-1,7	0,3	0,0	0,0	1,4	1,5	0,0	1,4
HR	-0,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2
HU	-2,0	0,3	0,0	-0,2	0,7	0,1	0,0	-1,1
IT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Skupaj regija	120,6	0,9	0,0	-0,2	2,1	7,8	0,0	131,1

5.5.2 Vpliv nerazpoložljivosti povezovalnega voda AT-SI

Ker je Slovenija odvisna od uvoza plina iz Avstrije v običajnih tržnih razmerah, je vredno proučiti, kaj se zgodi, če povezovalni vod AT–SI za določen čas ni na voljo. V scenarijih, ki so predstavljeni spodaj, je predvideno, da povezava ni razpoložljiva celoten januar. Prvič proučimo tržne rezultate, nato pa analiziramo tržno okolje, ki lahko omili negativne posledice. Med temi preračuni se domneva, da je

povratni tok na povezavi SI–HR delno omogočen; razpoložljiva zmogljivost iz Hrvaške v Slovenijo je 7,75 GWh/dan.

Slika 13 in Tabela 16 predstavljata tržne rezultate v januarja, če dobava preko AT–SI ni mogoča. Pretoki so preusmerjeni na povezavi IT–SI in HR–SI, ampak njuna mesečna zmogljivost 1,12 TWh ni dovolj, da se prepreči resno povišanje cen. V januarju se cena v Sloveniji zviša za skoraj 100 % (za 20,2 €/MWh). Tudi na Hrvaškem se cena rahlo zviša zaradi izgube tokov na povezovalnem vodu SI–HR.

Slika 13: Zvišanje cen v januarju, če povezovalni vod AT–SI ni na voljo (€/MWh)

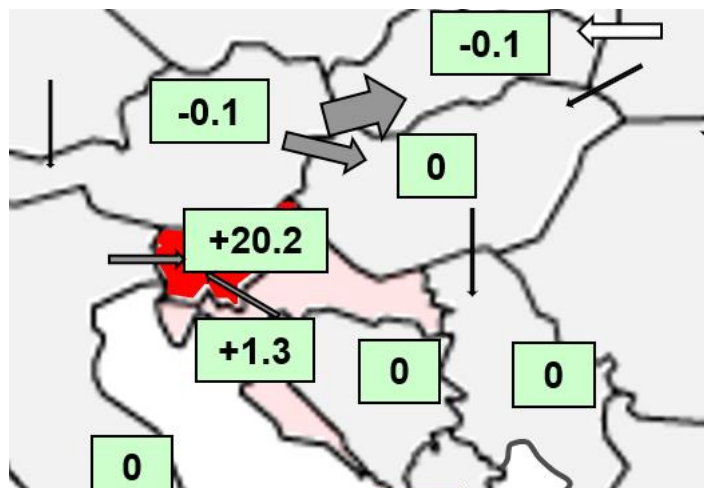


Tabela 16: Izkoriščenost slovenskih povezovalnih vodov, če povezava AT–SI ni na voljo

Povezava	Izkoriščenost v januarju	
	Referenčni scenarij	ni AT–SI
AT–SI	47 %	0 %
IT–SI	0 %	100 %
HR–SI	0 %	100 %
SI–HR	18 %	0 %
SI–IT	0 %	0 %

Kot je razvidno iz Tabele 17, se skupna socialna blaginja v Sloveniji znatno zniža (za 13,6 milijona EUR), če povezava AT–SI v januarju ni na voljo. Dobrobit za odjemalce se zmanjša za 23,7 milijona EUR, kar se delno kompenzira s povečanjem prihodka operaterjev prenosnih sistemov zaradi prihodkov iz dražb, ki izvirajo iz zasedenih povezovalnih vodov IT–SI in HR–SI.

Tabela 17: Spremembe v blaginji zaradi nerazpoložljivosti povezovalnega voda AT-SI

Sprememba blaginje m €/leto	Neto presežek na strani odjemalcev	Presežek na strani proizvajalcev	Spremenjen prihodek iz poslovanja SSO	Dobiček arbitražnega skladiščenja	Neto prihodek kupcev na podlagi dolgoročnih pogodb	Spremenjen prihodek TSO	Spremenjen prihodek operaterjev UZP	Skupaj
SI	-23,7	0,0	0,0	0,0	0,0	10,1	0,0	-13,6
AT	5,0	-0,6	0,0	-4,1	-1,8	1,1	0,0	-0,3
HR	-6,9	3,5	0,2	1,8	0,0	3,1	0,0	1,7
HU	-1,6	0,1	0,0	1,0	0,0	1,3	0,0	0,8
IT	4,3	-0,4	0,0	0,0	-3,8	9,5	0,0	9,6
Skupaj regija	-22,9	2,7	0,2	-1,4	-5,6	25,1	0,0	-1,9

Da bi analizirali nekatere dejavnike, ki bi lahko ublažili te negativne učinke, bomo proučili naslednje scenarije:

- Izgradnja povratnega toka SI–HR (165 GWh/dan je na voljo v obe smeri);
- Izgradnja povratnega toka SI–HR in terminala za UZP na Krku - z domnevo visoke (3 €/MWh) in nizke (1.5 €/MWh) tarife za ponovno uplinjanje;
- povečanje zmogljivosti na povezavi IT–SI do 47 GWh/dan;
- Izgradnja prve faze dvosmerne povezave HU–SI (8 GWh/dan).

Slika 14 prikazuje učinke cen na različne scenarije v januarju, s predvidevanjem, da povezovalni vod AT–SI ni na voljo cel mesec. V primerjavi z referenčnim primerom, predstavljenim zgoraj (+20,2 €/MWh), je povišanje cen bistveno nižje v vseh scenarijih. Obe sliki na vrhu kažeta, da bi nova povezava HR–SI sama po sebi omilila zvišanje cen v veliki meri, saj lahko dodatni tokovi iz Madžarske dosežejo Slovenijo skozi Hrvaško. Hrvaški terminal za UZP ni uporabljen, če predvidevamo visoke tarife za ponovno uplinjanje, tako da ta scenarij daje enake rezultate kot scenarij s samo povratnimi tokovi. Z nizkimi tarifami za ponovno uplinjanje Hrvaška in Slovenija dobivata plin iz terminala namesto Madžarske. V tem primeru je 0,43 TWh plina dobavljeno Sloveniji iz Hrvaške in 0,88 TWh iz Italije, kar omogoča bolj umirjeno rast cen na slovenskem trgu.

Tretja slika kaže, da lahko razširitev zmogljivosti povezovalnega voda IT–SI skoraj v celoti omili učinek povišanja cen. Če je zgrajena prva faza povezovalnega voda HU–SI, se v januarju v celoti uporabljajo povezovalni vod IT-SI, HR-SI in HU–SI, vendar je zvišanje veleprodajne cene še vedno veliko (+7,1 €/MWh) zaradi omejitev zmogljivosti.

Slika 14: Učinek cen v januarju v različnih scenarijih, ko povezovalni vod AT-SI ni na voljo (€/MWh)

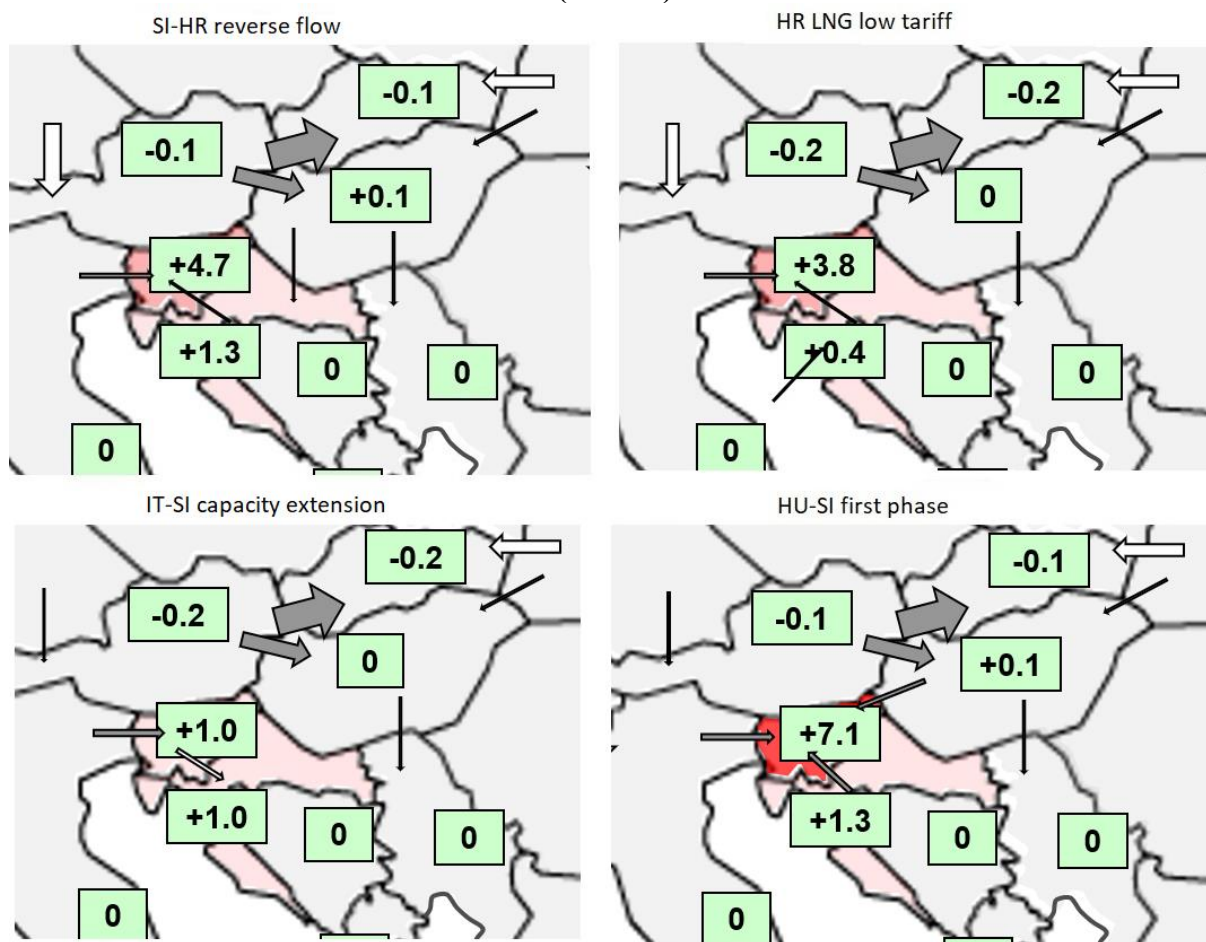


Tabela 18: Izkoriščenost plinovodov v različnih scenarijih v januarju

Povezava	Izkoriščenost v januarju				
	Brez AT-SI	brez AT-SI + SI-HR povratni tok	brez AT-SI + SI-HR povratni tok + HR UZP nizka tarifa	brez AT-SI + IT-SI razširitev	brez AT-SI + HU-SI
AT-SI	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
IT-SI	100 %	100 %	100 %	90 %	100 %
SI-HR	0 %	0 %	0 %	15 %	0 %
SI-IT	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
SI-HR2		0 %	0 %		
HR-SI	100 %*	8 %**	8 %**	100 %*	100 %*
HR UZP		0 %	11 %		
HU-HR	6 %	13 %	0 %	0 %	6 %
SI-HU					0 %
HU-SI					100 %

*z zmogljivostjo 7,75 GWh/dan

**z zmogljivostjo 165 GWh/dan

5.5.3 Vpliv terminala za UZP na Krku z omogočenim povratnim tokom na povezovalnem vodu SI-HR

V tem scenariju smo analizirali učinke načrtovanega terminala za UZP na Hrvaškem in z njim povezan povezovalni vod HR-SI v normalnih tržnih okoliščinah. Scenarij je bil preračunan z visoko (3 €/MWh) in nizko tarifo (1,5 €/MWh) za ponovno uplinjanje. Predpostavke o infrastrukturi so enake kot zgoraj (glej Tabelo 8). Če so tarife visoke, ni toka iz terminala v plinovodni sistem, kar daje enak rezultat kot v referenčnem scenariju.

Slika 15 in Tabela 19 prikazujeta tržne rezultate ob predpostavki nizkih tarif. Vidimo lahko, da tudi če se terminal za UZP uporablja (letna izkoriščenost je 20 %), UZP ne zapusti Hrvaške in cene se le malo znižajo tudi na Hrvaškem. Kljub temu pa ima terminal za UZP pomemben vpliv na izkoriščenost slovenskih plinovodov. Zaradi tokov UZP na Hrvaško se hrvaški tranzit skozi Slovenijo znižuje, kar vodi v manjšo izkoriščenost obeh povezovalnih vodov – AT-SI in SI-HR v primerjavi z referenčnim scenarijem.

Slika 15: Letna povprečna sprememba cene zaradi hrvaškega terminala za UZP in povezovalnega voda SI-HR (€/MWh)

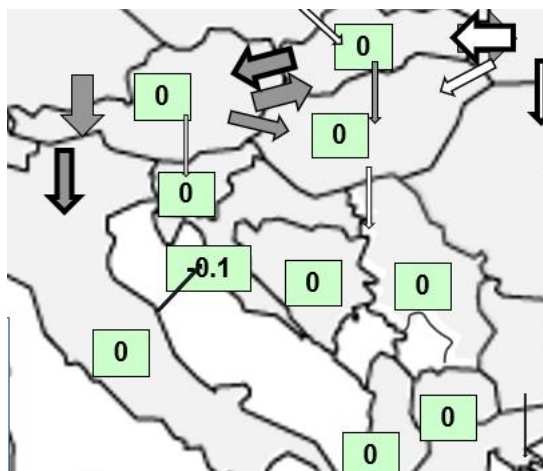


Tabela 19: Izkoriščenost infrastrukture s terminalom na Krku in povratnim tokom SI-HR

Infrastruktura	Letna izkoriščenost v referenčnem scenariju	Letna izkoriščenost v analiziranem scenariju
AT-SI	52 %	33 %
IT-SI	0 %	0 %
SI-HR	54 %	13 %
SI-IT	0 %	0 %
SI-HR2		0 %
HR-SI		0 %
HR UZP		20%

Ker UZP iz Hrvaške ne doseže slovenskega trga, socialna blaginja ni velika. Edina merljiva sprememba v blaginji za Slovenijo je zmanjšanje prihodka operaterja prenosnega Sistema zaradi izgubljenega hrvaškega tranzita, ki se nadomesti s plinom iz terminala za UZP.

Tabela 20: Koristni učinki terminala za UZP in povratnega toka na povezavi HR-SI

Sprememba blaginje m €/leto	Neto presežek na strani odjemalcev	Presežek na strani proizvajalcev	Spremenjen prihodek iz poslovanja SSO	Dobiček arbitražnega skladiščenja	Neto prihodek kupcev na podlagi dolgoročnih pogodb	Spremenjen prihodek TSO	Spremenjen prihodek operaterjev UZP	Skupaj
SI	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-6,4	0,0	-6,2
AT	1,4	-0,2	0,0	0,0	-1,1	-11,5	0,0	-11,4
HR	3,8	-2,5	0,0	0,7	0,0	-9,4	11,2	3,9
HU	1,6	-0,2	0,0	0,1	-0,5	0,0	0,0	0,9
IT	0,0	0,0	0,0	0,0	-3,2	-5,1	0,0	-8,3
Skupaj regija	6,9	-2,9	0,0	0,8	-4,8	-32,5	11,2	-21,2

5.5.4 Vpliv povišanja slovenskih tarif

V tem poglavju so analizirani vplivi zvišanja tarif v Sloveniji. Vse ostale tarife ostanejo enake kot v referenčnem scenariju, slovenske vstopne in izstopne tarife pa so za 10 % in 20 % višje od ravni, ki so prikazane v Tabeli 9.

Slika 16 in Tabela 21 razkrivata, da niti 20-odstotno zvišanje tarif nima pomembnega učinka na tržne rezultate. Rahlo znižanje izkoriščenosti plinovoda spremlja zanemarljiv dvig cen na trgu. Zaradi nizke prilagodljivosti povpraševanja po plinu tudi tranzitni tokovi niso bistveno prizadeti zaradi povišanja tarif. Hrvaški uvoz iz Slovenije bi se po ocenah zmanjšal le za okoli 0,5 %

Slika 16: Cenovni učinek povišanja tarif

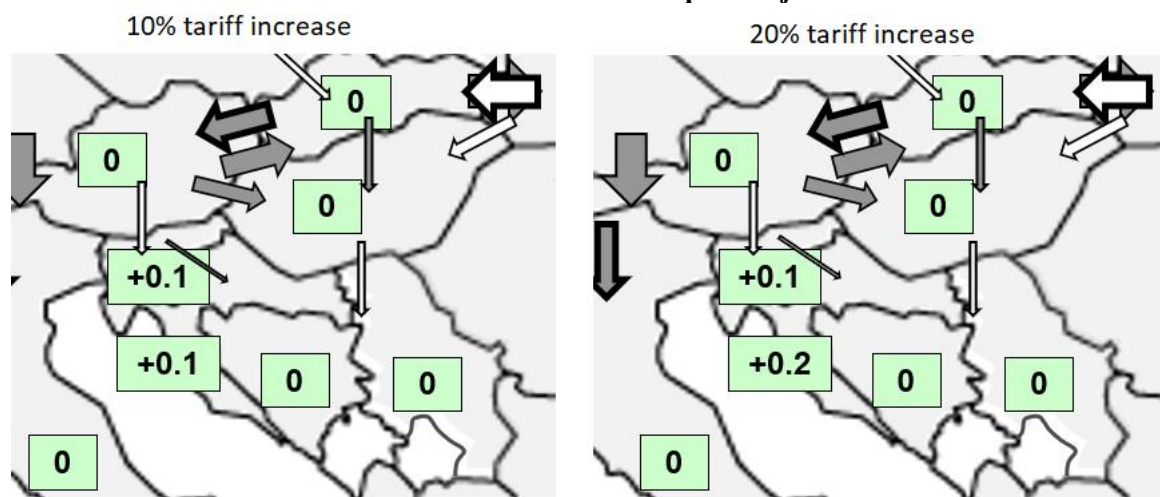


Tabela 21: Sprememba izkoriščenosti povezovalnega voda zaradi povišanja tarif

Infrastruktura	Letna izkoriščenost		
	Referenčni scenarij	+10 %	+20 %
AT-SI	52,0 %	51,9 %	51,9 %
IT-SI	0,0 %	0,0 %	0,0 %
SI-HR	53,6 %	53,5 %	53,3 %
SI-IT	0,0 %	0,0 %	0,0 %

Sprememba blaginje je tudi v tem scenariju zanemarljiva (glej Tabela 22). V skladu s spremembo cene in izkoriščenosti omrežja se koristi za slovenske odjemalce nekoliko zmanjšajo, medtem ko se prihodek operaterja prenosnega sistema malo zviša zaradi višjih tarif.

Tabela 22: Spremembe koristi zaradi 20-odstotnega zvišanja tarif

Sprememba blaginje m €/leto	Neto presežek na strani odjemalcev	Presežek na strani proizvajalcev	Spremenjen prihodek iz poslovanja SSO	Dobiček arbitražnega skladiščenja	Neto prihodek kupcev na podlagi dolgoročnih pogodb	Spremenjen prihodek TSO	Spremenjen prihodek operaterjev UZP	Skupaj
SI	-1,2	0,0	0,0	0,0	0,1	3,2	0,0	2,1
AT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HR	-6,1	4,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	-2,2
HU	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Skupaj regija	-7,3	4,0	0,0	0,0	0,1	3,1	0,0	-0,2

5.5.5 Vpliv povezovalnega voda SI – HU (prva faza)

Ta scenarij proučuje potencialni učinek prve faze dvosmernega povezovalnega voda HU–SI (infrastrukturalne predpostavke so povzete v Tabeli 9). Tako kot v referenčnem scenariju je razlika v ceni med Madžarsko in Slovenijo višja od predvidene tarife na povezavi, pričakuje pa se, da bo plinovod izkoriščen v smeri SI–HU. Rezultati so predstavljeni v Sliki 17 in Tabeli 23. Čeprav je povezovalni vod popolnoma izkoriščen, prenesena količina 1,9 TWh ni dovolj za primerljivo spremembo cen. Izkoriščenost povezovalnega voda AT–SI se rahlo poveča zaradi tranzitnih tokov proti Madžarski. Posledično se koristi za odjemalce v zadevnih državah bistveno ne spremenijo, koristi se spremenijo samo zaradi spremenjenega prihodka operaterja prenosnega sistema.

Slika 17: Cenovni učinek povezovalnega voda SI–HU

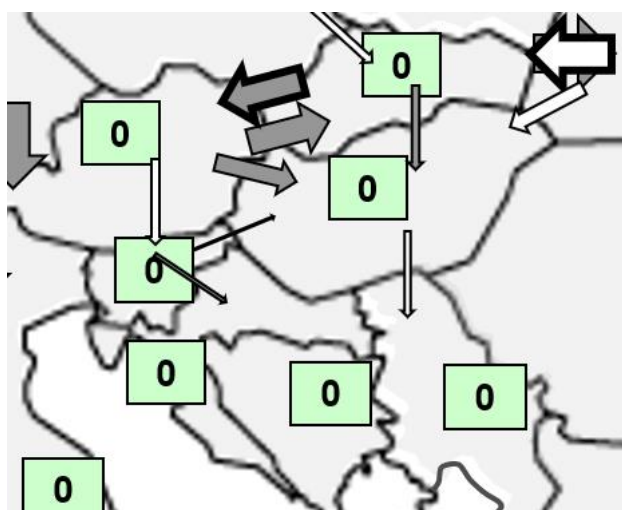


Table 23: Sprememba izkoriščenosti povezovalnih vodov, če je zgrajen povezovalni vod SI-HU

Infrastruktura	Letna izkoriščenost	Letna izkoriščenost
AT-SI	52 %	57 %
IT-SI	0 %	0 %
SI-HR	54 %	54 %
SI-IT	0 %	0 %
SI-HU		100 %
HU-SI		0 %

Table 24: Spremembe blaginje zaradi povezovalnega voda SI-HU

Sprememba blaginje m €/leto	Neto presežek na strani odjemalcev	Presežek na strani proizvajalcev	Spremenjen prihodek iz poslovanja SSO	Dobiček arbitražnega skladiščenja	Neto prihodek kupcev na podlagi dolgoročnih pogodb	Spremenjen prihodek TSO	Spremenjen prihodek operaterjev UZP	Skupaj
SI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	2,0
AT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,8
HR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HU	0,0	0,0	-0,4	0,0	0,0	-0,8	0,0	-1,1
IT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Skupaj regija	0,0	0,0	-0,4	0,0	0,0	2,1	0,0	1,7

6 ZAKLJUČKI

Glede na parametre, določene z AGTM, slovenski trg z zemeljskim plinom ne dosega visoke ravni, in čeprav nima delujočega preglednega organiziranega trga, so pogoji za konkurenčen veleprodajni trg izpolnjeni. Slovenija meji na dva najrazvitejša trga v regiji, kar omogoča slovenskim trgovcem, da dobavljajo svojim kupcem plin po cenah, oblikovanih na podlagi konkurence, pri čemer se tudi vidi konvergenco cen. Če Slovenija omogoči uvoz plina tudi iz Hrvaške, bo to odprlo pot dodatni diverzifikaciji. Slovensko-madžarski povezovalni vod bo omogočil Sloveniji dostop do novih virov plina, ko bo začela obratovati povezava med Madžarsko in Romunijo. Uspešnost ali neuspešnost teh projektov, na katere pa Slovenija nima odločilnega vpliva, bo močno vplivala na to, kako bo izgledal in deloval slovenski veleprodajni trg.

Slovenski veleprodajni trg je zelo koncentriran in prevladujoč udeleženec trga je vstopil v novo dolgoročno pogodbo z Rusijo. Kljub temu pa deležniki niso zaskrbljene zaradi morebitnih ovir za trgovanje ne le z nosilcem dolgoročnih pogodb. Čeprav ima družba Geoplin velik portfelj dolgoročnih pogodb glede na porabo v Sloveniji, je regionalni udeleženec trga in se sooča s konkurenčnim pritiskom. V današnjih tržnih razmerah velike količine dolgoročnih pogodb niso očiten znak tržne moči, ki bi lahko povzročila neupravičeno visoke cene za odjemalce. Nosilec dolgoročnih pogodb lahko zlahka izgubi svoje stranke, če se ne more odzvati na gibanje cen.

Slovenski trgovci-shipperji plina niso prisiljeni plačevati nesorazmerno visokih tarif za uvoz plina v državo po obstoječih povezovalnih točkah z Italijo in Avstrijo. Vprašanje tarif lahko postane pomembno, vendar je videti, da obstaja nekakšna »konkurenca med tarifami« med operaterji prenosnih sistemov za tranzitne tokove. Spremembe fizičnih pretokov zemeljskega plina med državami članicami bodo po pričakovanjih v postopku usklajevanja s TAR NC privedle tudi do prilagoditev tarifnih postavk v državah članicah.

Slovenija je veliko bolj povezana s cenejšim avstrijskim trgom kot z italijanskim, ki pomeni njegovo konkurenco, pa vendar italijanski trg postaja pomemben zaradi več dejavnikov, ki bodo po pričakovanjih povečale njegovo tržno zanimivost. Gradnja plinovoda TAP bo omogočila Sloveniji diverzificirati svoj uvoz s plinom iz Azerbajdžana po trenutno zelo malo uporabljeni italijansko-slovenski povezovalni točki, pa ne le to, pojav novih 10 mrd Sm^3 plina bo po vsej verjetnosti prispeval k likvidnosti italijanskega vozlišča, kar bo prineslo še dodatne koristi.

Ruska strategija vnaprejšnjega zapiranja (foreclosure) trga bo lahko povzročila zmanjšane priložnosti za sprotno trgovanje (spot) na avstrijskem trgu in prispevala k ohranitvi cenovnih razlik med zahodnimi državami in državami srednje-južno-vzhodne regije. Poleg tega obstaja tveganje, da se likvidnost nekoliko zniža na CEGH, ko bodo ruske dolgoročne pogodbe pretekle, vse to pa podkrepljuje pomembnost italijanskega trga za Slovenijo v prihodnje.

Ključno vprašanje za Slovenijo je, ali potrebuje kakršnokoli dodatno združevanje trga, da bi pridobila koristi z regionalno implementacijo pravil iz tretjega svežnja in iz svoje ugodne geografske lege. Menimo, da bi se delovanje konkurenčnega trga lahko še precej izboljšalo z napredujočo implementacijo omrežnih kodeksov in uresničevanjem veljavne okvirne zakonodaje (ki je tudi že model združitve trga).

Edina študija o integraciji trga v regiji, ki vključuje tudi Slovenijo in jo je objavil E-Control, obravnava kot mogoč cilj popolno zlitje trga, kar bi lahko zmanjšalo neučinkovitosti na trgu in spodbudilo trgovanje. Vendar bi ta možnost povzročila precejšnje dodatno breme za operaterje prenosnih sistemov in regulatorje, in to v finančnem in administrativnem pomenu, zadnje izvira iz potrebe po višji stopnji koordinacije in harmonizacije. Pričakujemo, da se bodo stroški operaterja prenosnih sistemov v prihodnje povečali, obstaja tveganje, da bi v prihodnje tarife postale manj pregledne in ne bi tako dobro odražale stroškov, pri tem pa bi naložbe v nove dodatne zmogljivosti postale manj odvisne od potreb trga (less market-driven). Alternativa kompenzacijskemu mehanizmu za delitev dohodkov med operaterji (inter-TSO compensations), skupaj z intenzivnim sodelovanjem in načrtovanjem naložb v omrežje, bi bilo oblikovanje skupnega operaterja prenosnega sistema za povečano območje trga, vendar bi bilo to mogoče le s politično podporo na najvišji ravni pri vseh vključenih državah.

Sloveniji bi lahko koristilo zlitje trga ali trgovalna regija z Italijo in Avstrijo, s čimer bi pridobila dostop do bolj likvidnih vozlišč, ki bi nastala z združitvijo italijanske in avstrijske virtualne trgovalne točke. Vendar imajo slovenski trgovci že možnost, da izkoriščajo priložnosti, ki jih ponujajo produkti in storitve na teh vozliščih.

Kopičenje zmogljivosti (capacity hoarding), pogodbeni prezasedenost in nalaganje tarif so problemi, ki jih uspešno rešujejo zlitja trgov in trgovalne regije, vendar to trenutno niso težave za Slovenijo. Če se bodo v prihodnosti pojavljale fizične prezasedenosti, bo potrebna združitev trga, ki bo omogočala prerazporejanje (re-dispatch) in s tem popolno konvergenco cen. Taka združitev bi morala vključiti Italijo in Avstrijo, oba trga, iz katerih je mogoče dobavljati plin v Slovenijo. Toda razlike v veleprodajnih cenah in razpoložljive čezmejne prenosne zmogljivosti med njima so razlogi, da sta Italija in Avstrija le malo verjetno pripravljene povsem združiti trg brez ovir, s čimer bi omogočili tudi popolno konvergenco cen.

Če se pa takšna združitev le zgodi, bi se ji Slovenija lahko pridružila kot satelit, vendar bi to lahko veljalo le do takrat, ko bo razen iz Italije in Avstrije mogoče v Slovenijo uvažati pomembnejše količine plina tudi iz drugih držav. Koristi, ki jih prinaša diverzifikacija dobavnih virov plina, presega koristi, ki bi jih prinesel status satelita združenemu italijansko-avstrijskemu trgu.

Spajanje trgov je lahko smiselna razvojna pot za nadaljnjo obravnavo, saj lahko poveča likvidnost trga. Stroški in kompleksnost implementacije razširjenih produktov sta omejeni, vendar je omejena tudi korist, ki jo ta možnost prinaša, saj kopičenje zmogljivosti in pogodbeni prezasedenost nista glavni oviri na slovenskih povezovalnih točkah.

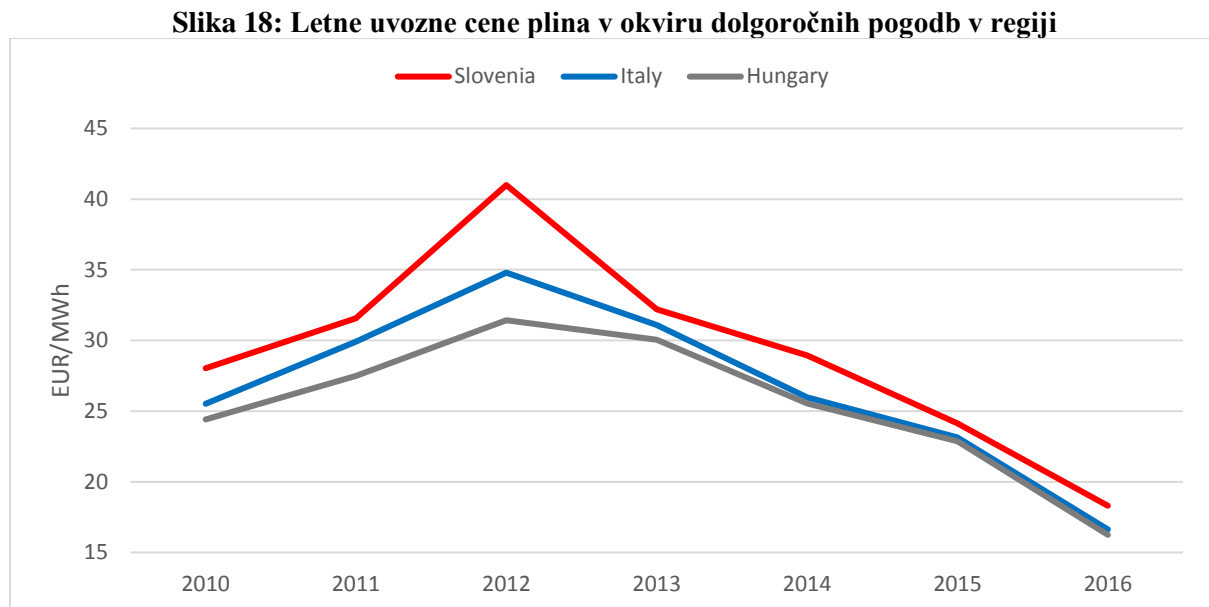
Popolno izvajanje kodeksov omrežja, še posebej tistih, ki se nanašajo na dodeljevanje zmogljivosti in upravljanje prezasedenosti, zahteva ogromno prizadevanja operaterjev prenosnih sistemov in regulatorjev, ki se morajo omejiti na izdelavo in uvedbo dodatnih ukrepov za izboljšanje delovanja trga. Učinkovita izraba omejenih regulativnih virov zahteva prednostno razvrstitev različnih politik. Teoretično lahko spajanje trga poveča učinkovitost delovanja trga, vendar lahko eksplicitno dodeljevanje zmogljivosti z zadostno količino kratkoročnih zmogljivosti prinese približno enake koristi v smislu konvergence cen in povezovanja trgov brez tveganj zaradi pomanjkanja izkušenj z implicitnim dodeljevanjem zmogljivosti na trgih z zemeljskim plinom.

PRILOGA I: DINAMIKA REGIONALNIH CEN PLINA

V tej prilogi predstavljamo dinamiko regionalnih cen plina zadnjih nekaj let v Sloveniji in sosednjih državah. Analiza temelji na podatkih o uvoznih cenah plina, objavljenih v četrtletnih poročilih Evropske komisije o zemeljskem plinu (EU quarterly), ki prikazuje ceno na enoto različnih virov plina za posamezno državo. V primeru Slovenije je na voljo samo cena iz dolgoročne pogodbe z Rusijo. Prav tako so v tem poročilu predstavljene cene za italijanska in avstrijska vozlišča, vendar so zaradi doslednosti v glavnem primerjane cene iz dolgoročnih pogodb v regiji.

6.1 PRIMERJAVA REGIONALNIH CEN PLINA IZ DOLGOROČNIH POGODB

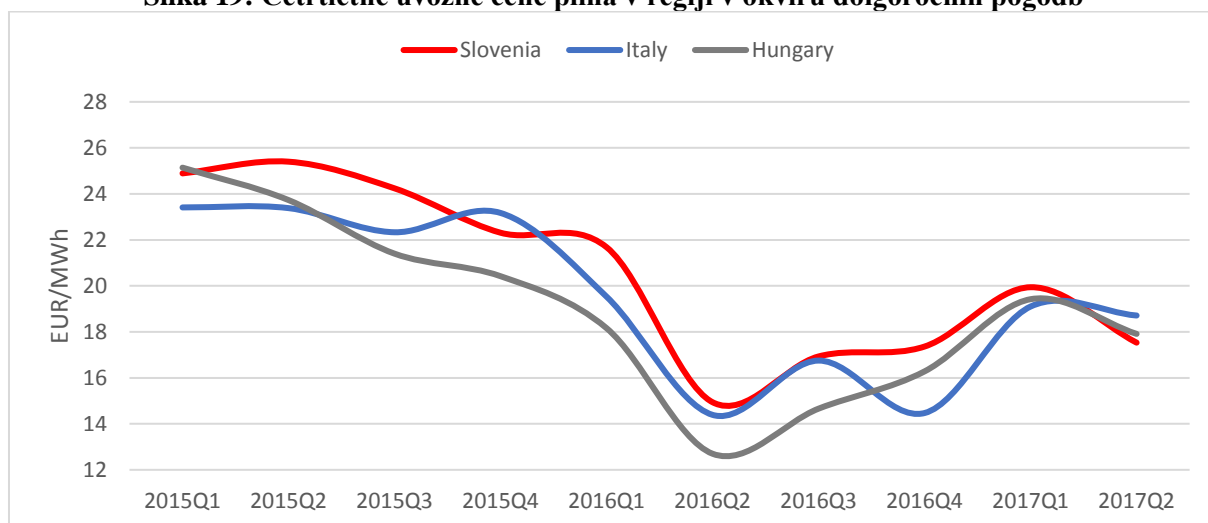
Slika 18 prikazuje, da so bile med letoma 2010 in 2016 cene iz slovenskih dolgoročnih pogodb najvišje v regiji. V 2010 je bila razlika med ceno na Madžarskem in v Sloveniji približno 5 EUR/MWh, do leta 2012 pa se je povišala na skoraj 10 EUR/MWh. Od 2012 so cene konvergirale, kar se kaže v občutnem znižanju cen v Sloveniji.



Vira: EU Quarterly Report, Eurostat

Za bolj podrobno analizo na Sliki 19 predstavljamo gibanje četrtletnih cen iz dolgoročnih pogodb med Q1 2015 in Q2 2017. Slovenski uvoz plina se je v letu 2017 še pocenil. Medtem ko je bila v vseh četrtletjih med Q1 2015 in Q4 2016 slovenska cena najvišja, je bila v Q1 2017 skoraj na enaki ravni kot na Madžarskem in Italiji. V naslednjem četrtletju pa je bila v Sloveniji cena iz dolgoročne pogodbe že najnižja v regiji.

Slika 19: Četrtnete uvozne cene plina v regiji v okviru dolgoročnih pogodb



Vir: EU Quarterly Report

Kot je že bilo omenjeno, lahko bližina avstrijskega CEGH in italijanskega PSV slovenskemu trgu ponudi alternativne in potencialno cenejše vire. Poleg tega, ker je neizkoriščen precejšen del italijanskih zmogljivosti za ponovno uplinjanje UNP, je mogoče uvažati plin iz teh terminalov tudi na podlagi dolgoročnih pogodb ali sprotne trgovanju. Zemeljski plin je mogoče kupiti tudi na najbolj likvidnem evropskem vozlišču, tj. TTF, in ga pripeljati v Slovenijo. Proučili smo konkurenčnost vseh teh virov glede na cene iz slovenskih dolgoročnih pogodb v letu 2016.

V 2016 je bila glede na podatke letna povprečna cena iz dolgoročnih pogodb v Sloveniji 18,30 EUR/MWh. EU quarterly je bil uporabljen tudi za podatke o cenah alternativnih virov, prav tako pa tudi lastna ocena REKK vstopno-izstopnih tarif na zadevnih povezovalnih vodih (interkonektorjih) za izračun stroškov prenosa. Tabela 25 prikazuje cene plina, ki je na voljo iz različnih virov, vključno s stroški prenosa.

Tabela 25: Ocenjeni stroški alternativnih virov plina

Vir	Prenosna smer	Izračunana cena v 2016 (EUR/MWh)
Slovenska dolgoročna pogodba	nedoločena (stroški so določeni na meji)	18,30
CEGH (avstrijsko vozlišče)	AT-SI	15,84
PSV (italijansko vozlišče)	IT-SI	17,13
Italijanski UZP	IT-SI	15,30
TTF	NL-DE-AT-SI	17,40

Vir: Izračun REKK

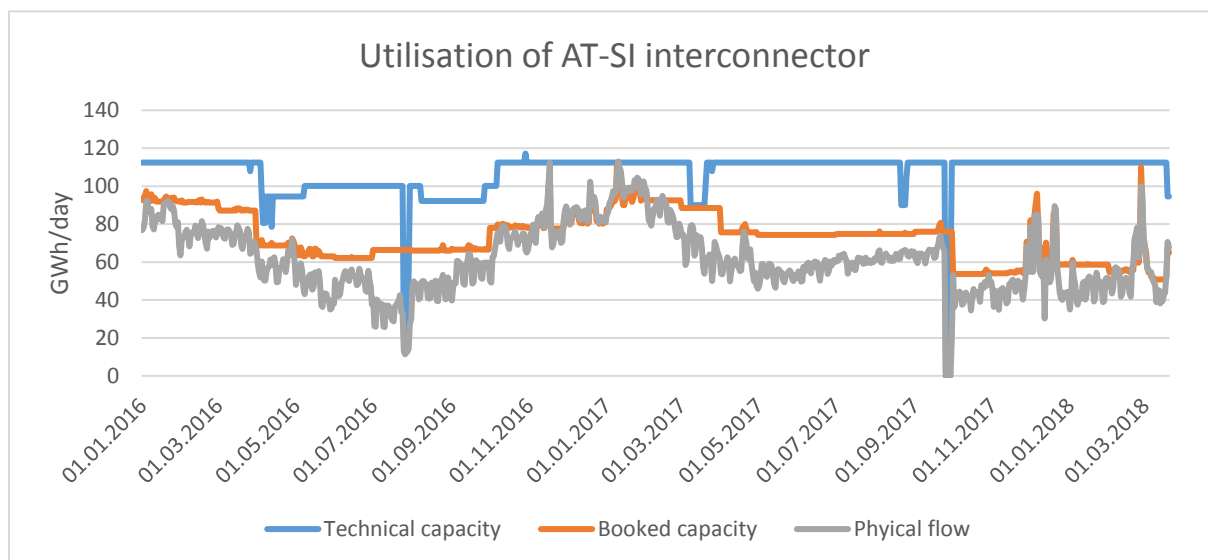
V 2016 je bila za Slovenijo ruska dolgoročna pogodba nedvomno najdražji vir plina; za 1 EUR/MWh je bil dražji kot najdražji alternativni vir. Glede na podatke iz tabele bi bilo v letu 2016 najceneje uvažati UZP preko italijanskih terminalov za 15,30 EUR/MWh. Sledi nakup plina na dveh sosednjih vozliščih, CEGH in PSV. Zanimivo je dejstvo, da je tudi nakup plina na TTF cenejša alternativa kot veljavna dolgoročna pogodba ob upoštevanju poti Nizozemska-Nemčija-Avstrija-Slovenija. Plinovod med Nemčijo in Avstrijo je običajno prezaseden, zato v izračun ni vključen. V naslednjem poglavju bolj

podrobno ocenjujemo izvedljivost in konkurenčnost nakupa plina na avstrijskem in italijanskem vozlišču ali preko italijanskih terminalov za UZP.

6.2 IZKORIŠČENOST POVEZOVALNEGA VODA AT-SI

V letu 2016 je bila povprečna cena plina 15,84 EUR/MWh, medtem ko je bila cena iz slovenske dolgoročne pogodbe 18,30 EUR/MWh. Ker sta Avstrija in Slovenija povezani, je nakup plina na avstrijskem trgu enostaven. Vendar pa pot, na katero je vezana dolgoročna pogodba, poteka skozi slovensko-avstrijski povezovalni vod, kar teoretično lahko ovira trgovanje. Pojavi se lahko fizična prezasedenost, tako da prevoz količin po pogodbi »vzemi ali pusti« (ToP) ne pušča dovolj proste zmogljivosti za doseganje konvergence veleprodajnih cen na teh dveh trgih. Prav tako pa se lahko pojavi pogodbeno prezasedenost, če je v plinovodu velika količina rezervirane, a neizkoriščene zmogljivosti. Za proučitev teh vprašanj Slika 20 prikazuje tehnično zmogljivost, rezervirano zmogljivost in fizične pretoke med 1. januarjem 2016 in 20. marcem 2018.

Slika 20: Izkoriščenost povezovalnega voda med Avstrijo in Slovenijo med 2016 in 2018



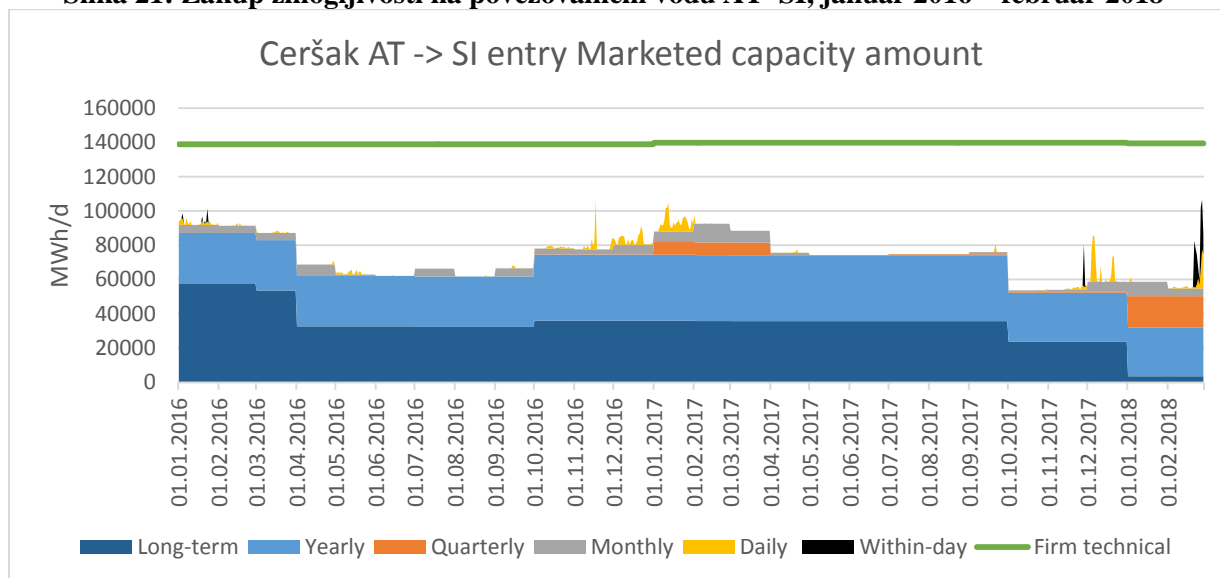
Vir: Platforma za pregled podatkov ENTSO-G

Rezultati so nekoliko presenetljivi glede na dejstvo, da je cena na avstrijskem vozlišču precej nižja od tiste iz dolgoročne pogodbe.⁶⁶ Avstrijsko-slovenski povezovalni vod ni bil v opazovanem času niti fizično niti pogodbeno prezaseden. Čeprav je povezovalni vod na splošno zelo izkoriščen, stopnja izkoriščenosti je okoli 60 %, je samo v 1. četrtletju (Q1) 2017 fizični pretok dosegel tehnično omejitev, pa še to samo nekaj dni. Bilo pa je več daljših obdobj, ko so rezervirane zmogljivosti bile višje od stopnje izkoriščenosti, ampak še vedno močno pod tehnično zmogljivostjo. To pomeni, da pogodbeno prezasedenost uporabe plinovoda ni ovirala.

⁶⁶ Kot je omenjeno v poglavju 2.4.1, se Geoplina med posvetovanjem z deležniki ni strinjal s to trditvijo.

Z namenom, da dobimo jasnejšo sliko konkurence na veleprodajnem trgu pri dobavi plina iz Avstrije, smo analizirali deleže letne, mesečne, dnevne in znotraj-dnevnega zakupa zmogljivost, za podlago smo uporabili dnevne podatke s platforme PRISMA v obdobju od januarja 2016 do februarja 2018. Med razlogi za to analizo je tudi to, da trgovci, ki opazijo priložnosti, ki izvirajo iz cenovnih gibanj na vozlišču CEGH, lahko izkoristijo kratkoročen uvoz plina z uporabo razpoložljivih zmogljivosti. Raven, do katere so bile zmogljivosti zakupljene, kaže Slika 21. Pri tem je pomembno, da na platformi PRISMA ni razpoložljivih podatkov o zakupih za obdobje, daljše od enega leta. Groba ocena tega podatka temelji na podatkih Plinovodov⁶⁷. Delež dolgoročno zakupljenih zmogljivosti se je znižal na obrobno raven do leta 2018. Od 1. januarja 2018 je zelo jasno viden prehod od dolgoročnih do kratkoročnih produktov.⁶⁸

Slika 21: Zakup zmogljivosti na povezovalnem vodu AT-SI, januar 2016 – februar 2018



Vira: PRISMA, Plinovodi

V naslednji analizi se ne oziramo na obstoječe dolgoročne zmogljivosti, temveč se usmerjamo na strukturo zakupa objavljenih razpoložljivih zmogljivosti. Več kot 90 % vseh zakupov v tem obdobju je bilo letnih produktov, le 2 % dnevnih ali znotraj-dnevnih. Uporaba kratkoročnih⁶⁹ zmogljivosti kaže zelo sezonsko gibanje, saj so zelo skoncentrirane na zimsko obdobje. Skoraj vsi dnevni in znotraj-dnevni zakupi so se zgodili pozimi, prav tako tudi večina mesečnih in kvartalnih produktov. To kaže, da udeleženci trga kupujejo kratkoročne zmogljivosti samo, kadar nastopi presežek povpraševanja po plinu, vendar tega ne upoštevajo kot pasovno porabo. Visok delež letnih zakupov je v skladu s strukturo slovenskega trga, v katerem prevladujejo industrijski odjemalci s pasovnim odjemnim profilom.

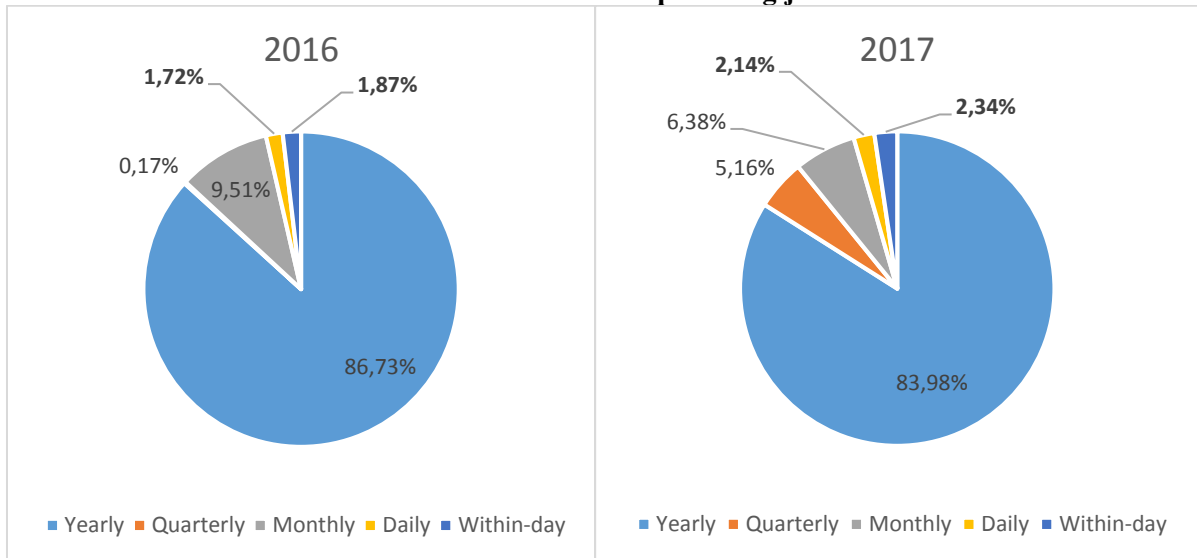
Slika kaže jasno povečanje deleža kratkoročnih zakupov zmogljivosti od leta 2016 (13,3 %) do leta 2017 (16,0 %). Slika 23 potrjuje, da so odigrali kratkoročni zakupi zmogljivosti pomembnejšo vlogo v zimskih mesecih 2016/2017 z deležem 32 %. Delež najbolj prožnih produktov, to so dnevni in znotraj-dnevni produkti, je ostal zelo nizek, okoli 4,5 % v celem letu in okoli 9 % v zimskih mesecih.

⁶⁷ Dolgoročni zakupi = tehnična zmogljivost (podatki Plinovodov) – zakup na platformi PRISMA – razpoložljive zmogljivosti (podatki Plinovodov)

⁶⁸ Čeprav je mogoče, da bo novo dolgoročno pogodbo z Rusijo spremljala ponovna vzpostavitev dolgoročnih rezervacij.

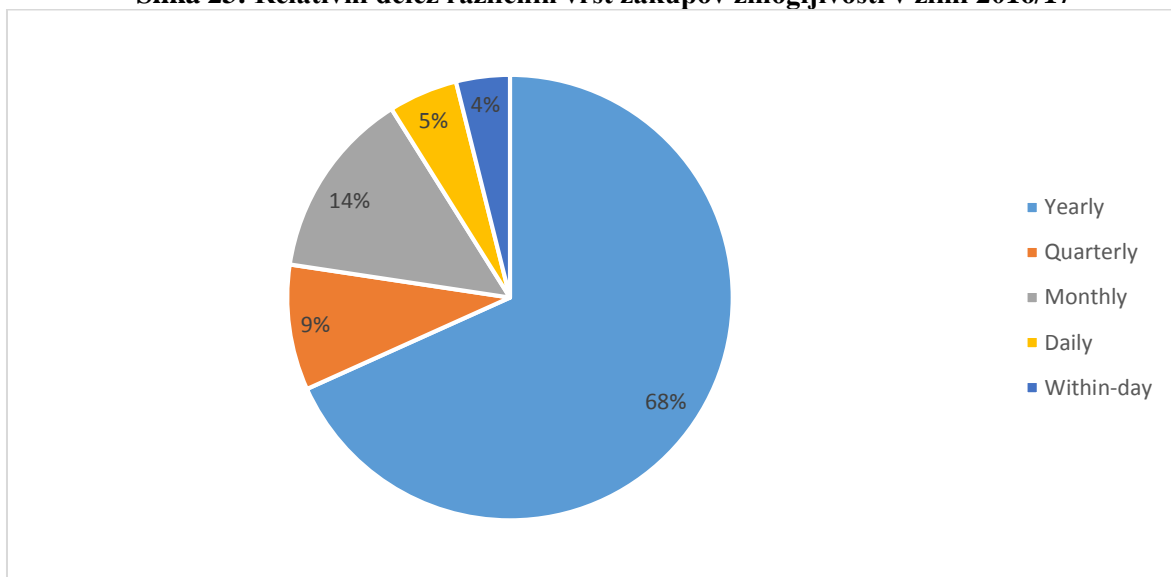
⁶⁹ Četrtni, mesečni, dnevni in znotraj-dnevni zakupi

Slika 22: Relativni delež različnih vrst zakupov zmogljivosti v letih 2016 in 2017



Vir: PRISMA

Slika 23: Relativni delež različnih vrst zakupov zmogljivosti v zimi 2016/17*



*December 2016 – Februar 2017

Vir: PRISMA

Kljub nizkim relativnim ravnom lahko vidimo oster dvig absolutnih količin zakupljenih kratkoročnih zmogljivosti. Ker pa so te pogostejše pozimi, predstavljamo njihov razvoj v tem obdobju v Tabeli 26. Tabela 27 kaže prispevek dnevnih in znotraj-dnevnih zmogljivosti k skupnemu povečanju.

Tabela 26: Skupne kratkoročne zakupljene zmogljivosti (MWh/d)

Zima 2015/16	Zima 2016/17	Zima 2017/18
337,835	1,535,966	2,207,214

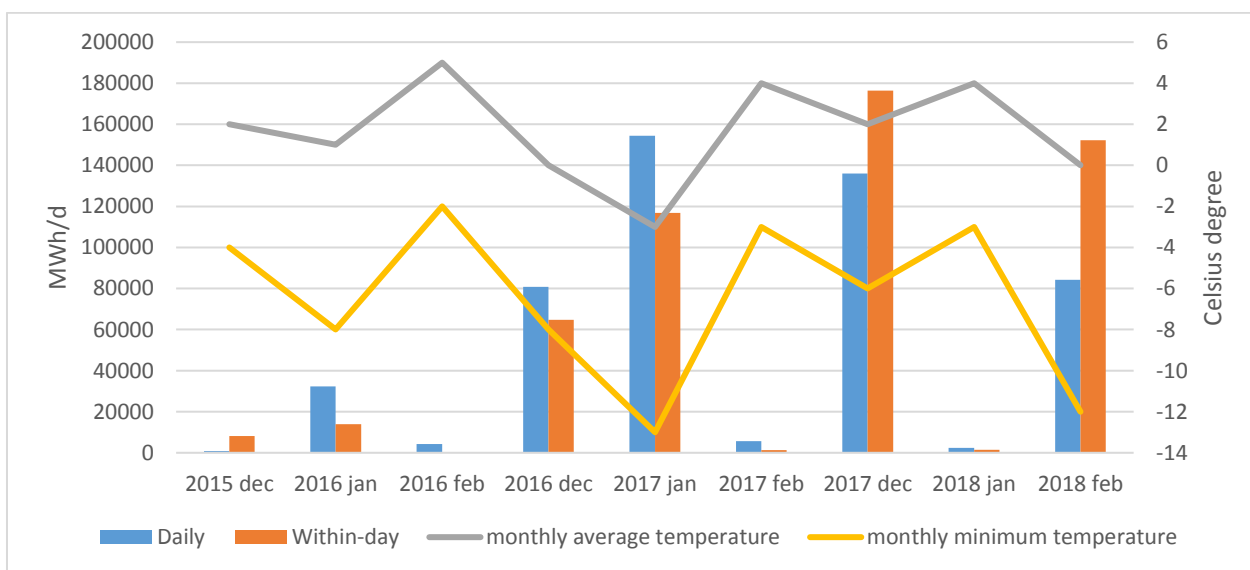
Vir: PRISMA

Tabela 27: Zakupljene dnevne in znotraj-dnevne zmogljivosti (kWh/h)

Zima 2015/16		Zima 2016/17		Zima 2017/18	
Dnevne	Znotraj dneva	Dnevne	Znotraj dneva	Dnevne	Znotraj dneva
37,515	22,213	240,808	182,936	222,727	330,203

Vir: PRISMA

Četudi je trend jasno naraščajoč, je uporaba dnevni in znotraj-dnevni zmogljivosti zelo močno odvisna od vremena. V decembru 2017 in februarju 2018 so bile zakupljene zelo velike dnevne in znotraj-dnevne zmogljivosti, medtem ko so bile zakupljene vrednosti v milejšem januarju veliko nižje. Zanimivo je tudi, da so se od zime 2016/17 do 2017/18 povečali le znotraj-dnevni zakupi, dnevni pa so se rahlo zmanjšali. Slika 24 kaže razmerje med povprečno in minimalno temperaturo v Ljubljani in zakupljenimi zmogljivostmi za posamezne mesece.

Slika 24: Razmerje med temperaturami in dnevnimi in znotraj-dnevnimi zakupi

Vir: PRISMA, timeanddate.com

Mogoča razlaga za strukturo zakupov lahko najdemo v ravni prenosnih tarif. V večini držav so kratkoročne tarife višje od letnih tarif, kar pomeni, da je ceneje pridobiti zmogljivosti za celo leto, kakor da bi jih kupovali četrtletno/mesečno/dnevno/znotraj-dnevno. Toda če zmogljivosti potrebujemo le za krajše obdobje, je lahko ceneje, če kupujemo dražje kratkoročne produkte kot pa potrebno zmogljivost za celo leto vnaprej. Optimizacija je odvisna od natančnosti napovedi porabe in tudi od ravni kratkoročnih multiplikatorjev.

Da bi lahko primerjali tarifne sisteme, smo izračunali kratkoročne multiplikatorje za vsak mesec v obliki dveh razmerij. Prvo je razmerje med ceno mesečnega produkta v tem mesecu in 1/12 (dvanajstino) cene letnega produkta. Drugo je razmerje med ceno dnevnega produkta v tem mesecu in 1/365

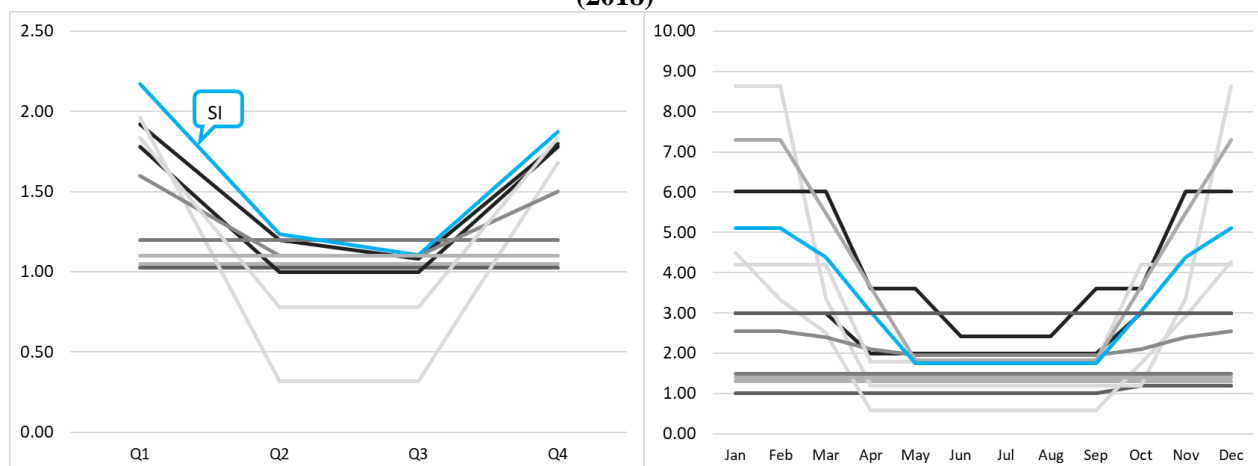
(tristopetinšestdesetino) cene letnega produkta.⁷⁰ Tako lahko izmerimo, kolikšne so spodbude za uporabo letnih produktov v primerjavi z uporabo kratkoročnih produktov.

Cene kratkoročnih produktov se določajo na dva značilna načina. Nekatere države uporabljajo multiplikatorje glede na dolžino produkta, torej po enega za četrtnete, mesečne in dnevne produkte. Druge države uporabljajo multiplikatorje, ki se razlikujejo po sezonah, in sicer višje pozimi in nižje poleti. V nekaterih državah (npr. Madžarska in Romunija) so letni produkti celo cenejši od letnih produktov (multiplikator je manjši od 1), s čimer v osnovi spodbujajo k uporabi skladišč.

Slovenija uporablja iste kratkoročne multiplikatorje od leta 2015. Kot navajamo v Prilogi II, se ravni tarif za letne produkte niso bistveno spremenile (razen spremembe na izstopni točki na Hrvaško od oktobra 2017). To pomeni, da sprememba v ravnanju trgovcev ni posledica spremenjenih tarif v Sloveniji niti pri letnih niti pri kratkoročnih produktih.

Raven slovenskega mesečnega in dnevnega multiplikatorja razumemo kot značilno za regijo. Najvišji multiplikatorji v regiji so 4,8 in 8,64 za mesečne oziroma dnevne produkte, uporablja jih Češka republika. Najnižji so 0,36 in 0,58 za poletne mesece na Madžarskem. V Sloveniji mesečni multiplikatorji znašajo od 1,1 do 2,52, dnevni pa od 1,75 do 5,11. Četrtneti multiplikatorji so v Sloveniji najvišji v regiji v 3 od 4 četrtnetih, in znašajo od 1,1 do 2,17.

Slika 25: Multiplikatorji za četrtnete produkte (levo) in dnevne produkte (desno) v regiji * (2018)



* države, vključene v sliki: AT, BG, CZ, DE, HR, HU, IT, PL, RO, RS, SI, SK

Viri: Internetne strani TSO in NRA

Ugotavljamo, da kljub relativno visokim stroškom četrtnetih produktov v Sloveniji v primerjavi z drugimi državami v regiji, uporaba tega in drugih kratkoročnih produktov v Sloveniji postaja vse

⁷⁰ Pri četrtnetih produktih se primerja tretjina njegove cene z dvanajstino (1/12) letnega produkta in multiplikator je enak za vsak mesec v četrtnetu.

pomembnejša. To je pozitiven znak, trgovci se odzivajo na kratkoročne cenovne signale na CEGH, kar potrjuje obstoj delujočega konkurenčnega trga. Položaj se bo še izboljšal, ko bo v celoti implementiran omrežni kodeks o tarifah. Agencija za energijo namerava to storiti in tudi znižati kratkoročne tarife po letu 2019.

Pomanjkanje likvidnega sekundarnega trga pa lahko prepoznamo kot oviro za trgovanje. Glede na podatke s platforme PRISMA se pojavlja le malo takih ponudb, cena takih produktov pa je 1,5- do 2-krat tolikšna kot izhodiščna cena za isti produkt, ko se začnejo dražbe zmogljivosti⁷¹. Na to je opozoril tudi udeleženec trga med internim posvetovanjem z deležniki, ki meni, da »bi bolj likviden trg z zmogljivostmi bi omogočil več prožnosti in s tem prispeval k večji izkoriščenosti/koristi, ki bi jo imela Slovenija zaradi bližine avstrijskega vozlišča.«

6.3 IZKORIŠČENOST SMERI AT-IT-SI

V 2016 je bilo med ceno na italijanskem vozlišču in ceno iz slovenske dolgoročne pogodbe približno 1 EUR/MWh razlike. Slovenski trgovci so lahko kupovali in prenašali plin iz PSV za ceno 17,13 EUR/MWh, v primerjavi z 18,30 iz slovenske dolgoročne pogodbe. Razlika nakazuje na to, da so obstajale ovire na italijansko-slovenski meji, ker ceni nista konvergirali. Na drugi strani, v 2016 in 2017 v plinovodu skoraj ni bilo pretokov. Po podatkih ENTSO-G so bili v 1. in 3. četrtletju 2017 minimalni pretoki iz Italije v Slovenijo, z nekaj povratnega toka tudi v 1. četrtletju 2017, vendar so bili v primerjavi s tehnično zmogljivostjo plinovoda zanemarljivi.⁷² Prav tako je bilo na plinovodu zelo malo rezervacij, zato je bila možnost pogodbene prezasedenosti izključena.

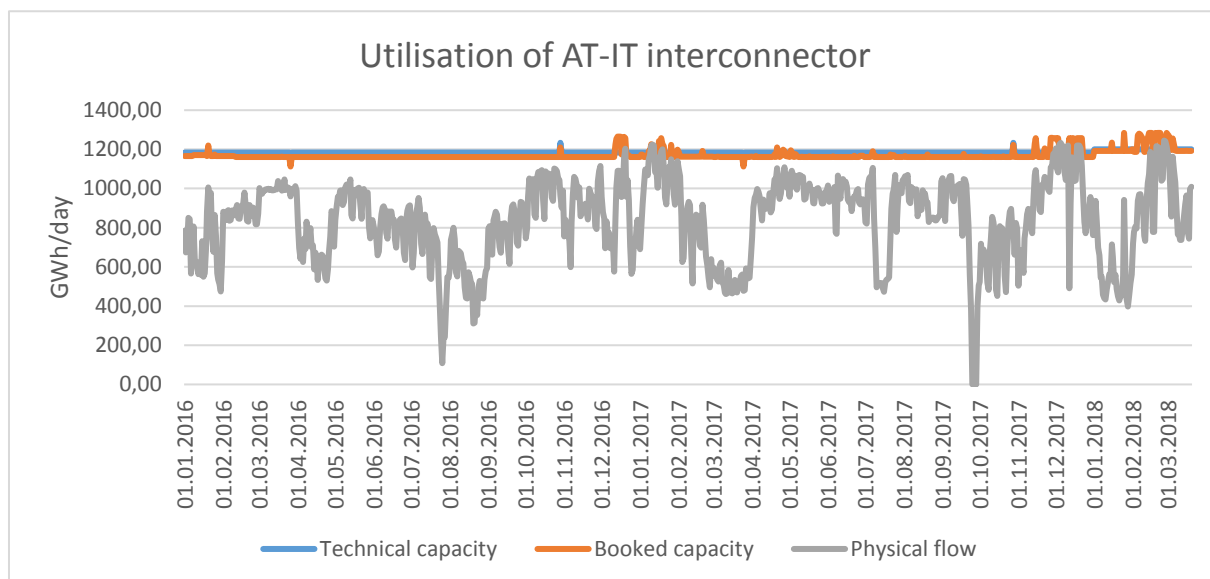
Vendar pa je mogoče, da med obema državama dejansko ni razlik v ceni. Kot smo že poudarili na začetku te priloge, je za Slovenijo na voljo samo cena iz ruske dolgoročne pogodbe, ki pa pokriva samo del trgovanja z zemeljskim plinom. Če domnevamo, da le polovica slovenskega uvoza izvira iz ruske dolgoročne pogodbe, ostali del pa je kupljen na CEGH, dobimo povprečno ceno 17,07 EUR/MWh. To je skoraj enako povprečni ceni na PSV (17,13 EUR/MWh s stroški prenosa) za 2016. Predstava, da kljub višji ceni iz dolgoročne pogodbe slovenski uvoz v 2016 ni bil dražji od italijanskega trga, je podkrepljena tudi z ugotovitvami, da so bile cene za industrijske odjemalce v obeh državah že podobne (glej Sliko 4).

Drugi razlog za nizko izkoriščenost italijansko-slovenskega plinovoda lahko izhaja iz dejstva, da je Avstrija glavni vir plina tudi za italijanski trg. Dnevna izkoriščenost povezovalnega voda AT-IT med 1. januarjem 2016 in 20. marcem 2018 je predstavljena na Sliki 26.

⁷¹ Vir: PRISMA (<https://platform.prisma-capacity.eu/#/network-point/details/1277954>; <https://platform.prisma-capacity.eu/#/network-point/details/4784128>; <https://platform.prisma-capacity.eu/#/network-point/details/4423689>; <https://platform.prisma-capacity.eu/#/network-point/details/1277955>; <https://platform.prisma-capacity.eu/#/network-point/details/4751365>).

⁷² In case of congestion on the Austrian-Italian interconnector and high gas demand in Italy (especially in the winter period), there are gas flows on the Austrian-Slovenian-Italian route. They may even reach technical capacities for a duration of a few days.

Slika 26: Izkoriščenost povezovalnega voda AT–IT med 2016 in 2018



Vir: Platforma za pregled podatkov ENTSO-G

Zdi se, da je plinovod fizično prezaseden v določenih časovnih obdobjih, saj je izkoriščenost povezave blizu tehnične zmogljivosti. Poleg tega je stopnja zasedenosti plinovoda zelo visoka. Ker je skoraj vsa zmogljivost rezervirana, obstaja velika možnost pogodbene prezasedenosti. To pomeni, da bi udeleženci trga v Italijo pripeljali več plina, vendar to ni mogoče zaradi trgovalnih ovir. Kot posledica prezasedenosti plinovoda ostajajo italijanske cene višje od tistih v Avstriji (glej tudi Prilogo III za primerjalno analizo italijanskih in avstrijskih vozlišč). Za slovenske trgovce je zato bolje kupovati plin v Avstriji, dokler avstrijsko-slovenski plinovod ni prezaseden.

Ker italijansko-slovenski plinovod ni izkoriščen, lahko Slovenija uvaža zemeljski plin preko italijanskih terminalov za UZP. V Tabela 28 smo zbrali vse terminale za ponovno uplinjanje v Italiji in njihove stopnje izkoriščenosti v 2016. Tabela prikazuje zmogljivosti ponovnega uplinjanja, letno stopnjo izkoriščenosti najvišjo (konično) mesečno izkoriščenost.

Tabela 28: Izkoriščenost italijanskih terminalov za ponovno uplinjanje v 2016

Terminal	Tehnična zmogljivost (mrd Sm ³)	Povprečna izkoriščenost v 2016	Konična mesečna izkoriščenost v 2016
Panigaglia	3,40	0,06	0,29
Porto Levante	7,58	0,75	0,99
FSRU OLT	3,75	0,14	0,58

Vir: IEA Gas Trade Flows in Europe

Terminal Porto Levante je v 2016 skoraj v celoti izkoristil Qatar, na terminalih Panigaglia in OLT FSRU pa je veliko zmogljivosti ostalo neizkoriščene. Tudi če za izračun uporabimo najbolj pesimističen scenarij (konična mesečna izkoriščenost za celo leto), ostaja na razpolago 70 % zmogljivosti terminala Panigaglia in 40 % zmogljivosti terminala OLT, ki skupaj dosegajo skoraj 4 mrd Sm³ razpoložljivih zmogljivosti za ponovno uplinjanje. Tehnična zmogljivost italijansko-slovenskega povezovalnega voda je 1 mrd Sm³, kar teoretično pomeni, da bi lahko Slovenija vse svoje potrebe pokrivala iz te smeri. Težko je oceniti stroške te opcije, vendar je najverjetneje višja od italijanske cene za UZP, ki je bila navedena v EU quarterly (15,30 EUR/MWh s prenosnimi tarifami).

PRILOGA II: ANALIZA REGIONALNIH PRENOSNIH TARIF

Slika 27 povzema čezmejne tarife v Evropi v avgustu 2016. Najvišjih in najnižjih 25 % prenosnih tarif (vsota izstopnih in izstopnih tarif na določeni točki v dani smeri) je označenih z oranžnim oziroma zelenim kvadratom. Metodologija za izračun tarif je razložena v spodnjem okviru. Uporabljena je primerjalna analiza (benchmarking) z namenom pridobiti primerljive tarife v isti merski enoti

Primerjalna analiza metodologije za določitev prenosnih tarif, uporabljena v tej študiji

Prenosne tarife so ocenjene kot standardizirana prenosna storitev za vsako zadevno čezmejno povezovalno točko in so izražene v skupni merski enoti (€/MWh).

Privzete standardne prenosne storitve imajo naslednje značilnosti:

- Trajanje pogodb za prenos je eno leto
- Pogodbe se nanašajo na zagotovljene transportne storitve
- Produkt ponuja urno zmogljivost 10.000 kWh (/h/leto)
- Uporabljeno razmerje uporabe rezervirane zmogljivosti je 56,2 % ⁽¹⁾
- Tarife so izražene v €/MWh

Z uporabo predpostavljene ravni rezervacij zmogljivosti 10.000 kWh/h za zagotovljeno letno pogodbo o prenosu se izračunajo celotni stroški (pristojbina) prenosa (v €), ki nastanejo trgovcu-shipperju na vsaki povezovalni točki (IP), pri čemer so upoštevane vse potrebne pretvorbe glede referenčnih pogojev za plin in denarnih valut.

Ko izračunamo celotne stroške, ki ustrezajo standardiziranim storitvam, se lahko določijo tarife za MWh (€/MWh), skupna plačila pa se delijo z letno prenešenimi količinami (z uporabo razmerja rezervirane zmogljivosti (56,2 %)). Pristojbina je sestavljena iz ustreznih izstopnih in vstopnih stroškov na obeh straneh meje (vključno s pristojbino za blago na zadevni povezovalni točki).

(1) izračunano kot: (povprečni pretok)/(povprečna rezervirana zmogljivost). Povprečna izkoriščenost rezervirane zmogljivosti v Evropi je predstavljena v CEER/ACER Market Monitoring Report 2015, str. 251-252.

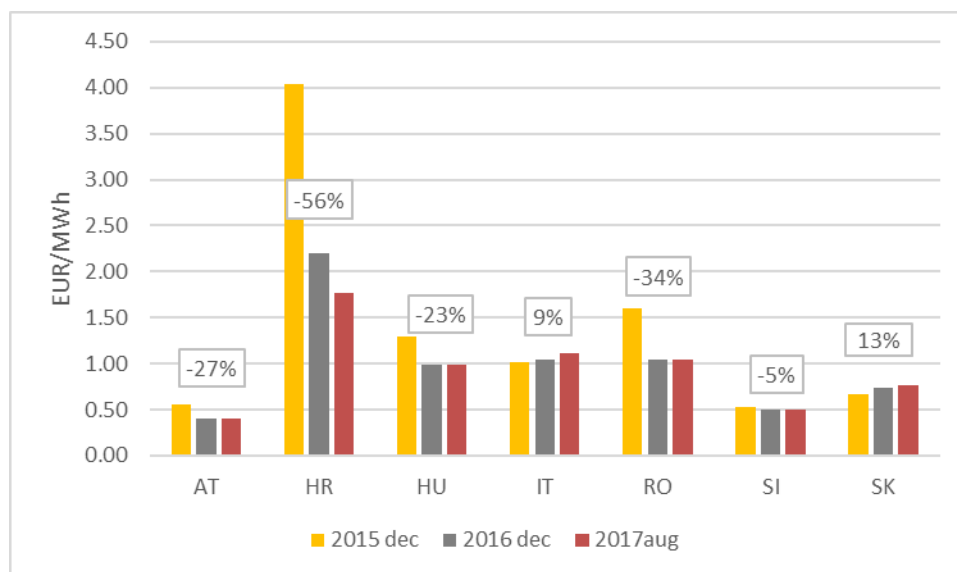
Za razlike v tarifah na posameznih mejah in regionalni ravni obstaja več razlogov, kot so razlike v starosti in zmogljivosti plinovodov, delovanje trga, rezervacija zmogljivosti in stanje pretokov glede na povezovalne točke (IP). Vendar pa je možna razlaga tudi izkrivljanje tarif (npr. kot posledica navzkrižnega subvencioniranja ali vprašanj, povezanih s tržno močjo).

TAR NC poskuša rešiti navedeni problem z uvedbo podrobnih pravil za določanje prenosnih tarif. To lahko nakazuje na tarife za prenos, ki odražajo stroške, ki so nediskriminatorne in objektivne, ki zmanjšujejo navzkrižno subvencioniranje in olajšujejo čezmejno trgovino.

Čeprav obstajajo natančne smernice o metodologiji za izračun prenosnih tarif v TAR NC, imajo nacionalni regulatorji precejšnjo diskrecijsko pravico glede več komponent. TAR NC zagotavlja obseg le za kratkoročne multiplikatorje in sezonske dejavnike, čeprav je treba upoštevati pričakovano razporeditev rezervacij. Izjemni (ekskluzivni) popusti se dodelijo napravam, prav tako se lahko znižajo tarife na točkah, pomembnih za zanesljivost oskrbe, kot so npr. vstopne točke iz terminalov za UZP za ponovno uplinjanje ali pa edine vstopne točke v »izolirane« (odročne) države. Nacionalni regulatorji lahko izvedejo še nadaljnje prilagoditve: primerjalno analizo (benchmarking, za doseg konkurenčne ravni tarif), izravnano in prevrednotenje (rescale – spremeniti lestvico).

Ob upoštevanju vseh teh dejavnikov je težko napovedati natančne tarifne stopnje kot rezultat (posledica) izvajanja TAR NC. Mnogo držav pa je že začelo uporabljati nova pravila (čeprav je rok implementacije 2019), hkrati pa se je v regiji začela pojavljati konkurenca med tarifami. Ta dva učinka bosta najverjetneje vodila k izravnavanju tarif in k temu, da nobena od tarif ne bo več izrazito odstopala. Kot je prikazano na Sliki 28, se učinek procesa zmanjševanja razlik med prej izrazito odstopajočimi tarifami že vidi, vključno z Romunijo in Hrvaško.

Slika 28: Razvoj prenosnih tarif na povezovalnih točkah v regiji CESEC in v nekaterih evropskih državah (prikazan kot primerjalna analiza) *



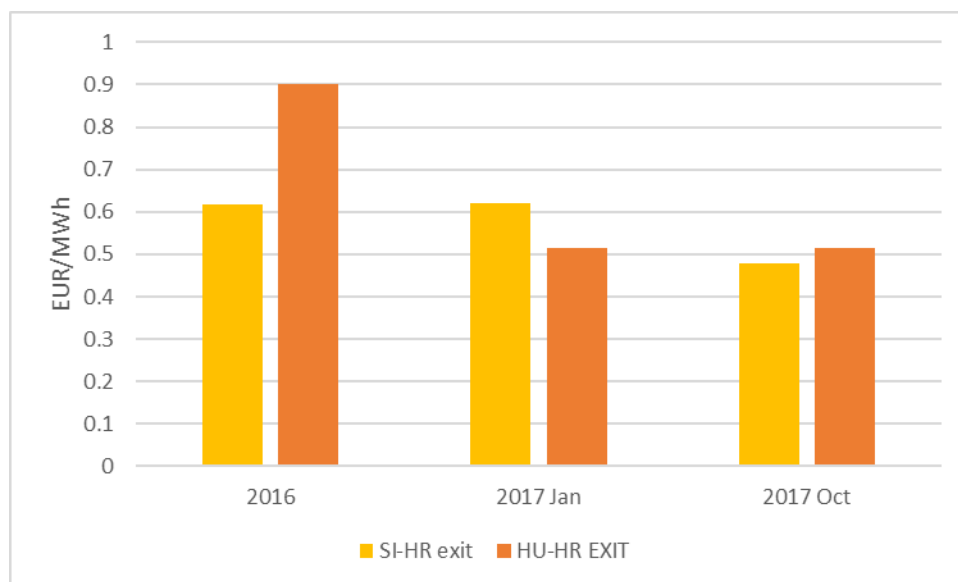
* odstotki se nanašajo na spremembo od decembra 2015 do avgusta 2017

Vir: Izračun REKK na podlagi podatkov TSO in NRA

Značilen primer konkurenčnih tarif je mogoče opaziti v primeru slovensko-hrvaških in madžarsko-hrvaških izstopnih točk. Po pregledu stroškov in sredstev so se od januarja 2017 tarife znižale na skoraj vseh madžarskih povezovalnih točkah. Pred tem znižanjem je bilo pripeljati ruski plin na Hrvaško ceneje

po avstrijsko-slovenski poti kot po avstrijsko-madžarski poti.⁷³ Po znižanju je tranzit skozi Madžarsko postal cenejši, potem pa je tudi Slovenija oktobra 2017 znižala svoje izstopne tarife za Hrvaško. Posledično je postal slovenski tranzit za Hrvaško ponovno cenejši od uporabe madžarskega sistema.

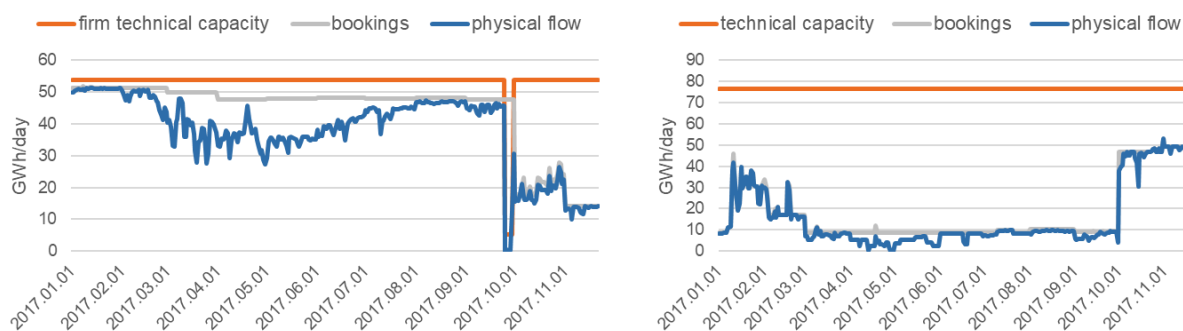
Slika 29: Razvoj tarif na izhodnih točkah povezav SI–HR in HU–HR, 2016–2017



Vir: Izračun REKK na podlagi podatkov TSO in NRA

Predpostavljamo, da je premik tokov plina z ene meje na drugo, prikazan na Sliki 30, lahko posledica znižanja madžarskih tarif. Ker se plinsko leto začne v oktobru, rezervacije od oktobra 2017 na povezovalnih vodih SI–HR in HU–HR verjetno odražajo prednosti januarskih ravni tarif za madžarski tranzit in ne sprememb v Sloveniji, veljavne od tega datuma.⁷⁴ Učinek slovenskega odgovora na znižanje madžarskih tarif lahko postane opazen kasneje, odvisno od časa in trajanja rezervacij.

Slika 30: Izkoriščenost povezovalnih točk SI–HR in HU–HR v 2017 (rezervacija in fizični pretok)



Vir: Platforma za pregled podatkov ENTSO-G

⁷³ HR vstopne tarife so enake za vse povezovalne točke in razlika med vsoto vstopnih in izstopnih tarif na točkah AT→HU in AT→SI je manj kot 2 %.

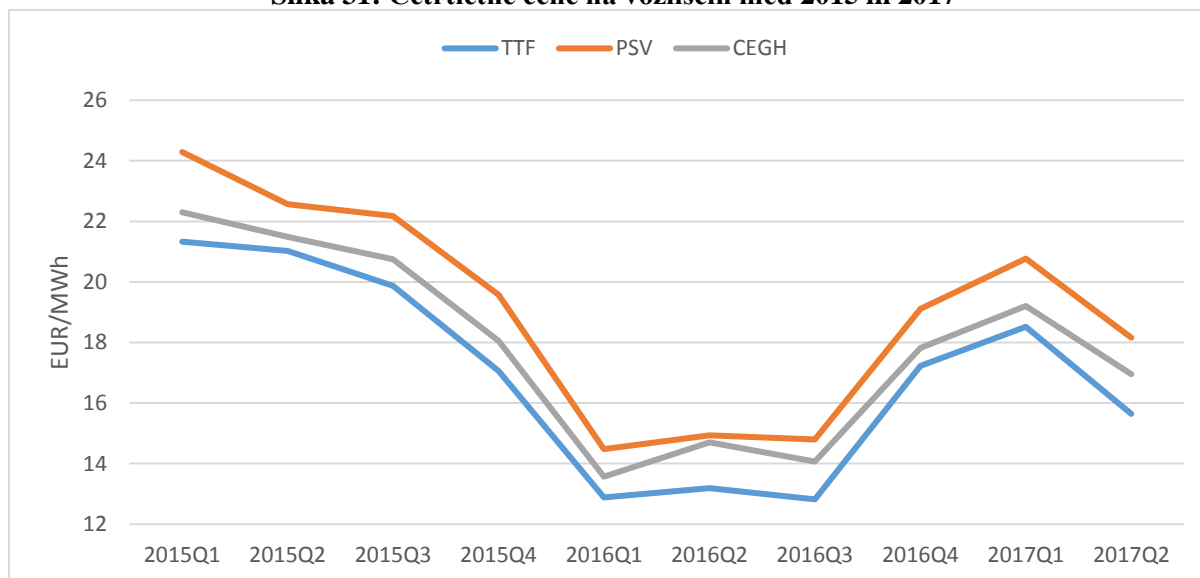
⁷⁴ Podatki niso na voljo na dan, ko so narejene rezervacije, le na splošni ravni v določenem času

PRILOGA III: GLAVNE ZNAČILNOSTI AVSTRIJSKIH IN ITALIJANSKIH VOZLIŠČ

Slovenija lahko uvaža zemeljski plin iz dveh sosednjih vozlišč, CEGH v Avstriji in PSV v Italiji. Za oceno potencialov teh trgov za Slovenijo smo bolj podrobno proučili njuno likvidnost in cene.

Slika Slika 31 prikazuje povprečne četrletne cene na CEGH, PSV in TTF, ki temeljijo na četrletnih poročilih Evropske komisije o trgu z zemeljskim plinom med 1. četrletjem 2015 in 2. četrletjem 2017. Ker je TTF najbolj likvidnostno vozlišče v Evropi, se lahko uporabi kot dobra primerjava z italijanskimi in avstrijskimi cenami.

Slika 31: Četrletne cene na vozliščih med 2015 in 2017



Vir: EU Quarterly Report

Obstaja jasna hierarhija med cenami vozlišč v opazovanem obdobju. V vsakem četrletju je TTF cenejši kot CEGH, medtem ko so cene na avstrijskem vozlišču nižje od tržne cene PSV. V povprečju je razlika med CEGH in TTF 1 EUR/MWh, medtem ko je razlika med TTF in PSV okoli 2 EUR/MWh. Zanimivo pa je, da je cenovna premija na italijanskem trgu v primerjavi z nizozemskim trgom v bistvu konstantna, medtem ko je cena v avstrijskem vozlišču bolj nihajna (volatilna); v nekaterih četrletjih je bližje TTF, v drugih pa PSV. Očitno je tudi, da med tremi tržnimi cenami obstaja močna korelacija.

Razliki med cenami na vozliščih je mogoče slediti iz dveh glavnih virov. Prvič, potencialne ovire za trgovanje lahko ovirajo konvergenco cen med vozlišči (glej Prilogo I). Drugič, evropska plinska vozlišča so različno razvita, saj so na bolj razvitih vozliščih cene v glavnem nižje. Zaradi tega razloga bomo na podlagi rezultatov prispevka Heather and Petrovich (2017)⁷⁵ na kratko primerjali razvitost CEGH in PSV ter primerjali njuno razvitost z drugimi evropskimi plinskimi vozlišči.

⁷⁵ P Heather, B Petrovich (2017): European Traded Gas Hubs - an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration. Oxford Institute for Energy Studies

V prispevku je bila raziskana zrelost plinskih vozlišč, ki je odvisna od več kazalnikov. Tabela 29 za TTF, PSV in CEGH prikazuje najpomembnejše na podlagi tržnih podatkov za 2016.

Tabela 29: Ocena razvitosti vozlišč

Vozlišče	TTF (Nizozemska)	PSV (Italija)	CEGH (Avstrija)
Tržni udeleženci (aktivni)	130 (40+)	118 (18)	53 (15)
Trgovane količine (TWh)	22230	885	553
Churn rate	57,1	1,2	5,7
Indeks razvitosti/zrelosti - (od 15)	15	7	7

Vir: Heather and Petrovich (2017)

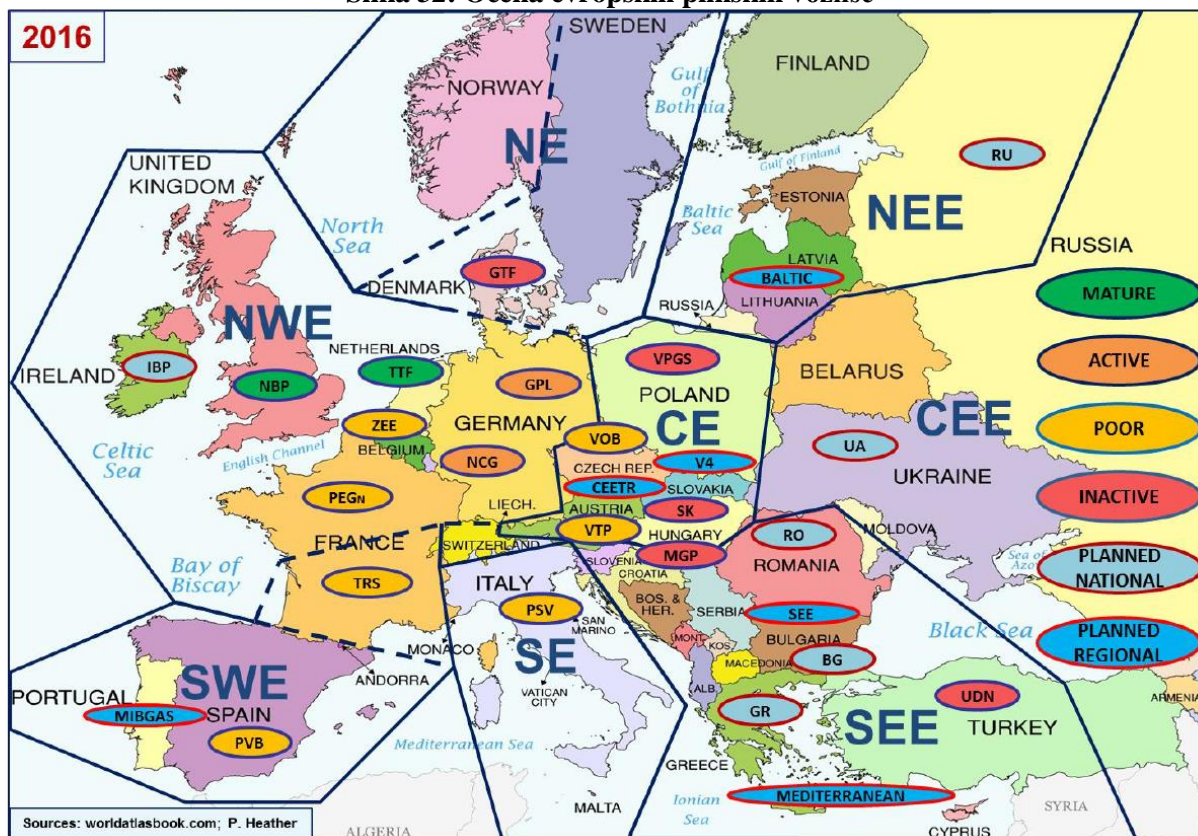
Izpostavili smo tri glavna merila, torej število tržnih udeležencev, skupno letno trgovano količino plina in indeks churn rate. Predstavili smo tudi indeks razvitosti, ki so ga določili avtorji študije. TTF je v vseh kategorijah dosegel boljše rezultate kot preostali dve vozlišči. Zanimivo, da je skupno število tržnih udeležencev TTF in PSV podobno – 130 in 118, vendar pravo razliko pokaže število aktivnih udeležencev. Medtem ko je na TTF več kot 40 aktivnih udeležencev, je na PSV in CEGH to število 18 oziroma 15. Na PSV aktivno trguje samo 15 % vseh udeležencev, v Avstriji pa 28 %. To pomeni, da je v Avstriji vloga plinskega vozlišča relativno pomembnejša kot v Italiji.

Pri analizi celotnega obsega trgovanja se razlika v primerjavi s TTF še poveča: količine so bile vsaj 25-krat večje na TTF kot na preostalih dveh vozliščih. V tem pogledu PSV deluje bolje kot CEGH z 1,6-krat večjim obsegom trgovanja. Glede na churn rate pa je CEGH z indeksom 5,7 bolj likvidnostno vozlišče kot PSV z 1,2. Churn rate je številka, ki pove, koliko krat se je z enoto plina trgovalo in ponovno trgovalo med prvotno prodajo proizvajalca in končnim nakupom s strani odjemalca.

Te vrednosti poudarjajo različne značilnosti vozlišč CEGH in PSV. Italijansko vozlišče je veliko večje in ima dvakrat več potencialnih tržnih udeležencev kot avstrijsko vozlišče. Vendar pa je pomen PSV verjetno manjši, saj je velika večina njegovih tržnih udeležencev neaktivnih. CEGH je manjša borza, vendar na avstrijskem trgu ima osrednjo vlogo z veliko večjo likvidnostjo.⁷⁶ Te razlike se po oceni Heather in Petrovich (2017) medsebojno uravnotežijo, saj sta obe vozlišči upravičeni do indeksa 7 na lestvici do 15 in sta tako označeni kot »slabi«.

⁷⁶ CEGH's churn rate je dejansko tretji najvišji v Evropi za TTF in britanskim NBP. Tudi na nemškem NCG, ki je po oceni Heather in Petrovich tretje najbolj razvito vozlišče za TTF in NBP, je churn rate samo 4.0.

Slika 32: Ocena evropskih plinskih vozlišč



Vir: Heather and Petrovich (2017)

PRILOGA IV: UČINKI ZLITJA TRGOV AVSTRIJE, SLOVENIJE IN HRVAŠKE NA SOCIALNO BLAGINJO

V tej prilogi ocenjujemo, kakšne učinke na blaginjo bi imelo morebitno zlitje trgov Italije, Avstrije, Slovenije in Hrvaške, kakršnega obravnava Opcija 3 študije, ki jo je za potrebe E-Controla izdelalo podjetje WECOM.

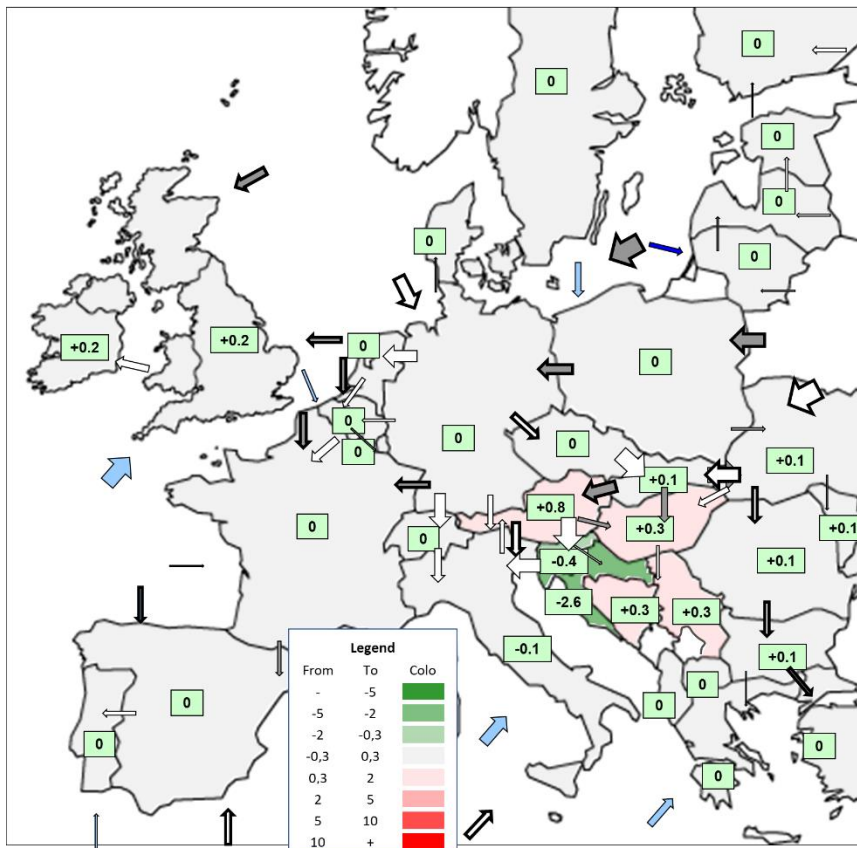
Na podlagi modelnih preračunov analiziramo spremembe na trgu v integrirani obliki, pri tem tudi kvantificiramo spremembe socialne blaginje vseh udeležencev na trgih v vključenih državah. Modelni preračun je izdelan za leto 2021 z enakimi referenčnimi pogoji, kot smo jih predstavili v besedilu glavnega dokumenta.

V prvem koraku modelnega preračuna predpostavljamo popolno zlitje trgov, kar pomeni, da so tarife na povezovalnih točkah znotraj tarifnega območja enake nič in prezasedenost ne nastopa znotraj zlitih trgov (torej predpostavljamo, da zmogljivosti niso prezasedene). Te predpostavke vodijo v položaj, v katerem operater prenosnega sistema izgubi bistveni del prihodkov zaradi znižanja tarif znotraj območja.⁷⁷ V drugem koraku smo povečali vstopno izstopne tarife na mejah tarifnega območja toliko, da dosežemo enako raven prihodkov operaterja prenosnega sistema od prenosa kot v referenčnem scenariju. Rezultati modelnih preračunov kažejo, da je potreben dvig vstopnih in izstopnih tarif 0,85 €/MWh, kar bi omogočilo, da je celoten prihodek le 0,1 % različen od referenčnega. SlikaSlika 33 kaže spremembo veleprodajnih cen plina v regiji zaradi zlitja trga.

Poenotenje cen v regiji povzroča predvsem povečan pretok plina iz Avstrije proti Italiji: dobavi se 27 TWh dodatnega plina v primerjavi z referenčnim scenarijem. Pomembno je, da je povezovalni vod AT-IT že prezaseden v referenčnem scenariju več mesecev, zato pa se mora ta dodatni plin dobaviti delno po poti čez Slovenijo. Ta sprememba prenosne poti bi lahko povzročila dodatne stroške TSO, ki jih ne bi plačali trgovci zaradi nične tarife znotraj območja.

⁷⁷ Rezultati modelnega preračuna kažejo, da je vsota izgubljenih prihodkov vseh štirih operaterjev okoli 600 mEUR/leto.

Slika 33: Spremembe povprečnih letnih veleprodajnih cen plina zaradi zlitja trgov (€/MWh)



Modre puščice kažejo pretoke UZP, bele puščice modelirane pretoke povezovalnih vodov, temno modre in sive pa kažejo prezasedenost, ki traja vsaj mesec dni

Tabela 30 kaže spremembe pretokov v in iz območja. Zaradi povečane porabe v Italiji in povečane tarife na mejah območja ni pretokov med Avstrijo in Slovaško. Dobava v Slovaško zato poteka skozi Češko, s čimer si razložimo tudi znižanje pretoka po povezovalnem vodu med Nemčijo in Avstrijo. Iz istega razloga se tudi pretok iz Avstrije na Madžarsko bistveno zniža, nadomesti pa ga pretok skozi povezovalni vod SK–HU. Ta sprememba slike pretokov povzroči rahel dvig cene tudi na Madžarskem.

Tabela 30: Raven izkoriščenosti plinovodov v scenariju zlitja trga

	Referenčni scenarij	Zlitje trgov
DE-AT	73 %	28 %
CH-IT	25 %	21 %
SK-AT	66 %	66 %
HU-HR	0 %	0 %
DZ-IT	60 %	60 %
TAP-IT	0 %	0 %
CZ-SK	9 %	45 %
DE-CZ	15 %	30 %
SK-HU	48 %	90 %
AT-DE	0 %	0 %
AT-SK	80 %	0 %
AT-HU	100 %	57 %
HR-HU	0 %	0 %
IT-CH	0 %	0 %

Tabela 31 in Tabela 32 kažeta učinke zlitja trgov na blaginjo v udeleženi in sosednjih državah. Skupna sprememba blaginje v območju z zlitim trgovom je 19,2 milijona EUR/leto. Odjemalci pridobijo 52,8 milijona EUR/leto zaradi znižanja cen v Italiji, na Hrvaškem in v Sloveniji. Ta korist pa se zniža zaradi znižanega presežka na strani proizvajalcev v Italiji in na Hrvaškem. S pomočjo povišanih tarif na vstopnih in izstopnih točkah na mejah območja ostane skupen dobiček vseh operaterjev prenosnih sistemov približno nespremenjen. Posamezni operaterji prenosnih sistemov bi dosegli približno nespremenjen dobiček kot pri referenčnem scenariju, če se uvede kompenzacijski mehanizem med operaterji sistemov.

Znižanje prihodka slovenskega TSO se sestoji iz dveh delov. 16 milijonov EUR je izgubljeno zaradi opuščeni vstopno-izstopnih tarif na čezmejnih povezovalnih točkah z Avstrijo in Hrvaško. Dodatno znižanje za 18 milijonov EUR je posledica povišanih prenosnih stroškov⁷⁸, ki nastanejo zaradi povečane uporabe dobavne poti AT-SI-IT. Te izgube se lahko nadomestijo v okviru kompenzacijskega mehanizma med operaterji prenosnih sistemov. Prihodki operaterjev prenosnih sistemov od dražb se v Avstriji tudi znižajo zaradi nižjih pretokov na DE-AT, AT-SK in AT-HU čezmejnih povezovalnih točkah. V teoriji bi tudi to znižanje lahko nadomestili z dodatnim zvišanjem vstopno-izstopnih tarif na mejah območja. Vendar je ta izguba prihodka manj kot 2 % skupnega prihodka operaterjev prenosnih sistemov v območju, zanjo pa bi bilo potrebno le zanemarljivo zvišanje tarif.

⁷⁸ Predpostavlja se, da so stroški prenosa 0,1 €/MW za vse vstopne in izstopne točke.

Tabela 31: Sprememba blaginje zaradi zlitja trga v območju

Sprememba blaginje m €/leto	Neto presežek na strani odjemalcev	Presežek na strani proizvajalcev	Sprem. prihodek iz poslovanja SSO	Dobiček arbitražnega skladiščenja	Neto prihodek kupcev na podlagi dolgoročnih pogodb	Sprem. prihodek TSO	Sprem. prihodek TSO od dražb	Sprem. prihodek operaterjev UZP	Skupna blaginja
SI	4,2	0,0	0,0	0,0	-0,2	-33,8	0,0	0,0	-29,9
AT	-76,1	11,2	0,2	0,0	72,7	63,4	-24,3	0,0	47,0
HR	77,3	-49,9	0,0	0,3	0,0	-17,5	0,0	0,0	10,1
IT	47,4	-4,5	-0,1	-5,1	-35,3	-10,6	0,1	0,0	-8,0
Skupaj regija	52,8	-43,2	0,1	-4,9	37,2	1,5	-24,3	0,0	19,2

* Prihodki TSO od obratovanja so sestavljeni iz prihodkov iz tarif za vstop in izstop iz prenosnega sistema, tarif za vstop in izstop iz skladišč, tarif na izstopnih točkah za odjemalce in na vstopnih točkah za proizvajalce.

Tabela 32 kaže, da obravnavano zlitje trga povzroči spremembe blaginje tudi v sosednjih državah. V nekaterih izmed njih se cene zvišajo zaradi višjih cen v Avstriji in višjih tarifah na mejah območja, kar povzroči nižji presežek na strani odjemalcev. Češki in slovaški TSO pa znatno pridobita zaradi povečanih tranzitnih tokov, kakor kaže Tabela 30.

Tabela 32: Sprememba blaginje zaradi zlitja trga v sosednjih državah

Sprememba blaginje m €/leto	Neto presežek na strani odjemalcev	Presežek na strani proizvajalcev	Sprem. prihodek iz poslovanja SSO	Dobiček arbitražnega skladiščenja	Neto prihodek kupcev na podlagi dolgoročnih pogodb	Sprem. prihodek TSO	Sprem. prihodek TSO od dražb	Sprem. prihodek operaterjev UZP	Skupna blaginja
BA	-0,6	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	-0,1
CZ	-0,5	0,0	0,0	-0,9	-1,2	45,2	0,0	0,0	42,5
DE	4,5	-0,1	0,3	0,0	-0,5	-8,2	-0,2	0,0	-4,2
FR	3,0	0,0	-0,1	0,0	-0,4	1,4	0,0	0,0	3,9
HU	-30,6	3,6	1,4	3,0	7,7	-0,2	-19,8	0,0	-34,9
RS	-7,0	1,5	0,0	0,0	5,4	-0,1	0,0	0,0	-0,2
SK	-3,9	0,1	0,0	0,0	8,8	22,6	1,3	0,0	28,9
Skupaj	-35,1	5,0	1,6	2,1	20,2	60,6	-18,8	0,0	35,8