

UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA

MAGISTRSKO DELO
**EKONOMSKI IN TEHNOLOŠKI VIDIKI OSKRBE REPUBLIKE
SLOVENIJE Z ZEMELJSKIM PLINOM**

Ljubljana, september 2010

MARJAN PODGORŠEK

IZJAVA

Študent Marjan Podgoršek izjavljam, da sem avtor tega magistrskega dela, ki sem ga napisal v soglasju s svetovalcem prof. dr. Vladom Dimovskim, in da v skladu s 1. odstavkom 21. člena Zakona o avtorskih in sorodnih pravicah dovolim njegovo objavo na fakultetnih straneh.

V Ljubljani, 14.9.2010

Podpis: Marjan Podgoršek

KAZALO

UVOD	1
1 GLOBALNI VIDIKI UPORABE ZEMELJSKEGA PLINA	4
1.1 Tehnične in ekološke lastnosti zemeljskega plina	4
1.2 Gibanje cen energentov	5
1.3 Trendi v porabi in povpraševanju.....	6
1.3.1 Visoka konkurenčnost ZP pri proizvodnji elektrike	7
1.4 Transportni stroški.....	12
1.5 Svetovna proizvodnja zemeljskega plina.....	14
1.6 Svetovne zaloge zemeljskega plina	15
1.7 Medregijska oskrba z zemeljskim plinom.....	18
1.8 Vpetost oskrbe Slovenije v evropski kontekst.....	19
2 STANJE OSKRBE V REPUBLIKI SLOVENIJI.....	21
2.1 Organiziranost dejavnosti oskrbe s plinom v Republiki Sloveniji.....	21
2.2 Prenos in poraba	21
2.3 Viri zemeljskega plina in delovanje trga	24
2.4 Veleprodajni trg zemeljskega plina	26
2.5 Maloprodajni trg zemeljskega plina	29
2.6 Prenosno omrežje zemeljskega plina	30
2.7 Omrežnina za prenosno omrežje.....	32
2.8 Distribucijsko omrežje zemeljskega plina	34
3 RAZVOJNE USMERITVE IN SPREJETI NAČRTI	36
3.1 Pravna izhodišča za nadaljnji razvoj slovenske energetike.....	36
3.2 Emisijski kuponi	38
3.3 Ekonomična raba zemeljskega plina za proizvodnjo elektrike.....	39
3.4 Resolucija o Nacionalnem energetskega programu (ReNEP).....	40
3.5 Dolgoročne energetske bilance RS za obdobje 2006–2026 (DB)	42
3.6 Razvojni načrti prenosnega omrežja zemeljskega plina.....	44
4 OCENA NAČRTOVANIH NALOŽB.....	48
4.1 Tržna tveganja povezana z oskrbo z zemeljskim plinom.....	48
4.2 Projekti za razvoj oskrbe z zemeljskim plinom	51
4.2.1 Terminal utekočinjenega zemeljskega plina v Kopru	52
4.2.2 Plinovod Južni tok.....	57
4.2.3 Plinovod Nabucco	60
4.2.4 Jonsko–jadranski plinovod (v navezavi na TAP).....	63
4.2.5 Plinovod TGL.....	64
4.2.6 Dodatne kapacitete za skladiščenje zemeljskega plina v Sloveniji.....	65
4.3 Ekonomski in ostali narodnogospodarski učinki.....	66
4.4 Primerjava načrtov z načrti drugih držav Evropske unije	67
4.4.1 Belgija	67
4.4.2 Nizozemska	68

4.4.3 Španija.....	68
4.4.4 Stične točke in razlike	68
SKLEP.....	69
LITERATURA IN VIRI.....	71
PRILOGE	

KAZALO SLIK

Slika 1: Shema delovanja CCGT elektrarne.	8
Slika 2: Meja ekonomičnosti med proizvodnjo elektrike iz premoga in plina.....	10
Slika 3: Delež plinskih elektrarn v celotni proizvodnji električne energije (v %).	11
Slika 4: Delež plinskih elektrarn v investicijah v proizvodnjo električne energije (v GW). ...	11
Slika 5: Gibanje stroškov transporta utekočinjenega plina (v \$/mcf).	12
Slika 6: Meja ekonomičnosti transporta UZP (LNG) in plinovoda pri 10 Mrd Sm ³ (v \$/MBtu).	13
Slika 7: Meja ekonomičnosti med UZP (LNG) in različnimi tipi plinovodov (v \$/MBtu).	14
Slika 8: Medregijska oskrba z zemeljskim plinom do leta 2030 (v mrd Sm ³).	18
Slika 9: Medregijski transport zemeljskega plina glede na tip transporta (v mrd Sm ³).	19
Slika 10: Delež in obseg zemeljskega plina v bruto porabi energije (v PJ).	22
Slika 11: Razdelitev porabe zemeljskega plina po tipih porabe (v %).	23
Slika 12: Prenos in poraba zemeljskega plina v Republiki Sloveniji (v mio Sm ³).	24
Slika 13: Viri zemeljskega plina za oskrbo Slovenije (v %).	25
Slika 14: Gibanje cen nafte, naftnih derivatov in zemeljskega plina (v €/MWh).	26
Slika 15: Končne cene zemeljskega plina v Evropski uniji v odjemni skupini I3 (v €/Sm ³).	27
Slika 16: Končne cene zemeljskega plina v Evropski uniji v odjemni skupini D2 (v €/Sm ³).	29
Slika 17: Obstoječo prenosno omrežje v Republiki Sloveniji.	30
Slika 18: Gibanje in višina cen omrežnine (v €/Sm/dan/leto).	33
Slika 19: Razmerje med številom odjemalcev na omrežju in njihovo porabo (v %).	34
Slika 20: Emisije toplogrednih plinov v Sloveniji (v kilo ton CO ₂ ekv).	38
Slika 21: Prenosno omrežje s prikazanimi investicijami.	47
Slika 22: Stilizirano ravnotežje na trgu zemeljskega plina.	49
Slika 23: Ravnotežje na trgu zemeljskega plina z različnimi dobavnimi možnostmi.	50
Slika 24: Geografska umestitev projektov za razvoj oskrbe z ZP.	51
Slika 25: Panoramska projekcija umestitve terminala UZP v Kopru.	52
Slika 26: Proces prečrpavanja ZP.	53
Slika 27: Proces uplinjanja in transporta do plinovoda.	53
Slika 28: Proces v elektrarni.	54
Slika 29: Proces uplinjanja in transporta do elektrane.	55
Slika 30: Shematski prikaz terminala UZP v Kopru.	55
Slika 31: Potek plinovoda južni tok	57
Slika 32: Potek plinovoda Nabucco.	61
Slika 33: Povezava Slovenije na plinovod Nabucco.	62

Slika 34: Jonsko–jadranski plinovod v navezavi na TAP.....	63
Slika 35: Potek plinovoda TGL.....	64

KAZALO TABEL

Tabela 1: Emisije okolju škodljivih delcev pri izgorevanju fosilnih goriv.....	5
Tabela 2: Gibanje cen energentov (v USD na enoto mere).....	6
Tabela 3: Svetovne potrebe po zemeljskem plinu (v mrd Sm ³).....	7
Tabela 4: Proizvodni stroški in izkoristki pri različnih tipih proizvodnje elektrike.....	9
Tabela 5: Svetovna proizvodnja zemeljskega plina (v \$/MBtu).....	15
Tabela 6: Obseg in razporeditev zalog zemeljskega plina v svetu (v tcm).....	16
Tabela 7: Potencial odvajanja CO ₂ s pomočjo ECBM po regijah (v giga ton).....	17
Tabela 8: Bilanca zemeljskega plina 2007– 2009 (v mio Sm ³).....	22
Tabela 9: Razporeditev prodaje na veleprodajnem trgu (v %).....	28
Tabela 10: Razporeditev prodaje na maloprodajnem trgu (v %).....	29
Tabela 11: Sestava infrastrukture za prenos zemeljskega plina.....	31
Tabela 12: Sestava distribucijskega omrežja.....	34
Tabela 13: Prikaz porazdelitve emisij TGP glede na vire.....	39
Tabela 14: Prikaz ekonomičnosti investicij v energetske objekte (v €/MWh).....	40
Tabela 15: Projekcije porabe zemeljskega plina do leta 2020 (v kilo Sm ³).....	41
Tabela 16: ReNEP – Načrtovane razširitve kapacitet termoelektrarn na zemeljski plin.....	41
Tabela 17: ReNEP – Načrtovane investicije v magistralne plinovode.....	41
Tabela 18: Ocena pridobljene energije iz zemeljskega plina po različnih scenarijih (v PJ)....	43
Tabela 19: Ocena porabe zemeljskega plina (v PJ).....	43
Tabela 20: Ocena možnih tranzitov ob realizaciji Razvojnega načrta (v mrd Sm ³).....	45
Tabela 21: Odseki prve priritete.....	46
Tabela 22: Odseki druge priritete.....	46
Tabela 23: Kratkoročne in dolgoročne posledice zmanjšanja ponudbe (v mio EUR).....	49
Tabela 24: Prenosne zmogljivosti, potrebne za plinovod Južni tok.....	58
Tabela 25: Prenosne zmogljivosti, potrebne za plinovod Južni tok.....	62
Tabela 26: Tehnične značilnosti načrtovanega skladišča v Senovem.....	65
Tabela 27: Povečanje bruto družbenega proizvoda (v mio EUR).....	66
Tabela 28: Povečanje zaposlenosti.....	67

UVOD

Razvoj globalnih trgov v razvitem svetu 21. stoletja bo močno odvisen od zanesljive in kakovostne oskrbe z energijo. Poleg zanesljivosti in kakovosti bo moral biti način oskrbe z energijo tudi takšen, da bo spodbujal konkurenčnost gospodarstva in okoljsko vzdržnost porabe. Doseganje takšnih ciljev marsikje presega zmožnosti omejenega delovanja posamičnih držav ali podjetij in zahteva široko ter dobro koordinirano mednarodno sodelovanje.

Mednarodno okolje se je na te izzive že odzvalo in oblikovalo široko paleto strategij, programov, načrtov in naložb, ki v dobršni meri zahtevajo tudi odziv in aktivnosti tako administrativnih kot tudi podjetniških akterjev iz slovenskega okolja. V pričujočem delu bomo v povezavi s tem obravnavali razvojne aktivnosti in perspektive enega od segmentov oskrbe z energijo, in sicer oskrbo z zemeljskim plinom, za katerega velja, da se iz prvotne vloge stranskega produkta pri pridobivanju nafte spreminja v vodilno gorivo razvitega sveta. Zemeljski plin med vsemi fosilnimi gorivi ustvarja najmanj toplogrednih plinov, saj v razmerju do lignita generira zgolj polovico (56/111) vrednosti CO₂ (Medak, 2006, str. 4), poleg tega je zaradi svojega agregatnega stanja tudi nadvse enostaven za uporabo. Dodatno temu sta razvoj novih tehnologij z visokimi izkoristki in nizka naložbena cena plinskih elektrarn omogočila privlačno uporabo zemeljskega plina v proizvodnji električne energije. Zemeljski plin v proizvodnji električne energije posledično masovno nadomešča premog in tekoča goriva. Zelena knjiga, v kateri je Evropska skupnost opredelila svoje strateške usmeritve na področju energetike, predvideva, da bo v letih od 2020 do 2030 iz zemeljskega plina proizvedeno že 40 odstotkov vse električne energije.

Zemeljski plin je že danes nadvse ustrezna rešitev za celo vrsto primerov uporabe (industrija, proizvodnja energije, ogrevanje) in zato potrebe po njem strmo naraščajo. V Resoluciji o Nacionalnem energetskega programu (ReNEP), ki jo je Državni zbor sprejel aprila 2004, je za obdobje 2000–2020 tudi v Sloveniji predvidena rast porabe zemeljskega plina v višini 3,5 odstotka na leto (ReNEP, str. 57). V ReNEP predvidena rast naj bi se dosegla s širšo uporabo zemeljskega plina, tako iz naslova proizvodnje elektrike kot tudi soproizvodnje elektrike in toplote.

Oprelitev problema

Ustrezna oskrba z zemeljskim plinom je zato eno od ključnih vprašanj energetske politike vsake države. Direktive Evropske unije vse države članice zavezujejo, da si zagotavljajo ustrezne rezerve energentov. Direktivi EU 68/414/EGS in 98/93/ES določata obveznosti držav članic glede vzdrževanja minimalnih zalog surove nafte in/ali naftnih derivatov na ravni, ki ustreza devetdesetdnevni povprečni porabi v preteklem letu za vse kategorije naftnih derivatov. Za zagotavljanje ustrezne ravni zanesljivosti oskrbe s plinom so zahteve podane v Direktivi EU 2004/67/ES in Energetskega zakonu (EZ) ter Uredbi o zagotavljanju

zanesljivosti oskrbe z zemeljskim plinom. V skladu z njima je dobavitelj dolžan zagotoviti z ukrepi dobavo v izrednih razmerah in v zimskem obdobju zadostne količine, ki omogočajo ogrevanje prostorov ob izjemno nizkih temperaturah. Minimalne zaloge se lahko zagotovi z različnimi ukrepi, kot so skladišča, diverzifikacija dobav, dolgoročne pogodbe, spodbujanje prekinljivih pogodb in alternativnih goriv pri odjemalcih ipd.

Kot je bilo že opredeljeno v analizah delovanja sistema v krizi (Ržen, 2003, str. 10 do 24), v Sloveniji primanjkuje skladiščnega prostora za potrebe skladiščenja strateških energetskega virov in bi ga bilo potrebno zagotoviti skozi izgradnjo novih kapacitet. Področje Luke Koper ima v veljavnih prostorskih aktih že določena zemljišča za gradnjo dodatnih skladišč, ki bi lahko služila za zagotavljanje zadostnih rezerv strateških energentov za potrebe Slovenije in širšega evropskega zaledja (Časar, 2007, str. 5). Poleg navedenega je v luči stalnih zapletov pri oskrbi z zemeljskim plinom iz Rusije ključno vendar ne edino strateško vprašanje tudi povečanje števila dobaviteljev, kar je za Evropo izvedljivo le z izgradnjo terminalov za utekočinjeni zemeljski plin (UZP).

Za Slovenijo so z vidika razvoja sistema oskrbe, poleg odgovorov glede odnosa do UZP, pomembni tudi odgovori na vprašanja, ki se nanašajo na potek in način umeščanja plinovodnega omrežja v prostor, način in mesto izgradnje plinohramov, zadovoljiv tempo in prioritete izgradnje energetskega objektov, zagotavljanje neodvisnosti od oskrbnih poti in monopolov in še bi lahko naštevali.

Namen magistrskega dela

Kot eden od prispevkov k oblikovanju odgovorov in uspešnemu sprejemanju odločitev na področju oskrbe z zemeljskim plinom bi lahko služilo tudi pričujoče magistrsko delo, katerega predmet proučevanja so predvsem tehnični in ekonomski vidiki oskrbe Slovenije z zemeljskim plinom.

Pri obravnavi bomo kot izhodišče vzeli obstoječe stanje primarne infrastrukture za oskrbo plina v Republiki Sloveniji, ki zajema 960 km plinovodov v prenosnem omrežju ter preko 300 postaj in drugih instalacij (Eberlinc, 2006, str. 5), poleg tega pa tudi pomembnejše objekte, ki služijo potrošnji in hrambi zemeljskega plina. To sliko obstoječe infrastrukture bomo skozi delo dopolnjevali z dodatnimi naložbami, ki so že v različnih javno dostopnih načrtih ali pa bi jih bilo po avtorjevem mnenju smiselno proučiti in načrte dopolniti.

Namen magistrskega dela je analizirati in podati oceno stanja pri oskrbi z zemeljskim plinom v Republiki Sloveniji. V analizo bodo vključeni že sprejeti načrti naložb kot tudi alternativne naložbe, ki glede na svojo naravo spadajo v področje obravnave pričujoče analize. Za vsako od predlaganih rešitev bomo v delu podali oceno njene ekonomske in tehnološke ustreznosti. V okviru ocene bomo glede na tuje izkušnje poizkusili opredeliti priložnosti za izboljšave in v zvezi s tem podati konkretne predloge.

Cilji in hipoteze magistrskega dela

Cilj magistrskega dela je pridobiti informacije in oblikovati odgovore o možnih poteh za doseg ekonomsko-tehnološko zadovoljivega razvoja oskrbe z zemeljskim plinom v Republiki Sloveniji.

Hipoteza magistrskega dela je, da je za razvoj oskrbe z zemeljskim plinom v Republiki Sloveniji poleg mednarodnih dejavnikov ključnega pomena tudi ustrezna organizacija in investicijska politika znotraj meja države – tako z ekonomskega kot tudi tehnološkega vidika.

Metode dela

Metodološki pristop k magistrskemu delu temelji v prvem delu predvsem na proučevanju teoretičnih podlag in spoznanj s področja oskrbe z zemeljskim plinom. Pri teoretičnih izhodiščih je uporabljen deskriptivni pristop k raziskovanju, ki zajema naslednje metode: metodo deskripcije, metodo klasifikacije, komparativno metodo in metodo kompilacije. Metoda deskripcije služi kot orodje za preučevanje in ponazarjanje dejstev glede razvoja oskrbe z zemeljskim plinom in pojasnjevanja povezav med teoretičnimi izhodišči in praktičnimi primeri. Metoda klasifikacije je uporabljena predvsem z namenom klasifikacije načinov oskrbe z zemeljskim plinom. Komparativna metoda služi za primerjavo sistema oskrbe z zemeljskim plinom v naši državi in sistemom v nekaterih drugih evropskih državah (Španija, Nizozemska, Belgija) ter za primerjavo nekaterih zgodovinskih in tekočih podatkov, ki so uporabljeni v delu. Ker bom v delu uporabljal tudi spoznanja in navedbe drugih avtorjev, bo deskriptivna metoda temeljila na metodi kompilacije.

Analitični pristop k raziskavi je kvalitativen in kvantitativen in bo potekal skozi analizo vsebine dokumentov, ki se bodo nanašali na obravnavane naložbe v infrastrukturo oskrbe in porabe zemeljskega plina. Ker je področje oskrbe z energijo eno izmed tistih, ki ga kot prednostno opredeljujejo strateške usmeritve Evropske skupnosti, bodo zaradi lažje nadaljnje uporabe rezultatov kot instrument pri izvedbi analiz uporabljene metodološke smernice Evropske skupnosti. S tega vidika bodo lahko rezultati naloge uporabni tudi kot vhodni vir pri izdelavi dokumentacije za sofinanciranje naložb iz evropskih virov.

Delo se pri proučitvi primarnih in sekundarnih virov opira na projektno in naložbeno dokumentacijo investitorjev v infrastrukturo oskrbe z zemeljskim plinom (Geoplin plinovodi, d.o.o. in TGE gas engineering GmbH), poleg tega pa tudi na strokovno literaturo in vire domačih ter tujih strokovnjakov. Podatki, predvsem kvantitativni, so pridobljeni preko elektronskih virov neposredno od organizacij, ki se ukvarjajo s pripravo in obdelavo podatkov (JARSE, OECD, EC, Vlada RS, SURS, UMAR, idr.).

Magistrsko delo je razdeljeno na šest poglavij. Uvodnemu poglavju, kjer so podane osnovne informacije o obravnavani problematiki in metodi dela, sledi vsebinski del, ki zajema štiri poglavja.

V prvem vsebinskem poglavju je tako predstavljeno stanje zemeljskega plina danes, ki zajema oris globalnih tehnoloških in ekonomskih vidikov z vidika stanja zalog in porabe, podaja tehnološka in komercialna predvidevanja ter na koncu tudi nekatere strateške in politične izzive, ki stojijo pred nami. To poglavje nam poda širši okvir ekonomskih in tehnoloških vidikov, v katerega je neizogibno uvrščeno dogajanje znotraj meja Slovenije.

V drugem vsebinskem poglavju se osredotočimo na trenutno stanje oskrbe z zemeljskim plinom v Sloveniji. Skozi to poglavje spoznamo organizacijo sistema oskrbe, značilnosti trenutne porabe in stanje infrastrukture.

Preden se delo poglobi v proučevanje posamičnih vidikov oskrbe, je potrebno podati informacije o že sprejetih zakonskih in planskih okvirjih. V tretjem vsebinskem poglavju bodo zato podane informacije o sprejetih usmeritvah in obveznostih države, kot se izražajo skozi razne zakonske in podzakonske akte ter druge dokumente (resolucije, razvojni načrti, dolgoročne bilance, ipd.).

V četrtem vsebinskem poglavju bomo na podlagi izhodišč iz predhodnih poglavij izvedli predstavitev in analizo tehnoloških in ekonomskih vidikov načrtovanih naložb v oskrbo z zemeljskim plinom ter podali ocene posamičnih naložb; prav tako pa oceno ustreznosti slovenskih usmeritev gledano v celoti (skozi primerjavo z usmeritvami nekaterih drugih držav).

V sklepnem poglavju bodo rezultati ocen in predlogi za izboljšave združeni v celovit pregled, skozi katerega bodo povzete in predstavljene glavne ugotovitve celotnega raziskovalnega dela z vidika ekonomičnosti, ekološke ustreznosti in mednarodne primerljivosti.

1 GLOBALNI VIDIKI UPORABE ZEMELJSKEGA PLINA

1.1 Tehnične in ekološke lastnosti zemeljskega plina

Zemeljski plin je fosilno gorivo, sestavljeno iz mešanice ogljikovodikov, ki se ga pridobiva iz vrtin na plinskih ali naftno plinskih poljih. Vsebuje do 98 odstotkov metana (CH₄) v manjših količinah pa so še etan, propan, butan, ogljikov dioksid in dušik.

Za razliko od t. i. naftnih plinov (propan, butan) je zemeljski plin lažji od zraka in zgoreva z modrikastim plamenom. Posledično je njegova uporaba veliko bolj varna, saj se ne zadržuje v kotanjah, kot je to značilno za naftne pline, temveč izhlapi v ozračje. Zemeljski plin je

nestrupen in je v določenem razmerju (4–16 volumenskih odstotkov) z zrakom eksploziven. Ker je brez vonja, mu zaradi varnostnih razlogov običajno dodajajo v ustreznem razmerju značilen vonj (tetrahidrodiofen ali merkaptan), po katerem je možno zaznati njegovo prisotnost.

Ekološko gledano je zemeljski plin vsekakor najčistejše fosilno gorivo in je primeren za doseganje zmanjševanja okolju škodljivih vplivov. Kot je razvidno iz spodnje tabele, izloča zemeljski plin na enoto energije najmanj okolju škodljivih delcev. Še posebej je s tega vidika aktualno sorazmerno nizko izločanje toplogrednih plinov (CO₂). Sloveniji bi lahko širša zamenjava v energetiki uporabljenih trdih fosilnih goriv, ki predstavljajo pretežen vir toplogrednih plinov (MG, Energija v Sloveniji 2006, str. 54), omogočila sorazmerno enostavno zmanjšanje skupne količine toplogrednih plinov in in s tem omogočili doseganje zahtevnih mednarodnih obveznosti.

Tabela 1: Emisije okolju škodljivih delcev pri izgorevanju fosilnih goriv.

Energetski vir	Lignit	Koks	Kurilno olje	Zemeljski plin
Pepel (mg/MJ)	608,4	309,2	50,4	0,6
SO ₂ (mg/MJ)	1129,4	398,9	426,7	0,3
CO (mg/MJ)	3146,9	1717,6	13,9	9,4
Ogljikovodik (mg/MJ)	699,3	381,7	9,7	3,8
NO _x (mg/MJ)	209,8	57,3	236,4	47,2
CO ₂ (g/MJ)	111,0	92,0	75,0	56,0

Vir: J. Medak, Izzivi za zemeljski plin v proizvodnji električne energije, 2008, str. 4.

1.2 Gibanje cen energentov

Cene energije so rezultat zunanjih vzrokov, ki izhajajo iz gibanja ponudbe in povpraševanja ter višine transportnih stroškov.

Gibanje cen, kot je predstavljeno v Tabeli 2, izhaja iz referenčnega scenarija Mednarodne agencije za energijo (IEA) do leta 2030 in temelji na potrebi po zagotavljanju zadostnih investicijskih sredstev, s katerimi bi skozi nivo cen zagotovili zadosten obseg proizvodnje energije za zadovoljitev načrtovanega povpraševanja v obravnavanem obdobju. Prikazani trend, katerega gibanje je precej konsistentno in kaže zmerno rast, lahko vzamemo zgolj kot okvirno izhodišče, saj je potrebno glede na pretekle izkušnje pričakovati občasne močne odmike.

Tabela 2: Gibanje cen energentov (v USD na enoto mere).

Cene energentov	Enota mere	2000	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Realne cene (2007)								
Uvozne cene nafte	Barrel	33,33	69,33	100,00	100,00	110,00	116,00	122,00
Zemeljski plin								
Uvozne cene ZDA	MBtu	4,61	6,75	12,78	13,20	14,57	15,35	16,13
Uvozne cene EU	MBtu	3,35	7,03	11,15	11,50	12,71	13,45	14,19
Uvozne cene UZP za Japonsko	MBtu	5,63	7,80	12,70	13,16	14,52	15,28	16,05
Uvozne cene premoga	ton	40,06	72,84	120,00	120,00	116,67	113,33	110,00
Nominalne cene (2007)								
Uvozne cene nafte	Barrel	28,00	69,33	107,34	120,27	148,23	175,13	206,37
Zemeljski plin								
Uvozne cene ZDA	MBtu	3,87	6,75	13,72	15,88	19,64	23,18	27,28
Uvozne cene EU	MBtu	2,82	7,03	11,97	13,83	17,13	20,31	24,00
Uvozne cene UZP za Japonsko	MBtu	4,73	7,80	13,63	15,83	19,56	23,08	27,16
Uvozne cene premoga	ton	33,65	72,84	128,81	144,32	157,21	171,11	186,07

Legenda: MBtu (Million British thermal units) = 26,38 Sm³; Barrel = 158,9873 l.

Vir: IEA, *World Energy Outlook 2008, 2008a, str. 68.*

Kot je razvidno iz preglednice v Tabeli 2, ki zajema povprečne regionalne uvozne cene (z vključenimi povprečnimi transportnimi stroški in povprečnimi uvoznimi dajatvami), bodo cene zemeljskega plina tudi v prihodnje močno povezane s cenami nafte. Ker se velika večina zemeljskega plina prodaja preko dolgoročnih pogodb, ki vključujejo vezavo na cene nafte, se cene zemeljskega plina gibljejo vzporedno z naftnimi, seveda ob upoštevanju 3 do 6-mesečnega časovnega zamika.

Zaradi bližine poglavitnih nahajališč zemeljskega plina bodo dolgoročne cene za porabnike na območju Evrope nižje kot za ameriške in daljnovzhodne porabnike in bodo v letu 2010 predvidoma znašale 11,15 USD/Mbtu.¹

1.3 Trendi v porabi in povpraševanju

Zemeljski plin se trenutno proizvaja v 43 državah, ki obsegajo vse kontinente. Po referenčnem scenariju Mednarodne agencije za energijo (IEA) bo svetovna poraba zemeljskega plina med letom 2005 in 2030 narasla za 55 odstotkov, s povprečno stopnjo letne

¹ Če opravimo prevedbo iz MBtu v Sm³ in iz USD v evre, bo povprečna uvozna cena zemeljskega plina dobavljena v letu 2010 znašala 0,3388 evra/Sm³.

rasti v višini 1,8 odstotkov (IEA, 2009, str. 109). Povpraševanje bo iz 11.400 milijard ton naftnega ekvivalenta (TOE) v letu 2005, leta 2030 doseglo 17.700 milijard TOE. Tempo letne rasti povpraševanja, ki je bil v obdobju med 1980–2005 1,8 odstotkov, se bo v obdobju 2005–2015 najprej zvišal na višino 2,3 odstotkov in nato v obdobju 2015–2030 znižal na 1,4 odstotkov. 60 odstotkov navedenega povečanja naj bi povzročila povečana poraba v energetiki, s čimer bi zemeljski plin kot energent v proizvodnji elektrike s prvega mesta izrinil premog (Hartley & Madock, 2005 a, str. 8).

Fizični obseg povpraševanja v tem obdobju bo narasel iz 2.854 milijard kubičnih metrov (bcm) v letu 2005 na 3.689 bcm v letu 2015. Kot je razvidno iz tabele 3, bo rast porabe zemeljskega plina še naprej najhitrejša v državah v razvoju, na čelu z državami srednjega vzhoda², vendar bo navkljub temu velika večina porabe še vedno v državah OECD.

Tabela 3: Svetovne potrebe po zemeljskem plinu (v mrd Sm³).

Geografsko področje	2000	2005	2015	Povprečna letna rast 2005-2015 v %
OECD	1.409	1.465	1.726	1,70 %
Severna Amerika	799	765	887	1,50 %
Evropa	477	550	639	1,50 %
Pacifik	133	149	201	3,00 %
Tranzicijske ekonomije	601	663	789	1,80 %
Rusija	395	431	516	1,80 %
Dežele v razvoju	528	727	1.174	4,90 %
Kitajska	28	51	131	9,90 %
Indija	25	35	58	5,20 %
Ostala Azija	131	177	262	4,00 %
Srednji vzhod	182	261	394	4,20 %
Afrika	62	85	136	4,80 %
Latinska Amerika	100	118	193	5,00 %
Svet	2.539	2.854	2.689	2,60 %
Evropska skupnost	482	541	621	1,40 %

Vir: IEA, Natural gas market review, 2008 d, str. 37.

1.3.1 Visoka konkurenčnost ZP pri proizvodnji elektrike

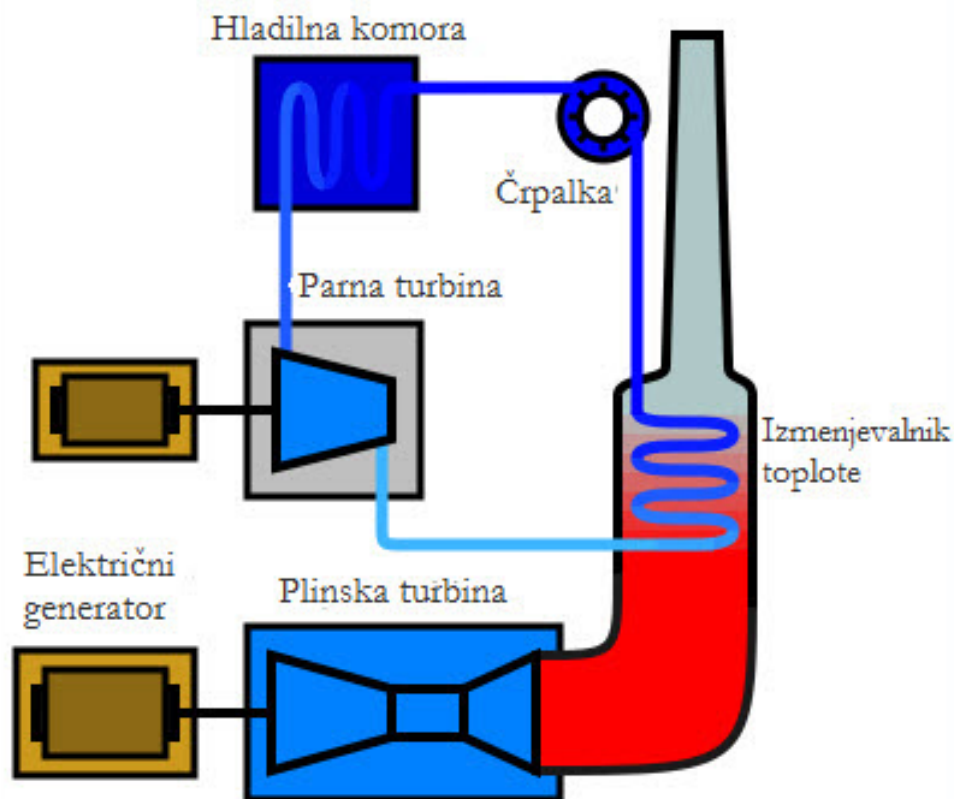
Več kot polovico načrtovanega povečanja globalne porabe zemeljskega plina gre pripisati povečani uporabi novih plinskih elektrarn, ki bodo v veliki večini uporabljale turbine s kombiniranim plinsko-parnim postopkom (CCGT). Glede na razvoj tehnologije imajo elektrarne tipa CCGT med vsemi elektrarnami, ki temeljijo na izgorevanju fosilnih goriv,

² Njihova poraba bo naraščala v največji meri zaradi lahke dostopnosti in nizkih cen, saj so v tem območju locirane največje zaloge zemeljskega plina.

daleč najboljši izkoristek (Langston). Poleg dobrega izkoristka to tehnologijo krasi tudi kratek zagonski čas, saj potrebujejo zgolj deset minut do polnega obsega obratovanja. Zaradi navedenega so tovrstne elektrarne vsekakor pomembna inovacija na področju proizvodnje elektrike.

Tehnološki potek proizvodnje energije v CCGT je razviden s pomočjo Slike 1. V prvi fazi pod pritiskom kurimo zemeljski plin. Visoko segret izpuh tega izgorevanja, ki je bil pri običajnih plinskih elektrarnah izguba, se nato usmerja v gretje pare, ki poganja drugo turbino. S tem se dobi kombinirano delovanje, ki omogoča visok izkoristek in minimalne ekološke vplive. Za razliko od prejšnjih verzij plinskih elektrarn, ki so bila običajno manjša postrojenja in niso dosegala velikost jedrskih ali premogovnih elektrarn, so postrojenja, ki temeljijo na CCGT tehnologiji primerljiva in se njihova velikost običajno giblje okoli 600 MW inštalirane proizvodne moči.

Slika 1: Shema delovanja CCGT elektrarne.



Prednosti elektrarn CCGT so še bolj razvidne s pomočjo Tabele 4, ki prikazuje tehnološke in ekonomske vidike pri različnih tipih elektrarn. Glede na indikatorje so plinske elektrarne tipa CCGT v primerjavi s premogovnimi in jedrskimi elektrarnami visoko učinkovite pri izkoristku energije, poleg tega pa imajo tudi nižjo investicijsko ceno na enoto inštalirane moči. Kot take so v časih povečane deregulacije trga proizvodnje električne energije priljubljene za izvedbo investicij v nadomestne kapacitete za odslužene jedrske ali

premogovne centrale, prav tako pa lahko služijo kot učinkovit vzvod za zmanjšanje izpustov toplogrednih plinov in izboljšavo ekološke slike držav, ki jih uvajajo.

Tabela 4: Proizvodni stroški in izkoristki pri različnih tipih proizvodnje elektrike.

Energetski viri	Tehnologija pridobivanja elektrike	Proizvodni stroški v letu 2005 (v EUR/MWh)	Predvideni proizvodni stroški v letu 2030 (v EUR/MWh) z vključenim stroškom CO ₂ (25 EUR/tono)	Emisije toplogrednih plinov (v kg CO ₂ /MWh)	Najboljši izkoristek pri proizvodnji (v %)
Zemeljski plin	Plinska turbina z odprtim ciklom	45–70	55–85	440	35–42
	Turbine s kombiniranim plinsko parnim postopkom (CCGT)	35–45	40–55	400	58
Nafta	dizelski motorji	70–80	80–95	550	30
Premog	Zgorevanje premogovnega prahu z razžvepljevanjem dimnega plina	30–40	45–60	800	40–45
	Krožeče zgorevanje v vrtinčnem sloju (CFBC)	35–45	50–63	800	40–45
	Kombinirani postopek z uplinjanjem (IGCC)	40–50	55–70	750	48
Jedrsko energija	Reaktor na lahko vodo	40–45	40–45	15	33

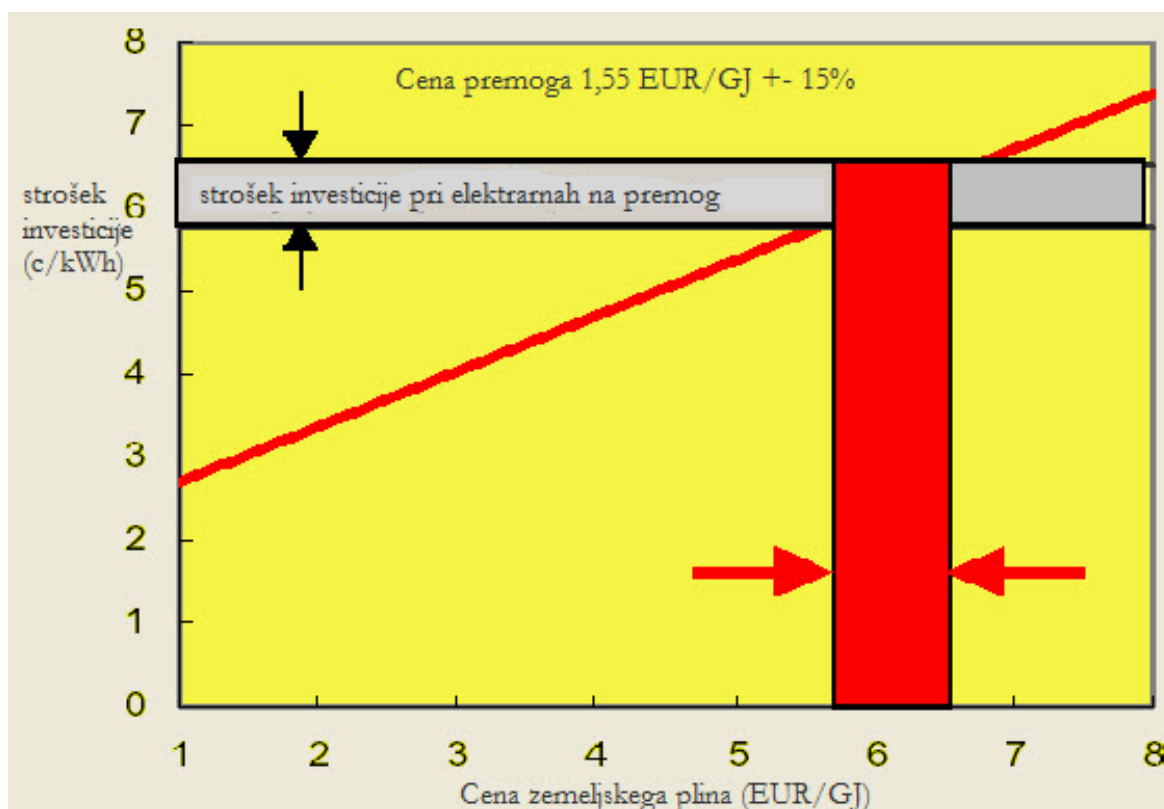
Vir: M. G. Tomšič, *Energetska politika Slovenije in energetski sveženj EU, 2009, str. 7.*

Zaradi navedenih ekonomskih in ekoloških vzrokov bo v mnogih predelih sveta zemeljski plin tudi skozi prihodnje obdobje ostal najbolj priljubljeno gorivo za proizvodnjo električne energije in/ali toplote.

Obseg investiranja v nove in na zemeljskem plinu bazirane energetske objekte bo seveda v veliki meri odvisno od razmerja bodočih cen zemeljskega plina v razmerju do ostalih alternativ (premoga, jedrskega goriva), ki so v tem obdobju odločno v korist zemeljskega plina.

Trenutno tako k sami ekonomski učinkovitosti tovrstnih plinskih elektrarn izdatno pripomore tudi sama cena zemeljskega plina. Kot je namreč razvidno z grafikona na Sliki 3, je investicija v plinske elektrarne (CCGT) glede na enoto energije (1 GJ) ekonomsko bolj učinkovita, saj investicije v premogovne elektrarne dosežejo ekonomičnost investicij v elektrarne z zemeljskim plinom šele pri skoraj štirikrat višji ceni zemeljskega plina na enoto energije (cca. 1,55 EUR/GJ pri premogu nasproti 6 EUR/GJ pri zemeljskem plinu).

Slika 2: Meja ekonomičnosti med proizvodnjo elektrike iz premoga in plina.



Legenda: GJ = 26,53 m³ zemeljskega plina, GJ = 0,035 tone premoga.

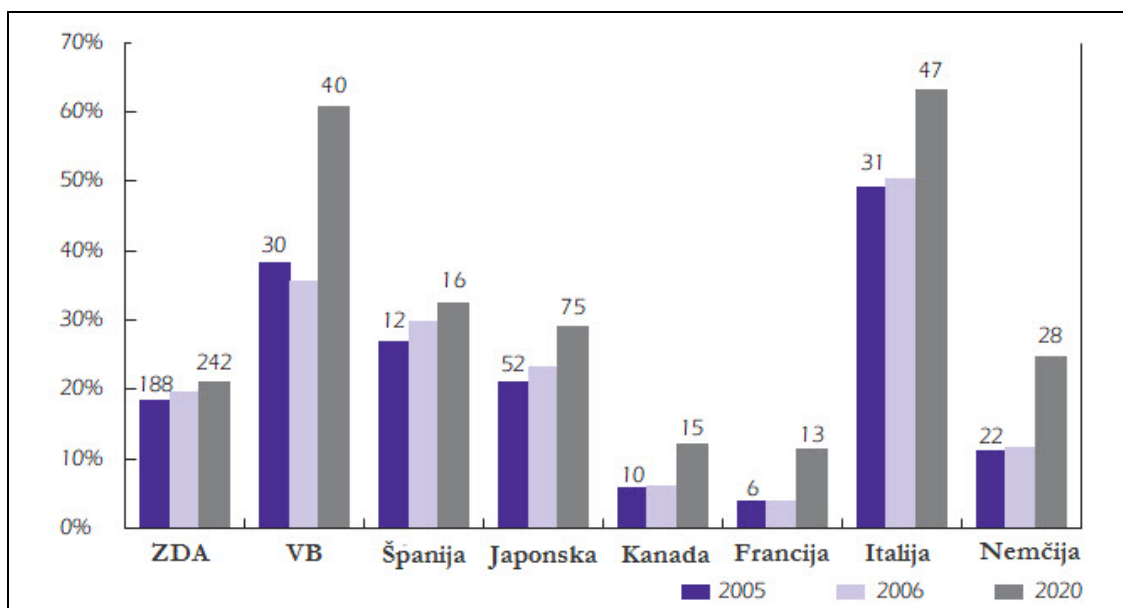
Vir: J. Medak, *Izzivi za zemeljski plin v proizvodnji električne energije*, 2008, str. 15.

Takšne tehnološke prednosti proizvodnje električne energije na osnovi zemeljskega plina se posledično kažejo v že doseženih razmerjih pri tehnologijah za proizvodnjo elektrike, kjer se v zadnjih desetletjih razmerja vztrajno povečujejo v korist zemeljskega plina.

Na osnovi grafičnega prikaza na Sliki 3, kjer je prikazan delež plinskih elektrarn v celotni proizvodnji električne energije, je razvidno, da že sedaj večina najrazvitejših držav proizvaja pomemben delež elektrike v plinskih elektrarnah, ob tem pa v vseh državah načrtujejo njegovo povečanje.

Takšna predvidevanja potrjujejo tudi najnovejše ocene (EIA, Annual Energy Outlook 2009 Early Release, 2008, str. 17), ki kažejo, da bo delež proizvodnje iz plinskih elektrarn do leta 2030 prekašal kumulativne količine proizvedene elektrike iz vseh ostalih virov in tako postal vodilni svetovni energent. S tega vidika bi bilo nujno takšna predvidevanja in trende aktivneje vključiti v slovenske razvojne programe in strategije.

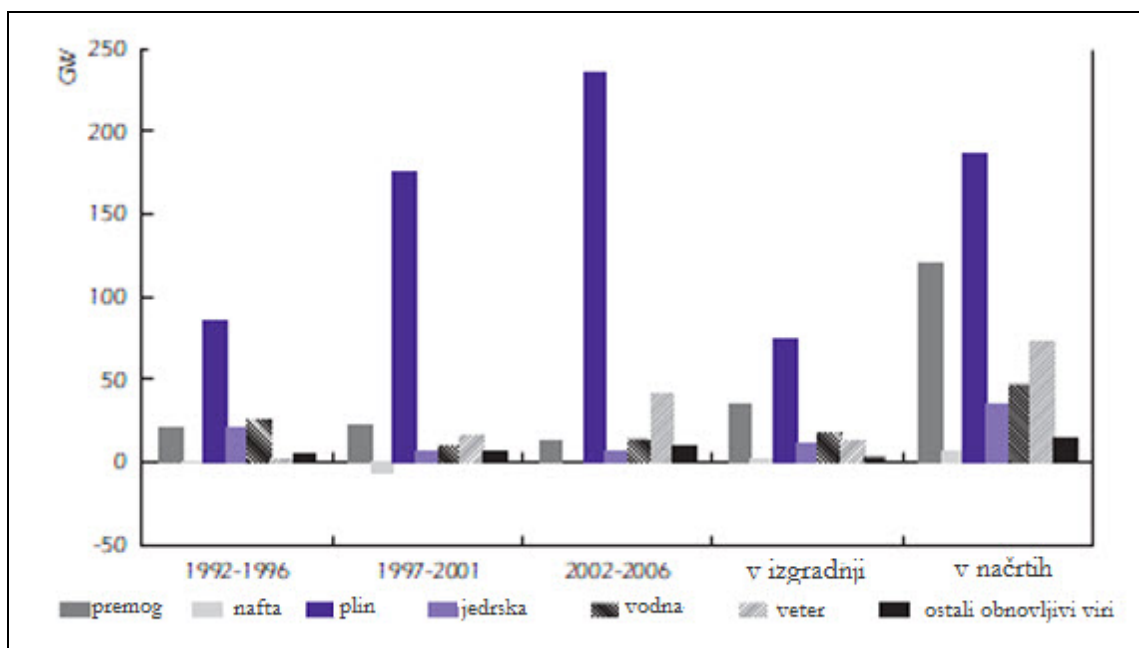
Slika 3: Delež plinskih elektrarn v celotni proizvodnji električne energije (v %).



Vir: IEA, Natural gas market review, 2008 d, str. 76.

Še bolj kot povečanje absolutnega deleža plinskih elektrarn je glede intenzivnosti vlaganj v plinske elektrarne zgovoren delež tovrstnih vlaganj glede celotnih investicij v nove kapacitete na področju proizvodnje električne energije, kot je prikazano na Slika 4. Glede na podano je razvidno, da investicije v tovrstne objekte daleč presegajo vse ostale.

Slika 4: Delež plinskih elektrarn v investicijah v proizvodnjo električne energije (v GW).



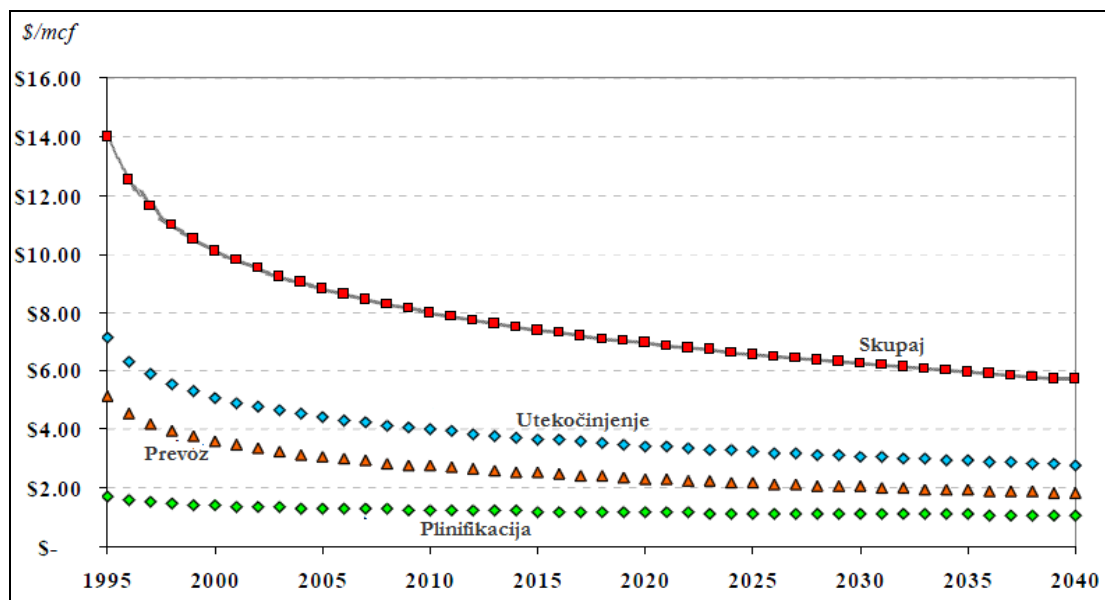
Vir: IEA, Natural gas market review, 2008d, str. 78.

1.4 Transportni stroški

Zaradi možnih zastojev pri oskrbi, ki so v Evropi s plinovodi večkrat prisotni, predstavlja vidik transporta pri zemeljskem plinu pomemben vidik njegove dostopnosti. Tudi s stroškovnega vidika predstavlja strošek transporta pomemben delež v končni ceni zemeljskega plina in mu je zato potrebno nameniti posebno pozornost. Glede na trende bo prihodnje obdobje označevala pomembna porast obsega transporta utekočinjenega zemeljskega plina (UZP). Transport UZP je primarno pogojen s predvidenim znižanjem stroškov takšnega transporta in je vsebinsko gledano poglavitni odgovor na izzive po povečanju medregijske oskrbe in zmanjšanju odvisnosti od plinovodov. Po ocenah gibanja cen transporta UZP, ki ga je na podlagi analize celotnih stroškov transporta 26 centrov za utekočinjenje, velikega števila centrov za uplinjanje in pripadajočih vmesnih stroškov prevoza opravil Bakerjev inštitut (Hartley & Madock, 2005 a, str. 36 - 38), se obeta v prihodnje občutni padec stroškov pri transportu UZP. Sami stroški po posamičnih centrih uplinjanja so sicer precej primerljivi, pomembnejše razlike so zgolj pri stroških ponovnega uplinjanja (Hartley & Madock, 2005 c, str. 20).

Glede na projekcije (Slika 5) bodo povprečni stroški transporta UZP iz 14 USD/mcf, kolikor so znašali v letu 1995, padli na 8 USD/mcf v letu 2010³. Tak trend se bo nadaljeval tudi v nadaljevanju in tako naj bi cene transporta v letu 2030 dosegle 6 USD/mcf.

Slika 5: Gibanje stroškov transporta utekočinjenega plina (v \$/mcf).



Legenda: mcf (1000 cubic feet)= 0.0283 Sm³.

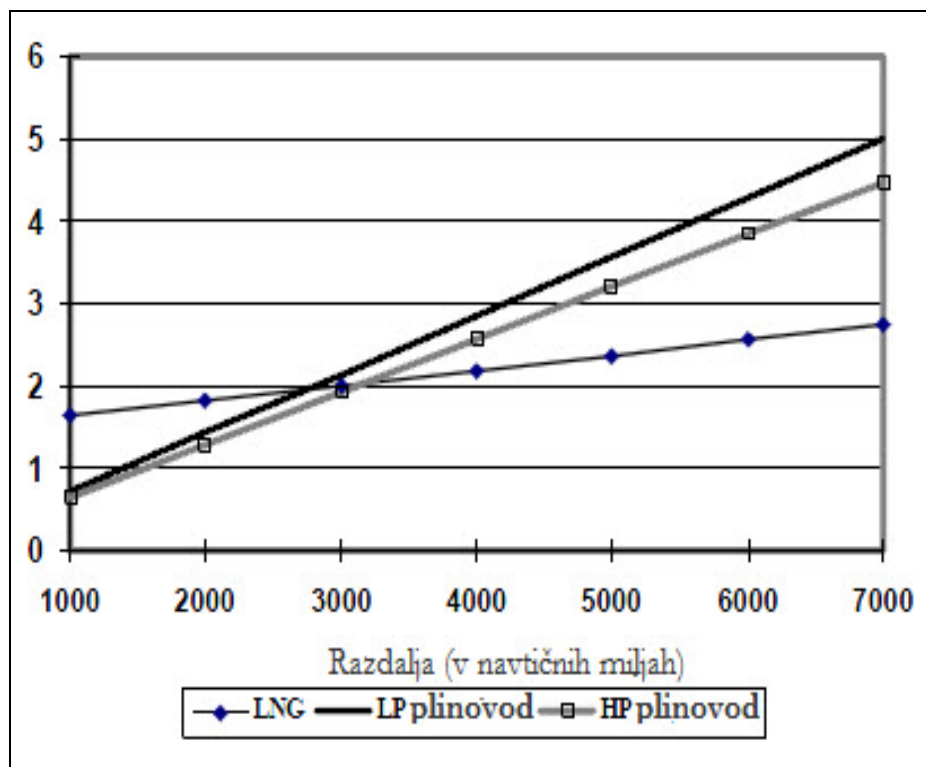
Vir: P. Hartley & K. B. Medlock, *The baker institute world gas trade model, 2005a, str. 38.*

³ Če opravimo prevedbo iz mcf v Sm³ in iz dolarjev (USD) v evre (EUR) bodo povprečni stroški transporta UZP v letu 2010 znašali 0,136 EUR/Sm³.

Ne glede na navedeno, pa lahko takšen način transporta že danes ocenimo kot konkurenčnega transportu po plinovodih, saj sorazmerno majhna medsebojna razlika v ceni transporta ne predstavlja bistvenega elementa za odločanje, še posebej če upoštevamo posledice morebitnega motenja oskrbe, ki je lahko prisotno pri prenosu preko plinovodov.

Kot so ugotovili Cornot-Gandolphe et al. (2003, str. 13), se nahaja meja ekonomičnosti uporabe transporta 10 Mrd Sm³ zemeljskega plina med plinovodi in UZP med 2700 in 3300 navtičnih miljah. Dodatno na ekonomičnost vplivajo tudi investicijski stroški vzpostavitve plinovodov, ki so odvisni od številnih dejavnikov (teren, ekonomija obsega, poseljenost terena okolja itd.) in način izgradnje plinovoda, saj so plinovodi, ki delujejo pod višjim pritiskom, ekonomsko učinkovitejši. Podrobnejši prikaz gibanja medsebojnega razmerja stroškov transporta med plinovodi in UZP pri letnem prometu 10 Mrd Sm³ je razvidno s Slike 6.

Slika 6: Meja ekonomičnosti transporta UZP (LNG) in plinovoda pri 10 Mrd Sm³ (v \$/MBtu).



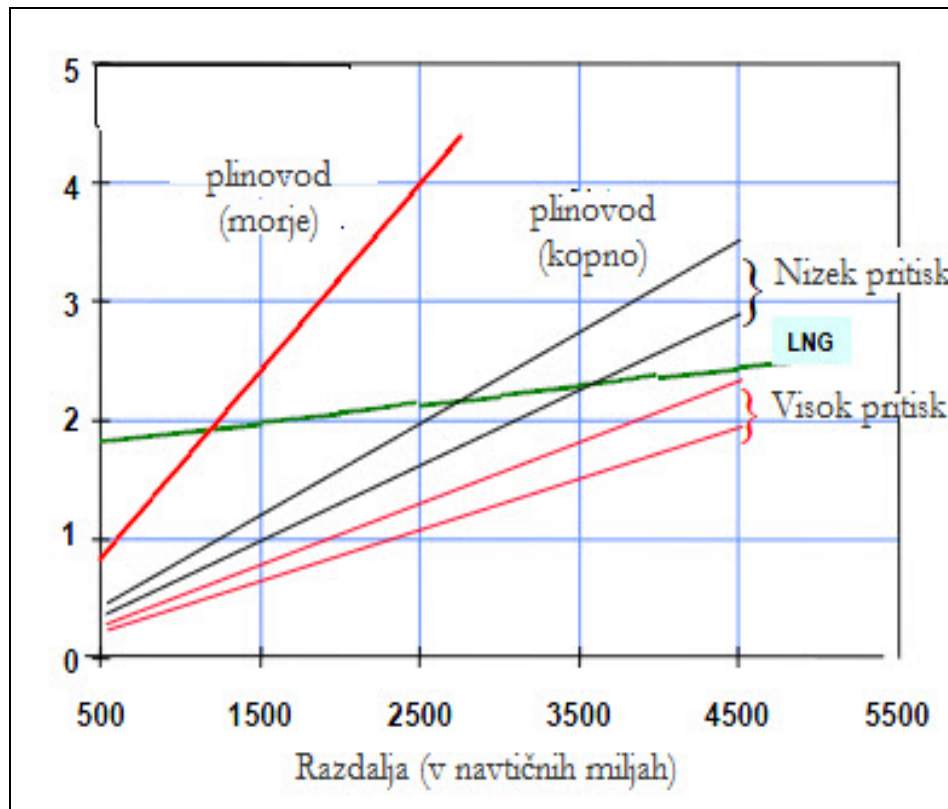
Legenda: MBtu (Million British thermal units) = 26,38 Sm³

Vir: S. Cornot-Gandolphe, O. Appert & R. Dickel, *The Challenge of Further Cost Reduction for New Gas Supply Options- (pipeline, UZP, GTL)*, 2003, str. 13.

Pri večjih plinovodih se meja ekonomičnosti pomakne v korist plinovodov tako, da so plinovodi v določenih primerih ugodnejši tudi na večjih razdaljah. Poleg letnega obsega transporta je meja ekonomičnosti odvisna tudi od tehnologije plinovodov (v primeru uporabe visokotlačnih plinovodov je meja ekonomičnosti višja) in samih stroškov izgradnje plinovoda (geografija). Dinamika gibanja ekonomičnosti različnih tipov plinovodov glede na transport

UZP in ob predpostavki transporta 30 Mrd Sm³ je razvidna na osnovi grafičnega prikaza (Slika 7) in nam kaže, da je transport UZP bolj ekonomičen od transporta pod morskno gladino že na krajših razdaljah (700 navtičnih milj), medtem ko so plinovodi na enostavnem terenu in ob realizaciji visokotlačnega prenosa lahko ekonomsko učinkoviti tudi na razdaljah do 5000 navtičnih milj.

Slika 7: Meja ekonomičnosti med UZP (LNG) in različnimi tipi plinovodov (v \$/MBtu).



Legenda: MBtu (Million British thermal units) = 26,38 Sm³.

Vir: S. Cornot-Gandolphe, O. Appert & R. Dickel, *The Challenge of Further Cost Reduction for New Gas Supply Options- (pipeline, UZP, GTL)*, 2003, str. 13.

1.5 Svetovna proizvodnja zemeljskega plina

Proizvodne kapacitete za pridobivanje zemeljskega plina, ki so v svetu vzpostavljene ali pa so že v fazi izgradnje, so več kot zadostne za nemoteno oskrbo svetovnega tržišča do leta 2015 in naprej. Povečanje proizvodnje zemeljskega plina je načrtovano za vse predele sveta, z izjemo Evrope, pri kateri se pričakuje zmanjšanje severnomorske proizvodnje. Največji delež proizvodnje zemeljskega plina bo tudi v prihodnje prihajal iz klasičnih nahajališč, čeprav se ob tem, še posebej na področju Severne Amerike, predvideva tudi občutno povečanje obsega proizvodnje premogovnega metana in ostalih nekonvencionalnih oblik pridobivanja zemeljskega plina. Tako kot pri povpraševanju se tudi pri proizvodnji pričakuje največjo rast na področju Srednjega vzhoda. S pomočjo Tabele 5 je razvidno, da se izdatne stopnje rasti proizvodnje pričakujejo tudi na področju Afrike in Latinske Amerike.

Tabela 5: Svetovna proizvodnja zemeljskega plina (v \$/MBtu).

Geografsko področje	2000	2005	2015	Povprečna letna rast 2005-2015 (v %)
OECD	1.115	1.106	1.199	0,80
Severna Amerika	769	743	820	1,00
Evropa	304	315	292	-0,80
Pacifik	42	48	87	6,10
Tranzicijske ekonomije	732	814	947	1,50
Rusija	576	639	702	0,90
Dežele v razvoju	691	944	1543	5,00
Kitajska	28	51	103	7,30
Indija	25	29	45	4,50
Ostala Azija	190	240	310	2,60
Srednji vzhod	212	304	589	6,80
Afrika	131	186	279	4,10
Latinska Amerika	104	134	217	4,90
Svet	2.538	2.864	3.689	2,60

Vir: IEA, *Natural gas market review, 2008 d, str. 38.*

1.6 Svetovne zaloge zemeljskega plina

Pred pričetkom navajanja števil o zalogah je potrebno, v izogib napačnemu tolmačenju, podati nekaj osnovnih informacij o sami stroki, ki se ukvarja z iskanjem in napovedovanjem zalog zemeljskega plina.

Iskanje zalog nafte in plina je zahtevno in odgovorno delo, ki ne vodi vedno do točnih zaključkov in prognoz, še manj do primerljivih napovedi. Posledice neakovostnih napovedi pogosto vodijo v napačne investicijske odločitve, netočne cinitve vrednosti podjetij in druge tržne ter ekonomske odklone. Da bi takšne anomalije zmanjšale, razne mednarodne institucije že leta razvijajo različne metode in objavljajo predpise, s katerimi želijo doseči, da bodo napovedi čimbolj točne in usklajene. Zadnji dosežek s tega področja je Smernica za definiranje in klasifikacijo virov imenovanja, poimenovana »Petroleum Resources management system (PRMS)«, ki jo je družno objavilo več vplivnih mednarodnih zvez, na čelu z Zvezo naftnih inženirjev (SPE) in Svetovnim naftnim svetom (WPC).

PRMS klasificira rezerve glede na gotovost pridobitve predvidenih količin in verjetnost, da bo njihovo pridobivanje ekonomsko upravičeno (IEA, *World Energy Outlook 2008*, str. 199–204). Metoda, ki omogoča ocenjevanje tako konvencionalnih kot tudi nekonvencionalnih virov, deli rezerve v tri skupine. V prvi skupini **Dokazanih zalog** (1P ali *Proved reserves*) so odkrite zaloge, za katere velja 90 odstotna verjetnost, da bo njihovo pridobivanje ekonomično. V drugi skupini **Dokazanih in verjetnih zalog** (2P ali *Proved and probable*

reserves) so odkrite zaloge, za katere velja 50 odstotna verjetnost, da bo njihovo pridobivanje ekonomično. V zadnji skupini **Verjetnih zalog** (3P ali *Possible reserves*) so dodane tiste izmed zalog, ki imajo 10 odstotno verjetnost, da bo njihovo pridobivanje ekonomično.

Kot je razvidno iz Tabele 6, ki podaja velikost in osnovna razporeditev svetovnih zalog zemeljskega plina, so se **dokazane svetovne zaloge** konec leta 2007 gibale blizu 180 trilijonov kubičnih metrov zemeljskega plina.

Tabela 6: Obseg in razporeditev zalog zemeljskega plina v svetu (v tcm).

Regija	Dokazane zaloge	Verjetne zaloge (<i>Ultimately recoverable resources – URR</i>)	Delež dokazanih zalog v URR (v %)
Severna Amerika	8,0	62,5	12,8
Južna Amerika	7,7	24,5	31,5
Evropa	6,2	25,5	24,3
Nekdanja SZ	53,8	132,2	40,8
Afrika	14,6	33,9	43,1
Bližnji vzhod	73,2	134,8	54,2
Azija-Pacifik	15,2	29,2	50,8
Skupaj:	178,7	443,3	40,3

Legenda: tcm = trilijon Sm³ = 1.000 mrd Sm³

Vir: IEA, World Energy Outlook 2008, 2008 a, str. 282.

Dokazane zaloge bi glede na današnjo raven porabe zadoščale za nadaljnjih 60 let. Dokazane zaloge so se od leta 1980 več kot podvojile, pri čemer je prišlo do največjega povečanja pri nahajališčih na Bližnjem vzhodu. Čeprav se obseg na novo odkritih rezerv vztrajno niža, pa le-ta na letni ravni še vedno presega rast porabe. Zaloge zemeljskega plina so tudi bistveno manj izčrpane od zalog nafte.

Podobno kot nafta je tudi zemeljski plin koncentriran v manjšem številu držav, in tako tri države (Rusija, Iran in Katar), posedujejo 56 odstotkov dokazanih svetovnih zalog. Navkljub temu je razpršenost zalog nekoliko večja in je s tega vidika manj verjetno, da bi svetovno tržišče dobave plina obvladovala posamezna država ali kartel, kot ga v primeru nafte organizacija OPEC. Dodatno k dokazanim zalogam pa IEA ocenjuje (IEA, World Energy Outlook 2008, str. 282), da je dosegljivih še dodatnih 265 tcm zalog, ki se jih glede na današnje ekonomske pogoje še ne splača izkoriščati ali pa še niso bile odkrite, vendar obstaja velika verjetnost, da bodo (npr. področja Arktike). V primeru višanja cen zemeljskega plina bi za izkoriščanje postala zanimiva tudi bogata nahajališča nekonvencionalnih virov zemeljskega plina, ki vključujejo premogovni metan (coalbed methane) ter zemeljski plin, ujet v skrilavcih in pesku. Predvsem ZDA imajo zelo bogate zaloge skrilavcev in že sedaj, tudi s pomočjo vladnih ukrepov, aktivno razvijajo proizvodnjo ZP iz skrilavcev. Svetovne zaloge zemeljskega plina iz nekonvencionalnih virov se ocenjuje na preko 900 tcm.

Kot zelo perspektivne se v zadnjem obdobju kažejo raziskave pri proizvodnji premogovnega metana, ki ga je možno pridobivati iz premogovnih nahajališč, v katerih pridobivanje premoga zaradi globine ali skromne kakovosti premoga ni smiselno. V ZDA na tak način že sedaj pokrijejo 10 odstotkov lastne proizvodnje, pomemben prispevek pa ima takšna proizvodnja tudi v drugih državah (Kanada, Avstralija).

V povezavi s proizvodnjo premogovnega metana se v zadnjem obdobju kaže kot nadvse perspektivna metoda nadomestnega vnosa CO₂ (t. i. *CO₂-enhanced coalbed methane - ECBM*). Ker premog veže raje CO₂ kot metan (CH₄), je možno že s samim dovajanjem CO₂ dodatno sproščati metan in dosegati izboljšave v procesu, tudi če odmislimo ekološke koristi od odlaganja toplogrednega CO₂. Po ocenah IEA (2008, 287) se lahko za vsako tono vnesenega CO₂ pridobi med 0,1 in 0,2 tone metana. Metoda ECBM se je dokazala že na več pilotskih postavitvah, vendar je potrebno pred industrijsko implementacijo opraviti še dodatne preizkuse in prilagoditve. Vsekakor gre za izjemno perspektivno tehnologijo tako z vidika proizvodnje zemeljskega plina, še bolj pa z vidika vzpostavitve ekonomičnega in dostopnega »ponora« za shranjevanje CO₂. Potencial metode za shranjevanje CO₂ podajamo Tabeli 7⁴.

Tabela 7: Potencial odvajanja CO₂ s pomočjo ECBM po regijah (v giga ton).

Regija	Potencial za sekvestracijo CO₂
ZDA	35–90
Avstralija	30
Indonezija	24
Sovjetska zveza (nekdanja)	20–25
Kitajska	12–16
Kanada	10–15
Indija	4–8
Južnoafriška republika	6–8
Zahodna Evropa	3–8
Centralna Evropa	2–4
Skupaj	146–228

Vir: IEA, World Energy Outlook 2008, 2008 a, str. 287.

Glede na težave Slovenije s prekomernim izločanjem CO₂, saj smo pri izločanju CO₂ še vedno uvrščeni v zgornji del lestvice držav (Wikipedia, Lista držav po gibanju emisij ogljikovega dioksida na prebivalca) in tudi prisotnosti precejšnih nahajališč premoga slabše kakovosti, bi vsekakor veljalo pričeti z aktivnimi raziskavami glede možnosti vzpostavitve tovrstne proizvodnje v naših premogovnih središčih.

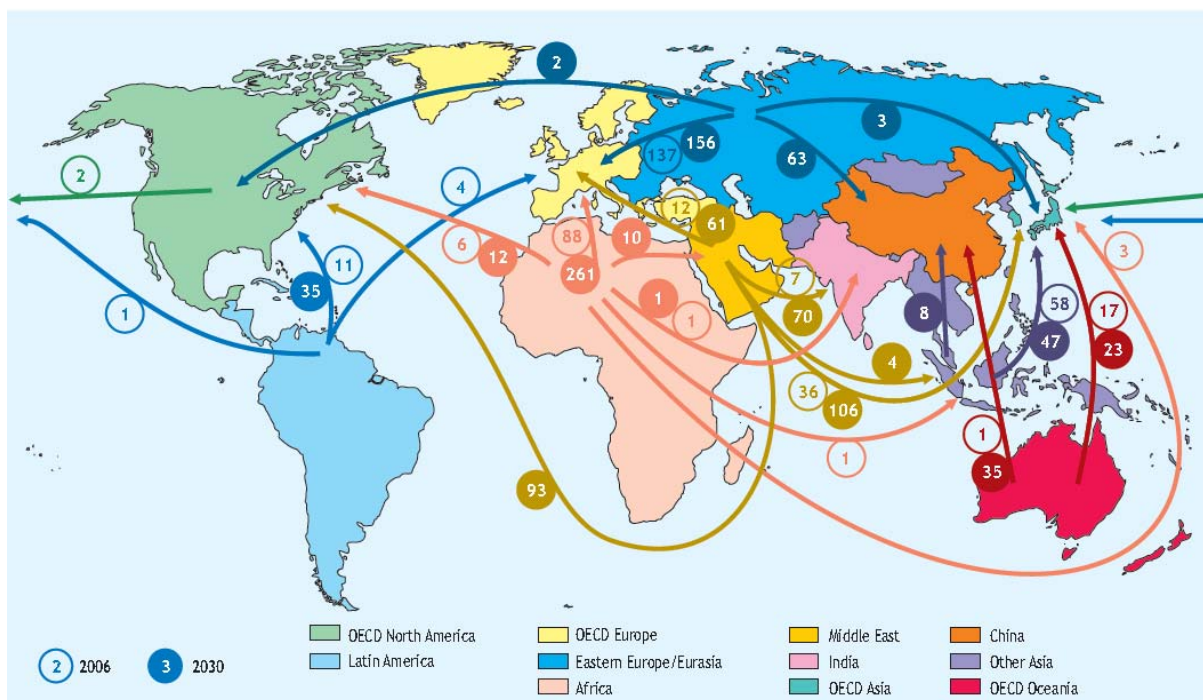
⁴ Kot je bilo že predhodno omenjeno, se ob tem proizvede od 10 do 20 odstotkov metana, kar lahko glede na red velikosti obravnavanih količin omogoči obsežno proizvodnjo metana.

1.7 Medregijska oskrba z zemeljskim plinom

Navkljub že omenjenim zadostnim proizvodnim kapacitetam se tudi oskrba z zemeljskim plinom sooča s težavami, katere primarno izhajajo iz samih specifik agregatnega stanja, ki dela transport plina na daljše razdalje precej dražjega od transporta nafte. Posledično so proizvodni obrati zemeljskega plina običajno bližje mestom porabe, vendar pa zahteve trgov vse bolj in bolj prekašajo zmožnosti bližnjih proizvodnih obratov, zaradi česar je v porastu medregijska trgovina z zemeljskim plinom, ki bo iz 13 odstotnega deleža v vseh dobavah v letu 2005 narasla na 17 odstotkov v letu 2015 (WEO, 2008, str. 39). V tem oziru se največja absolutna rast uvoza pričakuje v OECD državah Evrope, kjer naj bi uvoz narasel iz 234 bcm v letu 2005 na 350 bcm v letu 2015. Pomembno pa bo tudi povečanje uvoza zemeljskega plina v Severno Ameriko.

Kot je razvidno s Slike 8, ki prikazuje današnji medregijski promet in pričakovano rast do leta 2030, se v prihodnje pričakuje znatna rast medregijske oskrbe z zemeljskim plinom.

Slika 8: Medregijska oskrba z zemeljskim plinom do leta 2030 (v mrd Sm³).

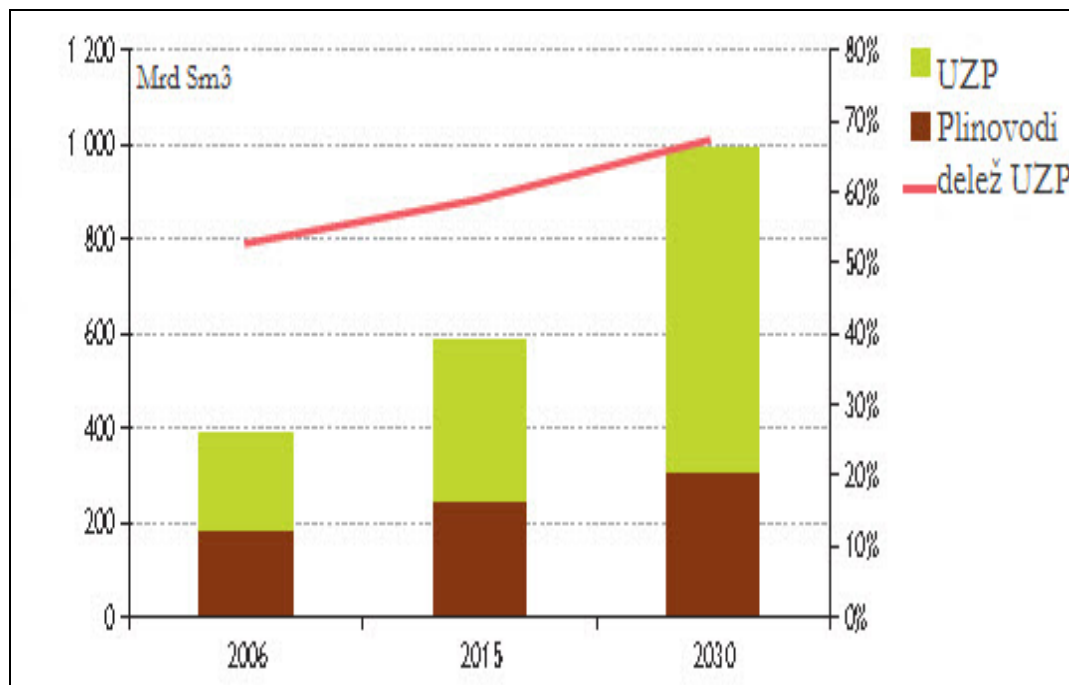


Vir: IEA, *World Energy Outlook 2008*, 2008 a, str. 120.

Poleg osnovnega trenda, ki bo v prihodnje vodil v povečanje medregijske oskrbe, je druga značilnost medregijske oskrbe izjemno povečanje transporta UZP, preko katerega se bo izvedlo 84 odstotkov povečanja medregijskega transporta. Transport UZP bo omogočil uvoz večine dodatnega plina v evropske članice OECD in ves dodatni uvoz v Severno Ameriko. Še naprej bodo preko transporta UZP oskrbovani tudi dosedanji največji uvozniki in porabniki UZP (Japonska in Južna Koreja).

Kot je razvidno s Slike 9, bo skupni medregijski transport UZP iz 192 mrd Sm³ v letu 2005 zrasel na skoraj 400 mrd Sm³ v letu 2015 in na preko 700 mrd Sm³ v letu 2030.

Slika 9: Medregijski transport zemeljskega plina glede na tip transporta (v mrd Sm³).



Vir: IEA, *World Energy Outlook 2008*, 2008 a, str. 121.

Osnovni razlog takšnega povečanja uporabnosti transporta UZP je tehnološki razvoj, ki je omogočil hitro in učinkovito izgradnjo infrastrukture transporta UZP. Sestavni del tega transporta je prevoz UZP na posebnih tankerjih, kjer je plin ohlajen na -162 °C. Pri tej temperaturi je zemeljski plin v tekočem stanju pri tlaku naravnega okolja (1 bar), njegova prostornina pa je 600-krat manjša kot v plinastem stanju. Posledično lahko en tanker UZP kapacitete 100.000 m³ dejansko prepelje 60 milijonov Sm³ plina, kar je primerljivo z letno porabo Ljubljane (Dover, 2006, str. 6).

1.8 Vpetost oskrbe Slovenije v evropski kontekst

Navkljub obetom razmaha medregijskega trgovanja, pa je v skladu z usmeritvami Dolgoročne energetske bilance RS za obdobje 2006–2026 (str. 10–12) za oskrbo z energijo v Sloveniji še vedno odločilno dogajanje na evropskih energetskih trgih. Ker Slovenija več kot polovico primarne oskrbe zagotavlja iz uvoza, ta vpliva tako na cene energije v Sloveniji kot tudi na zanesljivost oskrbe. Ne glede na to, da se znaten del dobav realizira s srednje in dolgoročnimi pogodbami, bodo dobavne cene vezane na tržne cene, zlasti če cene opazujemo skozi dolgoročno obdobje, do leta 2026 in naprej. Dodatno temu lahko vpetost v energetski trg Evropske unije in druge energetske trge postane pomembna tudi za nastop domačih

proizvajalcev na izvoznih trgih. Za zemeljski plin, ki se dobavlja po plinovodih, je z vidika Slovenije relevanten širši evropski trg. Zemeljski plin se še vedno dobavlja pretežno na osnovi dolgoročnih bilateralnih pogodb oziroma svežnjev pogodb za gorivo in transport na posameznih odsekih plinovodov. Kot je bilo že predhodno omenjeno v poglavju o svetovnih zalogah, je skupnih svetovnih zalog 180 trilijonov Sm³ zemeljskega plina, od česar se dobra polovica (90 trilijonov Sm³) nahaja v Evropi, Severni Afriki, Rusiji (brez Daljnega Vzhoda) in Srednji Aziji, torej na razdaljah, ki omogočajo ekonomično dobavo v Evropo po plinovodih. V tem delu sveta je zalog za okoli sto let dobav, celo pri obsegu, ki je predviden za leto 2030. Seveda je potrebno ob tem upoštevati, da bodo za te zaloge zemeljskega plina konkurirali tudi porabniki iz drugih predelov sveta.

Poleg tega v marsikateri članici Evropske unije še vedno črpajo znatne količine zemeljskega plina, česar o nafti ne moremo trditi. Navsezadnje smo v letu 2006 4,16 mio Sm³ zemeljskega plina pridobili tudi v Sloveniji (Letni pregled naftnega in plinskega gospodarstva Slovenije 2006, str. 15). Spodbudo porabi zemeljskega plina v Zahodni Evropi je dalo zlasti odkritje zalog v Severnem morju ter izgradnja plinovodov iz Rusije in Severne Afrike, predvsem Alžirije. Odvisnost EU-25 od uvoza zemeljskega plina je bila v letu 2003 53-odstotna. Ker se bliža izčrpanje znanih zalog v EU-25, vključno z zalogami Norveške, se bo lastna proizvodnja predvidoma od sedanjih 250 mrd Sm³ na leto zmanjšala na 160 mrd Sm³ do leta 2030, uvoz pa naj bi se po istem scenariju občutno povečal, in sicer s sedanjih 230 mrd Sm³, na 640 mrd Sm³ v letu 2030. S tem bi Evropska unija prešla na 84-odstotno uvozno odvisnost v letu 2030.

Obseg zalog v bližini evropskih trgov opravičuje napore za zagotovitev transportnih poti in drugih pogojev za dobavo v Evropo. V zvezi s tem Evropska unija tudi formalno podpira napore za zagotovitev dodatnih transportnih poti (Community strategic guidelines on economic, social and territorial cohesion, 2007–2013, str. 8). Po pričakovanjih bo okoli leta 2010 zgrajeno dovolj infrastrukture za transport plina, da se bo bistveno zmanjšala enostranska odvisnost od Rusije in nadomestilo upadanje evropske proizvodnje plina. Ob tem velja omeniti, da so kapacitete plinovodov in število dobaviteljev v Evropi že tolikšni, da bo v doglednem času nastalo evropsko tržišče z možnostjo različnih dobavnih opcij, vključno s trenutnimi (t. i. spot) nakupi. Na podlagi navedenega lahko v obdobju po letu 2010 pričakujemo bolj prožno trgovanje tudi v neposredni okolici Slovenije.

2 STANJE OSKRBE V REPUBLIKI SLOVENIJI

2.1 Organiziranost dejavnosti oskrbe s plinom v Republiki Sloveniji

Za organiziranost in pravilno delovanje oskrbe z zemeljskim plinom je v Republiki Sloveniji zadolžena Javna agencija Republike Slovenije za energijo (JARSE), ki opravlja vlogo regulatorja energetske dejavnosti v pomenu, kot ga določa energetska zakonodaja. JARSE pri določitvi omrežnin za plinovodna omrežja določa cilje glede učinkovitosti delovanja reguliranih dejavnosti in spodbude za doseganje teh ciljev.

V operativnem delovanju JARSE nadzira nediskriminativnost dostopa do omrežij in delovanje trga, na katerem odkriva morebitne zlorabe in o njih poroča. Poleg tega regulator rešuje tudi spore, odloča o pritožbah, izdaja licence za energetske dejavnosti ter daje soglasja in mnenja k aktom sistemskih operaterjev. JARSE redno letno poroča Vladi Republike Slovenije o svojem delu in stanju na področju energetike ter o razvoju konkurence na energetskih trgih, s poročilom pa seznaniti tudi Evropsko komisijo (EC). V državi sta bili na področju oskrbe s plinom v letu 2009 regulirani naslednji dejavnosti:

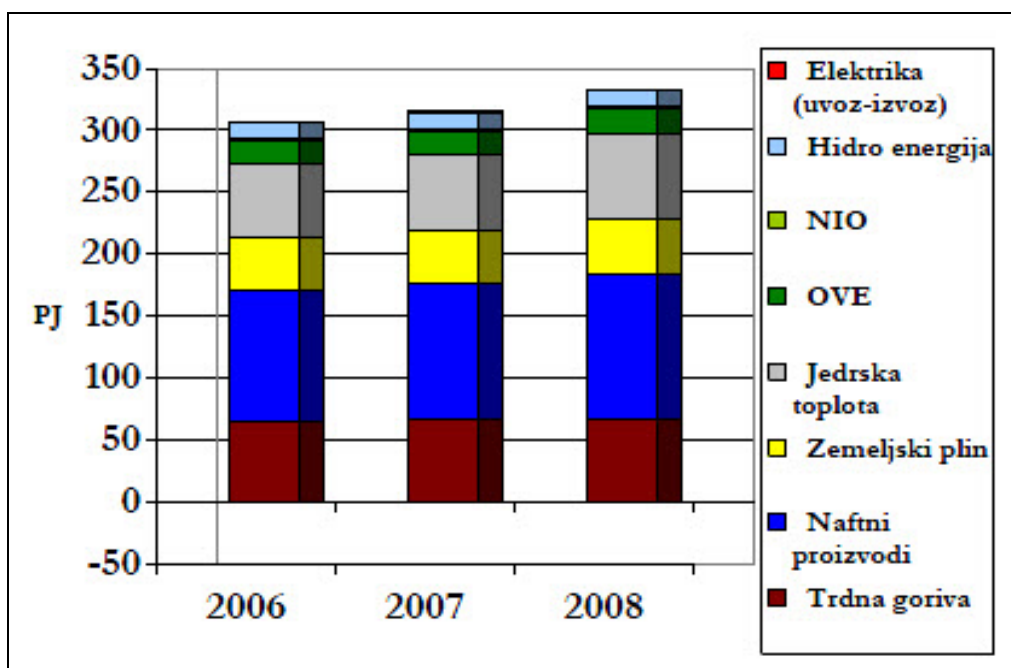
- dejavnost sistema operaterja prenosnega omrežja zemeljskega plina (SOP),
- dejavnost sistema operaterja distribucijskega omrežja (SODO).

Poleg tega bi lahko bile kot izbirne državne gospodarske javne službe (GJS) organizirane tudi dejavnosti sistema operaterja skladišča zemeljskega plina, sistema operaterja terminala za utekočinjeni zemeljski plin in organiziranje trga z zemeljskim plinom, vendar do sedaj ni bilo potreb za njihovo izvajanje. Višina omrežnin za prenosno omrežje zemeljskega plina in omrežnino za distribucijsko omrežje zemeljskega plina je regulirana s strani JARSE in temelji na enoletnem regulativnem obdobju.

2.2 Prenos in poraba

Zemeljski plin v letu 2008 predstavljal v strukturi bruto porabe energije 13,4 odstotkov vse porabljene energije, s čimer je Slovenija uvrščena na spodnji del lestvice članic Evropske unije. Po podatkih spletne strani www.NationMaster.com, ki je kakovosten vir mednarodnih statističnih primerjav, se Slovenija s 553 m³ letne porabe na prebivalca, uvršča na 56. mesto v svetu. Strukturo in obseg skupne porabe, vključno z deleži in obsegom zemeljskega plina v bruto porabi energije podaja Slika 10.

Slika 10: Delež in obseg zemeljskega plina v bruto porabi energije (v PJ).



Vir: MG, Energetska bilanca Republike Slovenije za leto, 2008.

Sama bilanca zemeljskega plina za obdobje 2007 do 2009, ki je prikazana v tabeli 8, kaže poleg porabe tudi obseg pridobitve, kaže na porast obsega na vseh področjih porabe in pridobivanja zemeljskega plina.

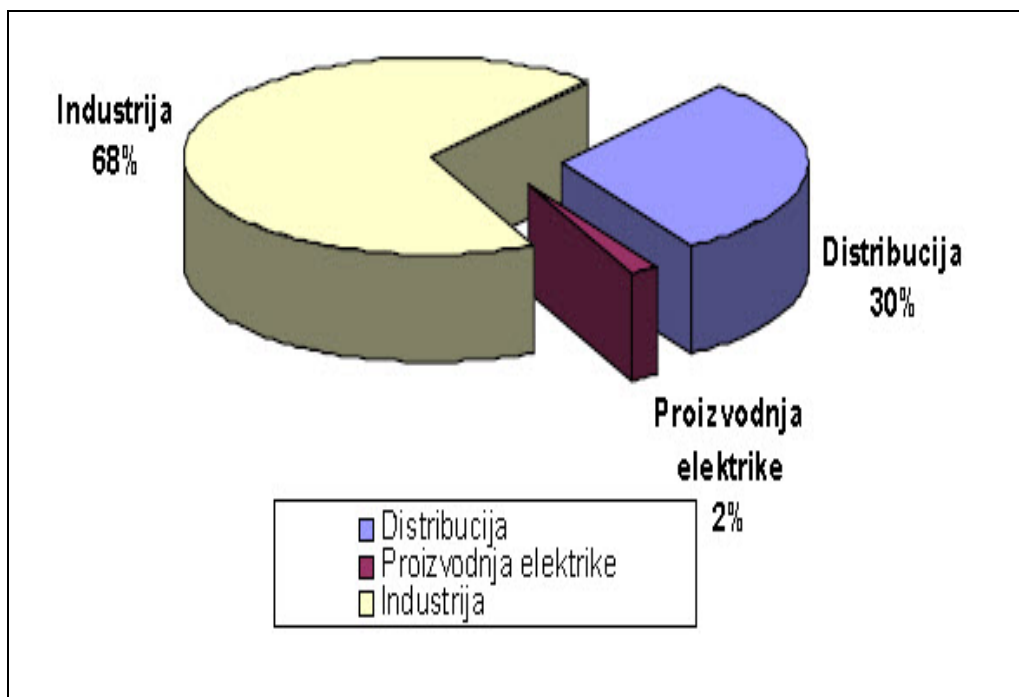
Tabela 8: Bilanca zemeljskega plina 2007–2009 (v mio Sm³).

ZEMELJSKI PLIN (10 ⁸ Sm ³)	2007 Realizacija	2008 Ocena	2009 Napoved	Indeks 08:07	Indeks 09:08
Pridobljeno iz domačih virov	3,4	4,5	4,7	131,7	104,4
Uvoz	1120,1	1170,9	1233,8	104,5	105,4
Poraba v Sloveniji	1123,5	1175,4	1238,5	104,6	105,4
Poraba v transformaciji	166,2	175,7	184,2	105,7	104,8
Poraba energetskega sektorja	3,9	3,9	3,8	100,3	98,8
Končna poraba	953,5	995,8	1050,5	104,4	105,5
Neenergetska poraba	160,6	184,0	233,6	114,6	126,9
Energetska poraba	792,9	811,8	816,8	102,4	100,6
Industrija	673,8	675,6	667,6	100,3	98,8
Ostala poraba	119,1	136,2	149,2	114,4	109,5

Vir: MG, Energetska bilanca Republike Slovenije za leto, 2009.

Glede na naravo odjemalcev je za Slovenijo še naprej značilna razporeditev, kot je podana na Sliki 11. Razporeditev porabe po tipih kaže na prevladujočo porabo za industrijske namene in zelo nizek delež porabe za proizvodnjo elektrike.

Slika 11: Razdelitev porabe zemeljskega plina po tipih porabe (v %).



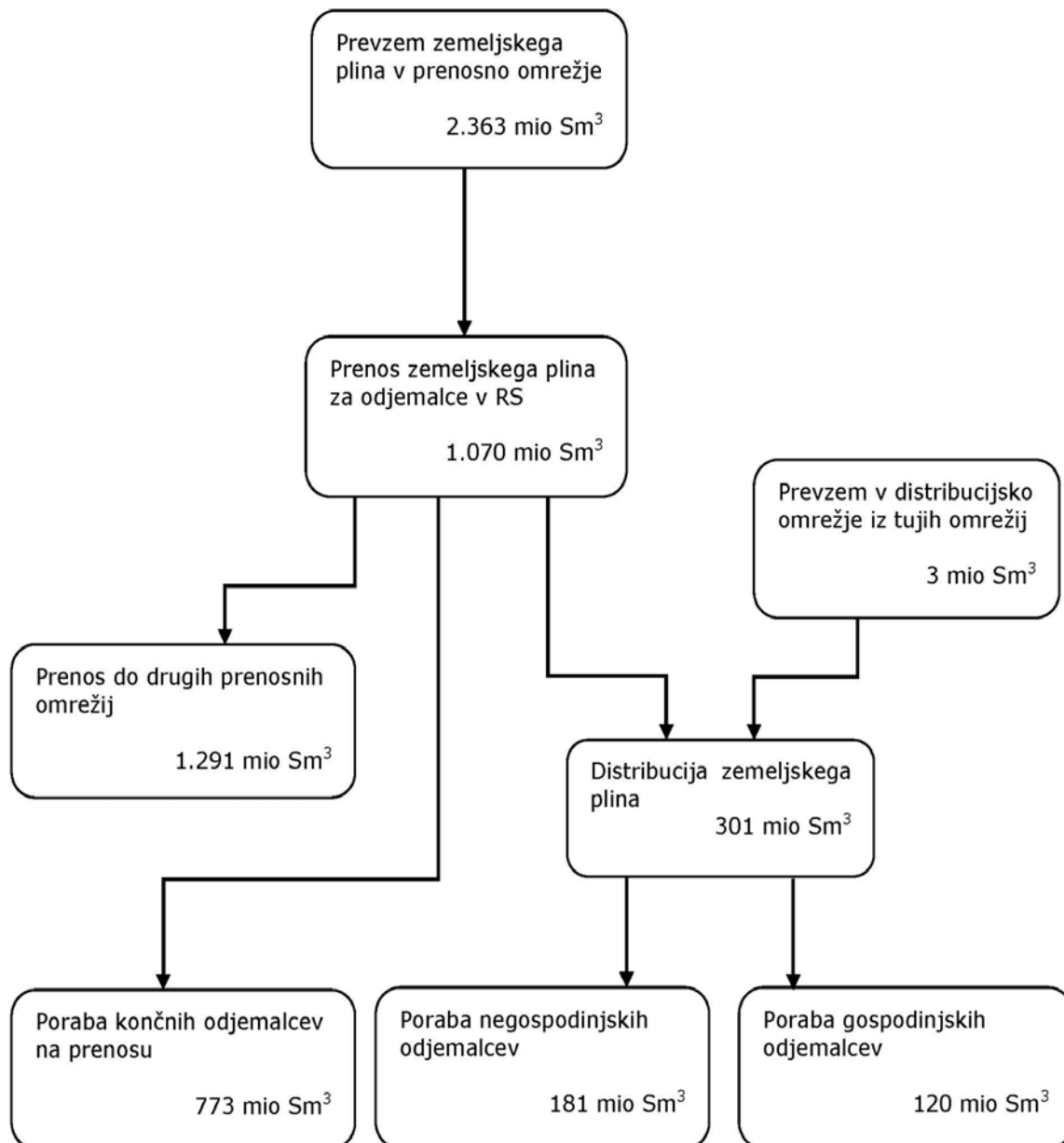
Vir: Geoplin plinovodi, d. o. o., interni viri, 2009.

Odjemalci v Sloveniji so imeli v letu 2008 na dan zakupljenih 5.702.048 Sm³ (Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2008, 2009, str. 70). Prenos je potekal v okviru zakupljenih zmogljivosti. Prenosne zmogljivosti so bile visoko izkoriščene z najvišjimi stopnjami v zimskih mesecih. Najbolj je obremenjena prenosna pot zemeljskega plina v smerih Ceršak–Rogatec–Šempeter (M1). V tej smeri poteka dobava zemeljskega plina iz vzhoda (ruski in avstrijski viri dobave); v plinovodu M1 obratuje tudi kompresorska postaja v Kidričevem. Največja mesečna izkoriščenost te prenosne poti je bila v točki Ceršak 90-odstotna, najvišja dnevna izkoriščenost pa se je približala 96-odstotkom.

Potrebe slovenskih odjemalcev zemeljskega plina so pokrite z uvozom zemeljskega plina prek prenosnega omrežja zemeljskega plina. Do odjemalcev se zemeljski plin prenaša po prenosnih in distribucijskih omrežjih zemeljskega plina, pri čemer nastajajo tudi izgube.

Osnovni podatki o prenosu in porabi zemeljskega plina v Republiki Sloveniji za leto 2008 so razvidne iz diagrama poteka, ki ga prikazuje Slika 12.

Slika 12: Prenos in poraba zemeljskega plina v Republiki Sloveniji (v mio Sm³).



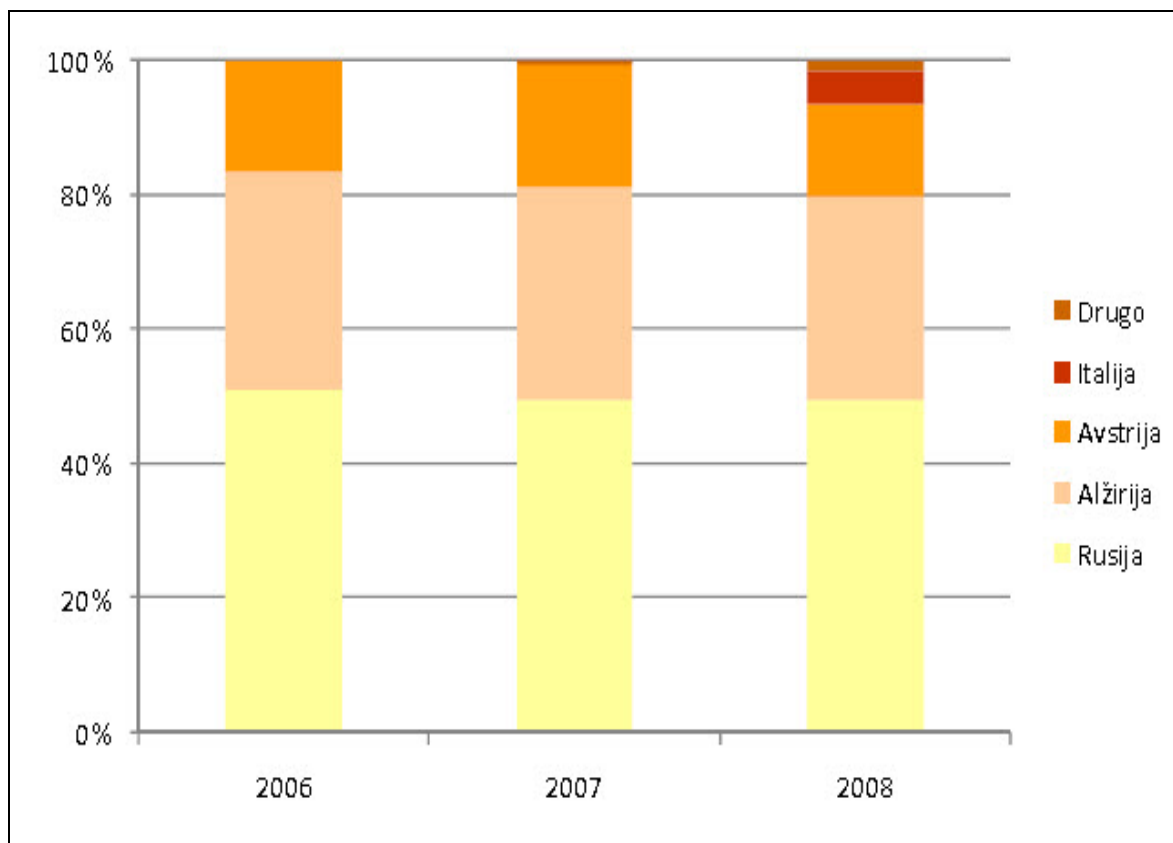
Vir: Javna Agencija RS za energijo, Poročilo o stanju na področju energetike v 2008 v Sloveniji, 2009, str. 67.

2.3 Viri zemeljskega plina in delovanje trga

S popolnim odprtjem trga zemeljskega plina je postala dobava zemeljskega plina s 1. 7. 2007 tržna dejavnost. Dejavnost še zmeraj preživlja začetne težave, saj je trg iz zgodovinskih in vsebinskih razlogov po svoji naravi osredotočen na ozek izbor virov in poti ter zato podvržen monopolni oz. oligopolni naravi delovanja, ki bi zahtevala stalno in aktivno vlogo regulatorjev trga. Poleg koncentracije ponudnikov je trg slabo razvit tudi z vidika nujenja storitev, saj ni zaznati prisotnosti naprednih storitev, kot so v svetu prisotni v t. i. plinskih tržnih centrih (Pajk, 2002, str. 14).

Navedena oligopolna narava se zrcali že v naboru virov zemeljskega plina, ki je v primeru Slovenije močno zožen. Kot je razvidno iz diagrama na Sliki 13, 80 odstotkov zemeljskega plina pridobivamo iz zgolj dveh virov (Rusija 50 odstotkov, Alžirija 30 odstotkov), preostanek pa iz dveh mejnih držav (Avstrija 14 odstotkov in Italija 6 odstotkov).

Slika 13: Viri zemeljskega plina za oskrbo Slovenije (v %).



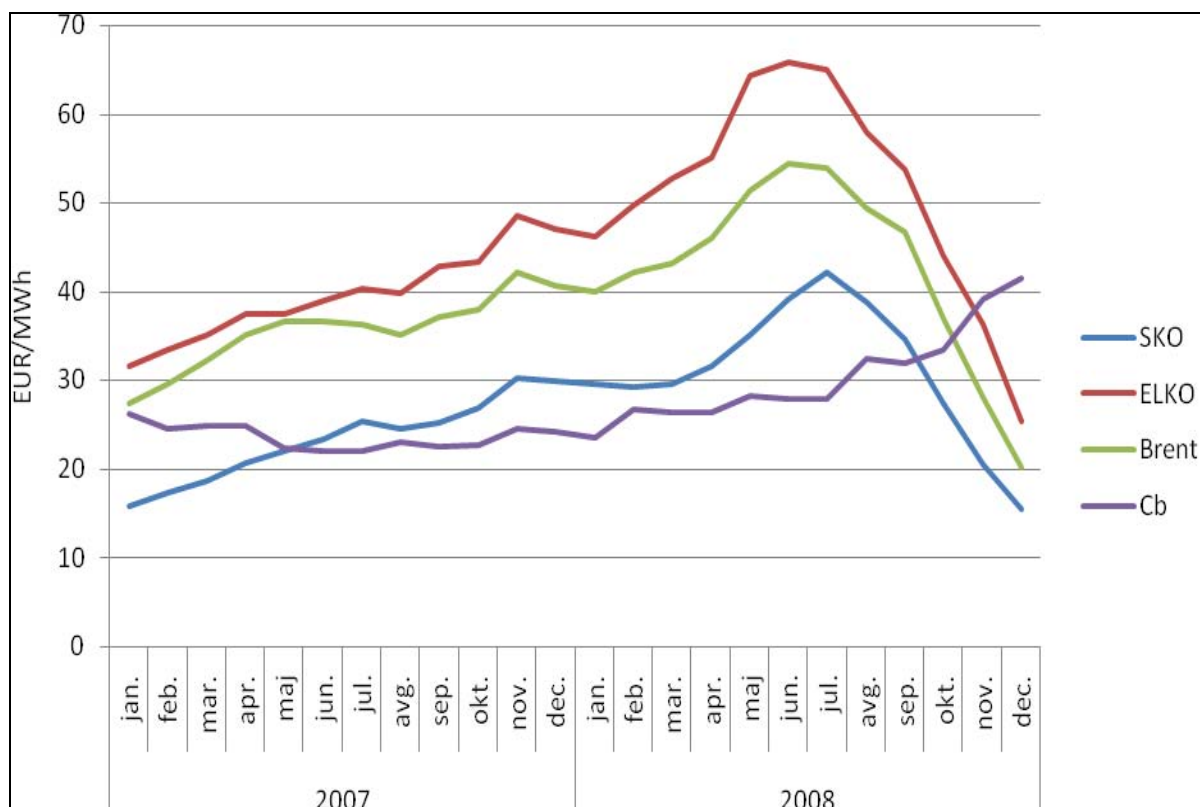
Vir: Javna Agencija RS za energijo, Poročilo o stanju na področju energetike v 2008 v Sloveniji, 2009, str. 85.

Takšna netržna struktura je dodatno nadgrajena z monopolno strukturo na področju uvoznikov. Ker je Geoplin, d. o. o., v letu 2008 še vedno uvozil 94,6 odstotkov zemeljskega plina, na tem segmentu trga ne moremo govoriti o konkurenci. Slabo delovanje trga dokazuje tudi dejstvo, da je Geoplin, d. o. o., še vedno 100-odstotni lastnik družbe Geoplin plinovodi, d.o.o. (Geoplin plinovodi, d. o. o., Revidirano letno Poročilo za leto 2007, str. 25), in to navkljub temu, da je v zadnjem obdobju zaznati izboljšano delovanje trga, saj je s 1. 1. 2008 začel v slovensko prenosno omrežje plin dobavljati nov dobavitelj, ki je dobavljal zemeljski plin odjemalcem tako na prenosnem kot tudi distribucijskem omrežju zemeljskega plina. Z novim dobaviteljem je nastala tudi nova bilančna skupina. Posledično so imeli na trgu zemeljskega plina posamezni dobavitelji zelo aktivno vlogo, kar je spodbudilo večje odjemalce k prvim zamenjavam dobaviteljev.

2.4 Veleprodajni trg zemeljskega plina

S cenovnega vidika je bilo za trg z zemeljskim plinom v Sloveniji v preteklem obdobju značilno močno naraščanje, in sicer od 40 do 50 odstotkov v vseh porabniških skupinah. Vzrok temu je bilo močno zviševanje cen nafte in naftnih derivatov konec leta 2007 ter v začetku leta 2008, čemur je sledila⁵ rast cen zemeljskega plina. Cene zemeljskega plina so se konec leta 2008 umirile in začele padati. Gibanje cen srednjega kurilnega olja (SKO), ekstra lahkega kurilnega olja (ELKO), nafte Brent ter osnovne cene zemeljskega plina na prenosu (Cb) v letih 2007 in 2008 prikazuje Slika 14.

Slika 14: Gibanje cen nafte, naftnih derivatov in zemeljskega plina (v €/MWh).



Vir: Javna Agencija RS za energijo, Poročilo o stanju na področju energetike v 2008 v Sloveniji, 2009, str. 68.

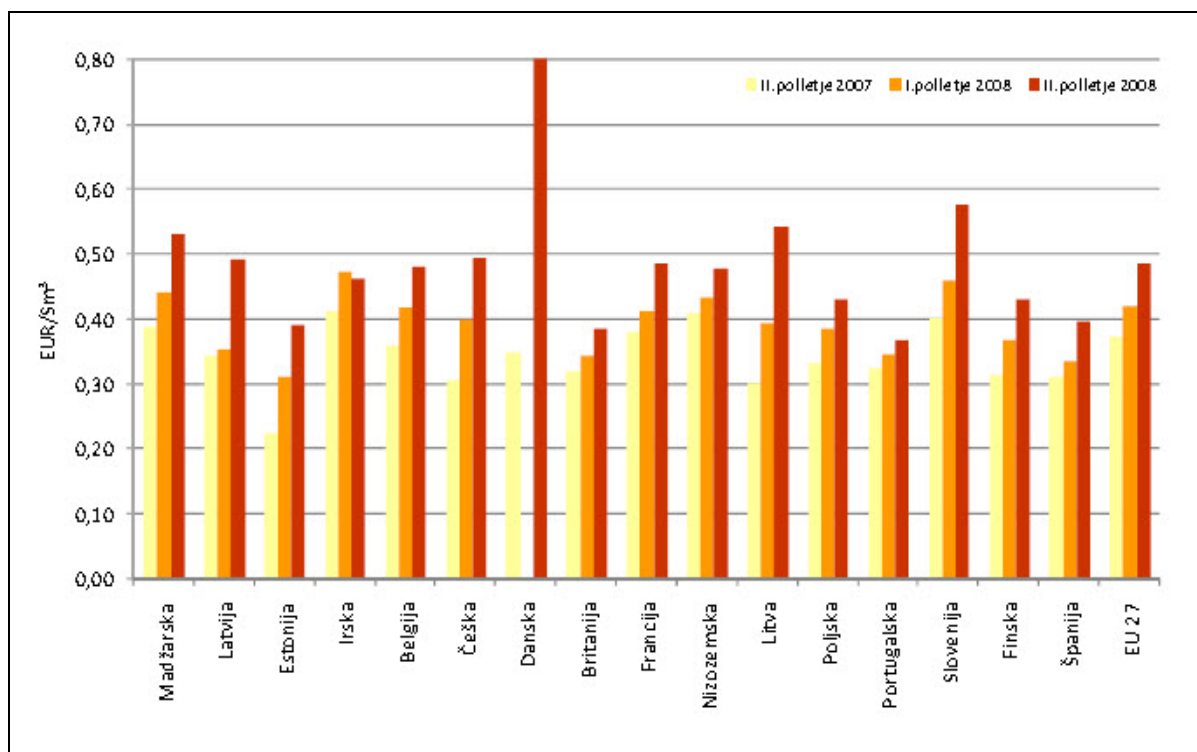
Naraščajoče cene zemeljskega plina so vplivale na zmanjševanje povpraševanja po zemeljskem plinu pri industrijskih odjemalcih in tudi na zmanjšanje porabe zemeljskega plina pri odjemalcih, priključenih na slovensko prenosno omrežje.

Po podatkih JARSE (Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2008, 2009, str. 70) je bila končna cena za odjemalce v skupini I₃ z letno porabo od 264.349 Sm³ do 2.643.489 Sm³ višja za 18 odstotkov glede na povprečje Evropske unije. Ilustracijo razlik

⁵ Kot je razvidno iz mednarodno dogovorjene formule, ki je osnova izračuna cen in je podana v Prilogi 1 (vir: Geoplin, d. o. o.), sam način izračuna povzroča časovni zamik.

podajamo s Sliko 15, z vključeno primerjavo višine cen zemeljskega plina v porabniški skupini I₃.

Slika 15: Končne cene zemeljskega plina v Evropski uniji v odjemni skupini I3 (v €/Sm³).



Vir: Javna Agencija RS za energijo, Poročilo o stanju na področju energetike v 2008 v Sloveniji, 2009, str. 97.

Poleg predhodno že navedene oligopolne strukture nabavnih virov in prenosnih poti zemeljskega plina v Slovenijo se naš trg sooča z monopolno strukturo ponudnikov tudi na veleprodajnem trgu.

Za dokaz navedenega in izračun tržne koncentracije na trgu zemeljskega plina bomo uporabili Hirschmann-Herfindahlov indeks (HHI)⁶, ki na podlagi medsebojnih razmerij 50 največjih ponudnikov v posamični branži izmeri pripadajočo tržno koncentracijo in s tem povezano konkurenčnost trga. Indeks izračunamo s pomočjo sledeče formule:

$$H = \sum_{i=1}^N s_i^2 \quad (1)$$

H – indeks HHI, ki je med 0 in 10000

N – število ponudnikov

S – tržni delež posamičnega ponudnika

⁶ Za dodatno razlago metodologije glej http://en.wikipedia.org/wiki/Herfindahl-Hirschman_index

Višina HHI nam podaja konkurenčnost obravnavanega trga v skladu s sledečo lestvico:

- HHI pod 100 nam pove, da imamo opraviti z visoko konkurenčnim trgom;
- HHI med 100 in 1000 nam pove, da imamo opraviti s trgom brez koncentracij;
- HHI med 1000 in 1800 nam pove, da imamo precejšno koncentracijo tržne moči (običajno oligopol);
- HHI med 1800 in 10000 nam opisuje visoko koncentracijo tržne moči (monopol).

Na slovenskem veleprodajnem trgu zemeljskega plina so v letu 2008 delovali štirje ponudniki (Javna Agencija RS za energijo, Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2008, 2009, str. 86) s tržnimi deleži, kot so prikazani v Tabeli 9.

Tabela 9: Razporeditev prodaje na veleprodajnem trgu (v %).

Podjetje	Tržni delež
Enos, d. o. o.	0,6
Geocom, d. o. o.	0,2
Geoplin, d. o. o.	80,5
Petrol energetika, d. o. o.	18,6

Vir: Javna Agencija RS za energijo, Poročilo o stanju na področju energetike v letu 2008, str. 86.

$$HHI = 80,5\%^2 + 18,6\%^2 + 0,6\%^2 + 0,2\%^2 = 6827 \quad (2)$$

Izračunani HHI v višini 6827 odraža visoko tržno koncentracijo in nizek nivo konkurence (monopol) na veleprodajnem trgu zemeljskega plina v Republiki Sloveniji. Monopolist sicer uporablja manj problematično metodologijo določanja cen, ki jo Brečević et al. uvrščajo med metodologije »stroški plus« (Brečević et al, Oblikovanje cene zemeljskega plina na transportnem sistemu, 2009, str. 3).

Iz navedenega lahko tudi ugotovimo, da bi potrebovali povečane aktivnosti pri zagotavljanju tržnih pogojev v veleprodaji, ki bi posledično doprinesle k tržnemu delovanju oskrbe z zemeljskim plinom.

Za zagotavljanje zanesljive dobave na veleprodajnem trgu Slovenija nima skladišča zemeljskega plina na svojih tleh, zato si skladiščenje zagotavlja z najetjem ustreznih kapacitet (okoli 10 odstotkov celotne porabe) in pod posebnim režimom v sosednjih državah (Avstrija, Italija in Hrvaška). Kapaciteta najetih skladišč je 110 mio Sm³, od tega 40 mio Sm³ v Avstriji, 50 mio Sm³ na Hrvaškem in 20 mio Sm³ v Italiji. Po podatkih Geoplina (MG, Dolgoročne energetske bilance Republike Slovenije za obdobje 2006–2026, str. 79) je uporaba najetih kapacitet skladišča zemeljskega plina v sosednjih državah organizirana tako, da skladiščenje (polnitev) poteka v poletnem času oziroma času manjše porabe, izkoriščanje (praznitev) pa v zimskem času oziroma času višje porabe ali pri motnjah v dobavi.

2.5 Maloprodajni trg zemeljskega plina

Maloprodajni trg v Sloveniji sestavljajo odjemalci in dobavitelji, ki oskrbujejo odjemalce, priključene na distribucijska omrežja zemeljskega plina. Porazdelitev tržnih deležev je prikazana v Tabeli 10.

Tabela 10: Razporeditev prodaje na maloprodajnem trgu (v %).

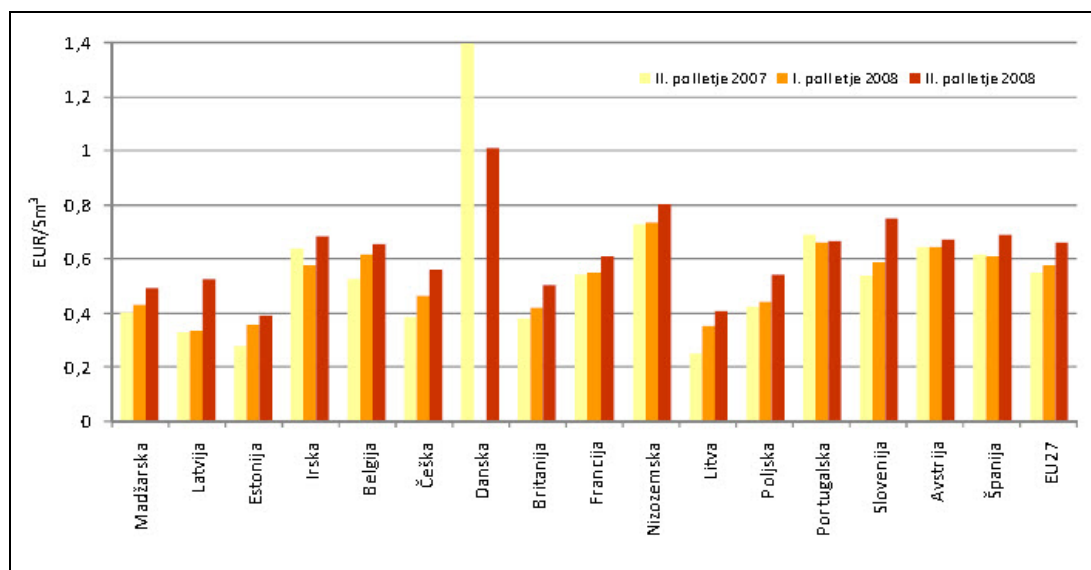
Podjetje	Tržni delež
Geoplin, d. o. o.	70,2
Energetika Ljubljana, d. o. o.	7,2
Adriaplin, d. o. o.	5,5
Plinarna Maribor, d. o. o.	5,4
Energetika Celje, d. o. o.	2,7
Drugi	8,9

Vir: Javna Agencija RS za energijo, Poročilo o stanju na področju energetike v letu 2008, str. 86.

$$HHI = 70,2\%^2 + 7,2\%^2 + 5,5\%^2 + 5,4\%^2 + 2,7\%^2 + 9*1\%^2 = 5057 \quad (3)$$

Podobno kot na veleprodajnem trgu, tudi HHI v višini 5057, ki velja za slovenski maloprodajni trg zemeljskega plina, odraža visoko tržno koncentracijo in monopol podjetja Geoplin, d. o. o. Takšna tržna koncentracija očitno ni brez posledic na maloprodajni trg, saj so bile cene zemeljskega plina v Sloveniji glede na države Evropske unije, nadpovprečne tudi pri gospodinjstvih odjemalcih in so bile med članicami Evropske unije v odjemni skupini d₂ z letno porabo od 528 Sm³ do 5287 Sm³ višje od slovenskih samo cene na Danskem in Nizozemskem.

Slika 16: Končne cene zemeljskega plina v Evropski uniji v odjemni skupini D2 (v €/Sm³).



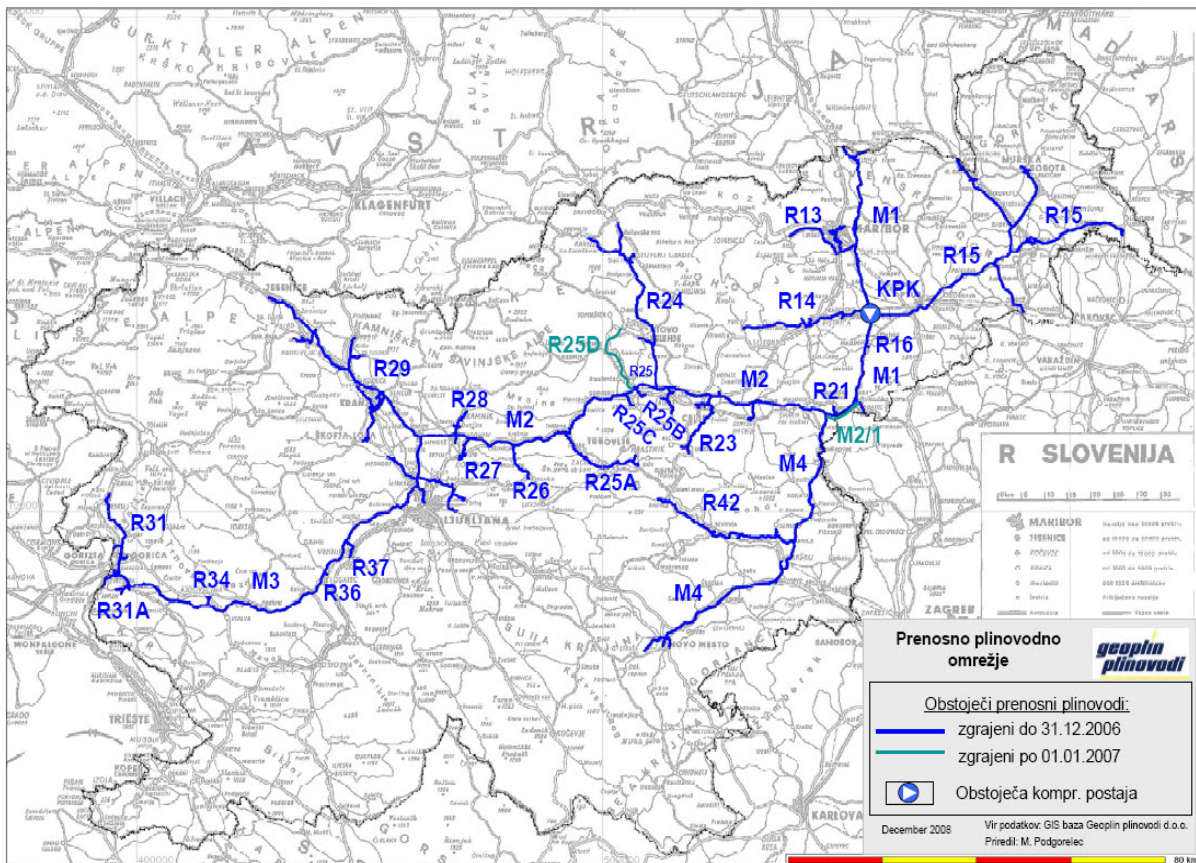
Vir: Javna Agencija RS za energijo, Poročilo o stanju na področju energetike v letu 2008, 2009, str. 98.

Iz navedenega lahko tudi ugotovimo, da bi povečane aktivnosti pri zagotavljanju tržnih pogojev tudi v maloprodaji zelo verjetno doprinesle k ekonomsko dostopnejši oskrbi z zemeljskim plinom.

2.6 Prenosno omrežje zemeljskega plina

Prenosno plinovodno omrežje poteka od mejnih merilno-regulacijskih postaj, na katerih se zemeljski plin prevzema iz sosednjih prenosnih omrežij, do vključno merilno-regulacijskih postaj, na katerih se zemeljski plin predaja končnim odjemalcem oziroma v nadaljnjo distribucijo po distribucijskih plinovodnih omrežjih. Prenosno plinovodno omrežje je zasnovano tako, da je povezano s prenosnimi plinovodnimi omrežji Avstrije (v bližini Ceršaka), Italije (v bližini Šempetra) in Hrvaške (v bližini Rogatca). Podrobnejši prikaz omrežja je razviden s Slike 17.

Slika 17: Obstoječo prenosno omrežje v Republiki Sloveniji.



Vir: Geoplin plinovod, d. o. o., interni viri, 2008.

Prikazano prenosno plinovodno omrežje sestavljajo mejne, razdelilne merilno-regulacijske postaje, prenosni plinovodi, ki potekajo tudi nadzemno po mostnih konstrukcijah, kompresorska postaja v Kidričevem ter sekcijske zaporne postaje. Po tehnološki strukturi prenosno slovensko plinovodno omrežje delimo na sklope, kot so podani v Tabeli 11.

Tabela 11: Sestava infrastrukture za prenos zemeljskega plina.

Tehnološki sklop	Število enot
Mejne postaje	3
Razdelilne postaje	4
Merilno regulacijske postaje	233
Prenosni plinovodi	987 km
– več kot 16 barov	79 %
– manj kot 16 barov	21 %
Sekcijske zaporne postaje z LBC	57
Mostne konstrukcije	24
Kompresorska postaja	1
Poslovne zgradbe	2

Vir: Geoplin plinovodi, d. o. o., interni viri, 2009.

Prenosno omrežje je upravljano na sodoben način, saj so na ključnih plinovodnih objektih vgrajeni sistemi, ki omogočajo nadzor, vodenje in vzdrževanje teh objektov. Za še zanesljivejše delovanje celotnega plinovodnega sistema je vzpostavljen tudi telemetrijski nadzorni sistem, ki služi za neprekinjen nadzor in upravljanja obratovanja, vzpostavljeno pa je tudi daljinsko odčitavanje porabe (MG, Razvojni načrt prenosnega plinovodnega omrežja za obdobje 2009–2018, 2009, str. 19).

Za redno in nemoteno oskrbo države s zemeljskim plinom je potrebno redno vzdrževanje plinovodnega omrežja. Redno vzdrževanje obsega dela in nadzor, ki se izvajajo v določenih časovnih obdobjih. Pri tem ločimo:

- preventivno vzdrževanje plinovodov s pripadajočimi objekti, kot so sekcijske zaporne postaje, blok ventili, oddajne in sprejemne (poenostavljene) čistilne postaje, nadzemni deli plinovodov in mostne konstrukcije plinovodov (Vse objekte na plinovodih je potrebno med normalnim obratovanjem vzdrževati in kontrolirati glede njihove funkcionalnosti.),
- preventivno vzdrževanje merilno-regulacijskih postaj in kompresorske postaje, aktivnosti vključujejo pregled plinske opreme ali delov opreme v postajah in posodabljanje ter zamenjava regulacijske in varnostne opreme,
- nadzor trase posameznih plinovodov s hojo, helikopterskimi preleti ali vožnjo po trasi plinovoda (Namen nadzora je odkrivanje poškodb in puščanj plinovodov ter nedovoljeni posegi tretjih oseb.),
- nadzor nestabilnih in poplavnih terenov ter rudarskih področij. S tem nadzorom se kontrolira vpliv nestabilnih in poplavnih terenov ter rudarskih področij za posamezen plinovodni odsek.

Med posebna preventivna vzdrževalna dela sodi tudi notranja kontrola plinovodov, ki vključuje tudi predhodno izvedbo čiščenj. Čiščenje plinovoda se izvaja z namenom odstranitve, kondenzata in mehanskih nečistoč, s čimer je omogočeno normalno obratovanje

in izvedba notranjega pregleda. Za izvedbo notranjega pregleda plinovoda, s katero se ugotavlja stanje korozije (notranje in zunanje) cevi, zunanje poškodbe na ceveh, zvarih in izolaciji ter geometrijo cevi, se uporablja elektronska naprava, ki potuje s plinskim tokom.

Dela pri kontroli plinovoda se izvajajo v časovnih intervalih, ki so odvisni od specifičnih lastnosti plinovoda kot so podatki iz časa gradnje, rezultati predhodnih notranjih pregledov, trenutno stanje plinovoda, rezultati meritev katodne zaščite in zunanji vplivi. Ugotovljena šibka mesta se tako pravočasno sanirajo.

Zanesljivo in varno obratovanje prenosnega plinovodnega omrežja sistemski operater zagotavlja s sledečimi aktivnostmi:

- z vzdrževanjem varnostnih sistemov, vgrajenih v transportni sistem prenosnega omrežja zemeljskega plina,
- z rednimi preventivnimi vzdrževalnimi deli, ki jih izvajajo Vzdrževalna centra v Ljubljani in Mariboru ter na Kompresorski postaji Kidričevo,
- z rednim nadzorom stanja cevi prenosnih plinovodov, ki se izvaja z elektronsko napravo,
- z rednim fizičnim nadzorom tras prenosnega omrežja zemeljskega plina,
- z izdajanjem smernic, projektnih pogojev in soglasij k projektnim rešitvam za posege v varovalnem in varnostnem pasu skladno z zakonodajo in fizičnim nadzorom le-teh v času izvedbe.

Čeprav je starostna struktura pretežnega dela obstoječega prenosnega omrežja okoli 30 let (4 odstotkov je starih deset let ali manj, 22 odstotkov je starih med 10 in 20 let, ostalo omrežje je starejše), je stanje omrežja ocenjeno kot zelo dobro. Ob nadaljevanju rednega in skrbnega načina vzdrževanja, kot smo ga opisali, se preostala življenjska doba uporabnosti obstoječih (tudi najstarejših prenosnih plinovodov) ocenjuje na naslednjih 30 let.

Dejavnost sistema operaterja prenosnega omrežja (SOPO) zemeljskega plina v obliki obvezne republiške GJS izvaja družba Geoplin plinovodi, d. o. o. Njegove naloge izhajajo iz določil Energetskega zakona (EZ) ter Uredbe o načinu izvajanja gospodarske javne službe dejavnost sistema operaterja prenosnega omrežja zemeljskega plina, Sistemskih obratovalnih navodil za prenos zemeljskega plina in Splošnih pogojev za dobavo in odjem zemeljskega plina iz prenosnega omrežja.

2.7 Omrežnina za prenosno omrežje

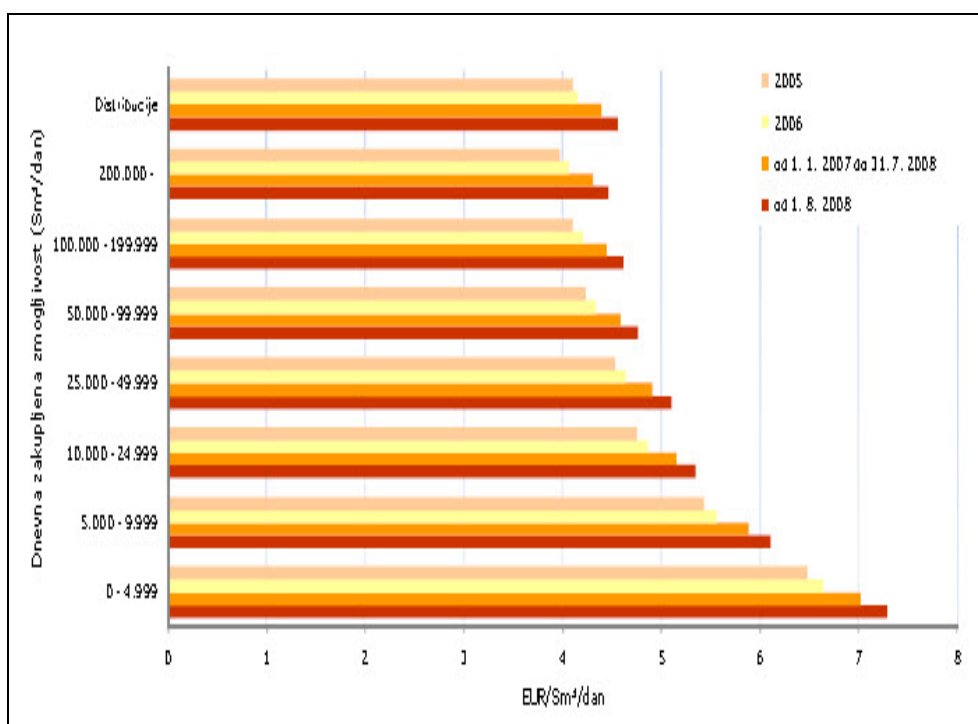
SOPO svojo dejavnost financira s pomočjo pobrane omrežnine. Višino omrežnine za prenosno omrežje zemeljskega plina določi SOPO z aktom o določitvi omrežnine za prenosno omrežje zemeljskega plina, ki ga uveljavi ob soglasju JARSE. Podlagi za določitev omrežnine sta Akt o določitvi metodologije za določitev omrežnine in kriterijev za ugotavljanje

upravičenih stroškov za prenosno omrežje zemeljskega plina in Akt o določitvi metodologije za obračunavanje omrežnine za prenosno omrežje zemeljskega plina, ki ju je sprejela vlada. Metodologiji za določitev omrežnine določata način, pogoje in metodo določanja omrežnine ter kriterije za ugotavljanje upravičenih stroškov systemskega operaterja. Donosnost novih naložb v omrežje je enako donosnosti na sedanja sredstva. Pri določanju upravičenih stroškov se ugotavljajo operativni stroški, stroški izgub zemeljskega plina v omrežju, stroški amortizacije in donos na sredstva systemskega operaterja. Omrežnina za prenosno omrežje je sestavljena iz:

- cene za prenos zemeljskega plina, ki je določena glede na letno zakupljeno zmogljivost,
- cene za lastno rabo,
- cene za izvajanje meritev.

Višina omrežnine je odvisna od zakupljene pogodbene prenosne zmogljivosti, prenesene količine zemeljskega plina in uporabljene merilne naprave. Omrežnina je za posamezne odjemne skupine enotna na celotnem območju Slovenije, saj se za obračunavanje omrežnine uporablja metoda poštna znamka. Cene za prenos zemeljskega plina po prenosnem omrežju so različne in odvisne od zakupljene dnevne zmogljivosti na letni ravni (Sm³/dan/leto). Cene za prenos zemeljskega plina odražajo upravičene stroške systemskega operaterja, vendar niso bile določene na podlagi primerjalnih analiz cen tujih systemskih operaterjev. Gibanje in višina cen omrežnine za prenos je razvidna s Slike 18, ki podaja prikaz cen omrežnine v obdobju 2005 do 2008.

Slika 18: Gibanje in višina cen omrežnine (v €/Sm³/dan/leto).



Vir: Javna Agencija RS za energijo, Poročilo o stanju na področju energetike v 2008 v Sloveniji, 2009, str. 77.

2.8 Distribucijsko omrežje zemeljskega plina

V Sloveniji je bilo leta 2008 skupaj 3.770 kilometrov distribucijskih vodov zemeljskega plina z različnimi tlačnimi nivoji. Kot je razvidno iz v Tabeli 12 prikazane sestave distribucijskega omrežja, največ, kar 52 odstotkov distribucijskih vodov, deluje s tlakom od 100 milibarov do štirih barov in le odstotek s tlakom nad štirimi bari. Distribucijski vodi s pripadajočo infrastrukturo so pretežno v lasti sistemskih operaterjev.

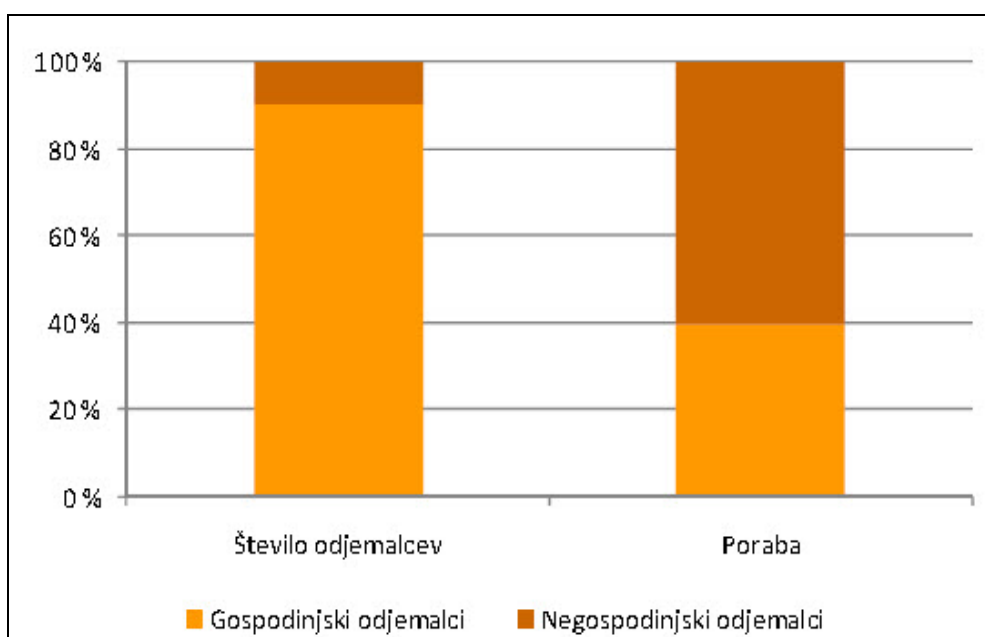
Tabela 12: Sestava distribucijskega omrežja.

Dolžina omrežja za tlačni nivo od 4 do 16 barov v km	34
Dolžina omrežja za tlačni nivo od 100 milibarov do 4 barov v km	1.968
Dolžina omrežja za tlačni nivo do 100 milibarov v km	1.768
Število merilnih postaj	12
Število merilno-regulacijskih postaj	159

Vir: Geoplin plinovodi, d. o. o., interni viri, 2009.

Na vsa distribucijska omrežja je bilo leta 2008 v 68 lokalnih skupnostih priključenih 124.262 odjemalcev zemeljskega plina, ki so jim sistemski operaterji distribucijskih omrežij distribuirali 301 mio Sm³ zemeljskega plina. Odjemalci, ki so priključeni na distribucijska omrežja zemeljskega plina, uporabljajo zemeljski plin predvsem za kuhanje, pripravo tople vode in ogrevanje. Kot je razvidno s Slike 19, kar 97 odstotkov odjemalcev porabi do 4500 Sm³ zemeljskega plina na leto, vendar njihova poraba pomeni le 35 odstotkov celotne porabe odjemalcev zemeljskega plina, priključenih na distribucijsko omrežje.

Slika 19: Razmerje med številom odjemalcev na omrežju in njihovo porabo (v %).



Vir: Javna Agencija RS za energijo, Poročilo o stanju na področju energetike v 2008 v Sloveniji, 2009, str. 88.

Naloge sistemskih operaterjev distribucijskih omrežij (SODO) zemeljskega plina so navedene v določilih EZ in obsegajo predvsem:

- distribucijo zemeljskega plina,
- obratovanje, vzdrževanje in razvoj distribucijskega omrežja,
- zagotavljanje dolgoročne zmogljivosti omrežja.

Distribucija zemeljskega plina, ki se izvaja kot dejavnost sistema operaterja distribucijskega omrežja zemeljskega plina, je izbirna lokalna GJS, ki je lahko organizirana v obliki javnega podjetja, katerega ustanovi lokalna skupnost ali pa je urejena s koncesijskim aktom med koncesionarjem in lokalno skupnostjo kot koncedentom. Na področju države izvaja distribucijo zemeljskega plina 17 sistemskih operaterjev distribucijskega omrežja zemeljskega plina.

Poleg tega bi bile lahko kot izbirne državne gospodarske javne službe (GJS) organizirane tudi dejavnosti sistema operaterja skladišča zemeljskega plina, sistema operaterja terminala za utekočinjeni zemeljski plin in organiziranje trga z zemeljskim plinom, vendar do sedaj v Sloveniji ni bilo potreb za njihovo izvajanje.

Odjemalci, priključeni na distribucijska omrežja zemeljskega plina, imajo regulirane cene za uporabo omrežja. Omrežnino za distribucijsko omrežje zemeljskega plina določi sistemski operater distribucijskega omrežja z Aktom o določitvi omrežnine za distribucijsko omrežje zemeljskega plina posamezne lokalne skupnosti. Podlaga za določitev omrežnine sta Akt o določitvi metodologije za določitev omrežnine in kriterijev za ugotavljanje upravičenih stroškov za distribucijsko omrežje zemeljskega plina ter Akt o določitvi metodologije za obračunavanje omrežnine za distribucijsko omrežje zemeljskega plina.

Navedeni metodologiji je leta 2005 sprejela JARSE s soglasjem vlade in določata način, pogoje in metodo določanja omrežnine ter kriterije za ugotavljanje upravičenih stroškov sistema operaterja. Omrežnina za distribucijska omrežja je sestavljena iz cene za distribucijo zemeljskega plina in cene za izvajanje meritev.

Omrežnina za distribucijsko omrežje vključuje tudi stroške, povezane z uporabo prenosnega omrežja, in je skladno z metodologijo enotna za posamezne odjemne skupine na območju, ki ga lokalna skupnost določi kot območje izvajanja izbirne lokalne GJS dejavnosti sistema operaterja distribucijskega omrežja. Posamezne odjemne skupine so določene skladno z metodologijo za obračunavanje omrežnine. Sistemski operater distribucijskega omrežja lahko odjemne skupine združuje in predlaga enotno ceno za več odjemnih skupin. Objava akta o določitvi omrežnine je podlaga za ločeno izkazovanje cene za uporabo omrežja od cene zemeljskega plina na računu odjemalcev.

Omrežnine za distribucijsko omrežje zemeljskega plina niso enake za značilne odjemalce na različnih distribucijskih območjih, saj cene odražajo različne stroške systemskega operaterja na posameznem območju.

3 RAZVOJNE USMERITVE IN SPREJETI NAČRTI

3.1 Pravna izhodišča za nadaljnji razvoj slovenske energetike

V Republiki Sloveniji podaja zakonsko osnovo za usklajeno delovanje in nadaljnji razvoj na področju energetike Energetski zakon (EZ), ki »zagotavlja pogoje za varno in zanesljivo oskrbo uporabnikov z energetskimi storitvami po tržnih načelih, načelih trajnostnega razvoja, ob upoštevanju njene učinkovite rabe, gospodarne izrabe obnovljivih virov energije ter pogojev varovanja okolja.« (2. člen).

V namen doseganja tako zastavljenih energetskih ciljev EZ določa pripravo Nacionalnega energetskega programa, v katerem se »določajo dolgoročni razvojni cilji in usmeritve energetskih sistemov in oskrbe z energijo upošteva okoljske in tehnološke kriterije, razvoj javne infrastrukture in infrastrukture državnega pomena ter spodbude in mehanizmi za spodbujanje uporabe obnovljivih virov energije in izvajanje ukrepov za učinkovito rabo energije. Nacionalni energetski program vsebuje cilje, usmeritve ter strategijo rabe in oskrbe z energijo, ukrepe za doseganje ciljev, perspektivne energetske bilance in oceno učinkov glede doseganja ciljev.« (13. člen).

Da bi se v nadaljevanju doseglo koordinirano delovanje in nadaljnji razvoj, zakon določa, da so »izvajalci energetskih dejavnosti in lokalne skupnosti dolžni v svojih razvojnih dokumentih načrtovati obseg porabe in obseg ter način oskrbe z energijo in te dokumente usklajevati z nacionalnim energetskim programom ter energetsko politiko Republike Slovenije« (17. člen).

Na podlagi tako določene zakonske podlage je nastala cela vrsta dokumentov, ki obravnavajo različne vidike in področja razvoja energetike. V nadaljevanju bodo izmed navedenih predstavljeni predvsem tisti dokumenti in vsebine, ki podajajo obvezna izhodišča, in sicer Resolucija o Nacionalnem energetskem programu (ReNEP), Dolgoročne energetske bilance RS za obdobje 2006–2026 (DB) ter Razvojni načrt prenosnega plinovodnega omrežja za obdobje 2009–2019. Kjer bo smiselno, bodo v povezavi z vsebino predhodno temeljnih razvojnih dokumentov predstavljena tudi napotila temeljnih dokumentov s področja strateškega razvoja (UMAR, Strategija razvoja Slovenije) ali energetike.

Poleg zadovoljitve zgoraj navedenih zakonskih in normativnih zahtev pa je izziv za Slovenijo tudi izpolnjevanje sprejetih mednarodnih obveznosti s področij okolja in trajnostne energetike. Gre za cilje leta 2010 oziroma v obdobju 2008–2012 pa tudi konkretne cilje, kot

jih opredeljujejo evropska Zelena knjiga (Komisija Evropskih skupnosti, 2006, str. 9), ki varnosti in zanesljivosti oskrbe namenja posebno pozornost. Zlasti velik izziv bo izpolnjevanje obveznosti Kjotskega protokola, ki se nanašajo na zmanjševanje emisij dušikovih oksidov iz Direktive 2001/81/ES (Direktiva NEC oziroma Goetebuourški protokol) ter ciljnega deleža električne energije iz obnovljivih virov energije po Direktivi 2001/77/ES.

Poleg teh kratkoročnih ciljev se v okviru podnebno-energetskega paketa Evropske unije oblikujejo novi, srednjeročni cilji do leta 2020 na ravni Evropske unije, poznani tudi kot »20-20-20« (Šalamun, 2007, str. 20). Kratica pomeni, da bo potrebno do leta 2010 zagotoviti 20-odstotni delež energije iz obnovljivih virov energije (OVE), za najmanj 20 odstotkov zmanjšati emisije toplogrednih plinov (TGP) in izboljšati energetske učinkovitost za 20 odstotkov. V postopkih sprejemanja so nacionalni cilji, ki bodo tako opredeljene obveznosti skupnosti porazdelili, glede na trenutno stanje in naravne danosti, ki jih ima posamična članica (Sloveniji bi zaradi navedenega pripadel nadpovprečni delež OVE v višini 25 odstotkov.).

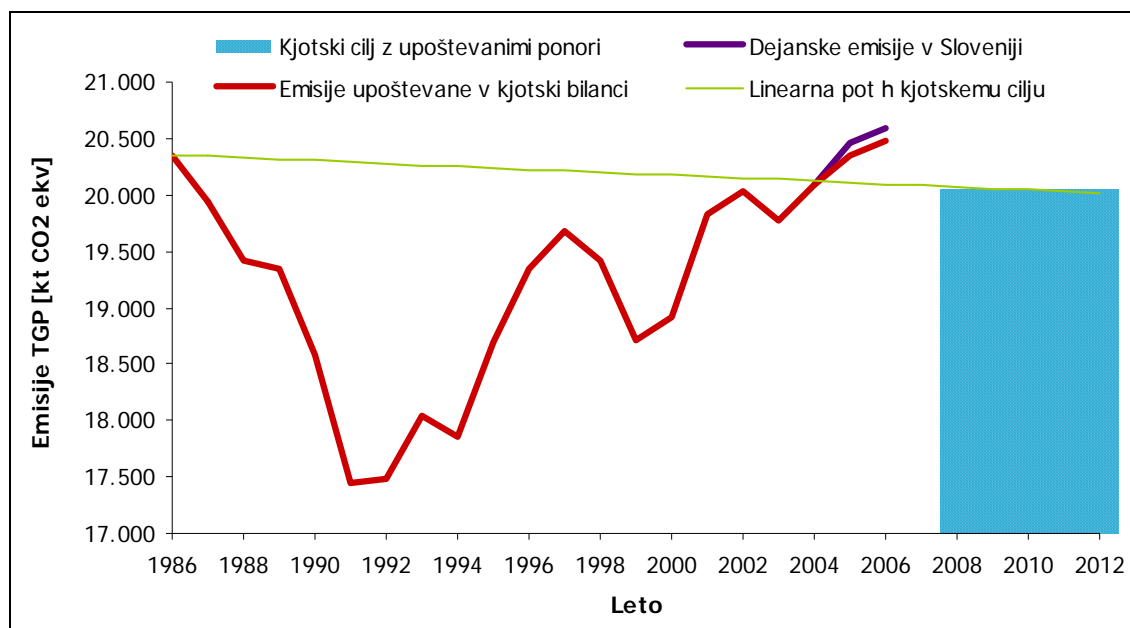
Kot kažejo rezultati študij Dolgoročne energetske bilance Republike Slovenije za obdobje 2006–2026, bi bilo izpolnjevanje 25-odstotnega deleža OVE v končni rabi energije velik izziv. Zato bi bilo potrebno instrumente, ki jih ima na voljo energetska politika, uporabiti v polni meri, dopolniti pa jih bi bilo nujno tudi z rešitvami v širši razvojni politiki oziroma z več sektorskimi instrumenti.

Poleg tega ima Slovenija težave tudi z zagotavljanjem ustreznega zmanjšanja TGP, saj so gibanja, ki smo jim priča v Sloveniji in so razvidna s Slike 20, v nasprotju s pričakovanji in zastavljenimi cilji, ki jih je Vlada Republike Slovenije julija 2003 sprejela v Operativnem program zmanjševanja emisij TGP.

Med glavnimi ukrepi programa so najpomembnejše naslednje aktivnosti, ki se očitno ne uvajajo dovolj dosledno:

- povečanje energetske učinkovitosti v industriji, zgradbah in bivalnem okolju,
- povečanje rabe OVE nasploh in še zlasti za proizvodnjo električne energije,
- zamenjava premoga in naftnih derivatov z zemeljskim plinom,
- soizvodnja toplote in električne energije.

Slika 20: Emisije toplogrednih plinov v Sloveniji (v kilo ton CO₂ ekv).



Vir: MG, Dolgoročne energetske bilance Republike Slovenije za obdobje 2006–2026, str. 10.

3.2 Emisijski kuponi

Z vidika načrtovanja celotnih stroškov energije in še posebej v kontekstu dodatnih plačil zaradi prekoračitev emisij je potrebno načrtovati tudi stroške za plačila prekoračenih emisij. Za slovenski trg so s tega vidika relevantne cene na evropskem trgu z emisijami, nanje pa bo vplival poleg predpisov tudi širši mednarodni prostor. Kljub uspešnemu poteku odločanja o novi evropski shemi za trgovanje z emisijami so predvidevanja glede dolgoročne cene emisijskih kuponov zelo negotova.

Globalne cene kuponov bodo prvenstveno odvisne od odločitev o mednarodnem podnebni režimu po letu 2012 in mejnih stroškov za ukrepe za zmanjševanje emisij. Oba dejavnika bosta vplivala na razmerje med ponudbo in povpraševanjem na trgu. Za to razmerje bo bistvenega pomena, kako ambiciozni in obvezujoči nacionalni cilji bodo sprejeti v okviru mednarodnega podnebnega režima po letu 2012 in kakšna sredstva/načine bodo pogodbenice imele na voljo, da svoje obveznosti izpolnijo (npr. kako bodo obravnavni ponori emisij). Cena emisijskih kuponov na trgu v Evropski uniji pa bo odvisna tudi od soglasja držav članic glede uporabe mehanizma čistega razvoja (CDM) v novi trgovalni shemi. Dodatno temu bodo na ceno kuponov vplivale cene fosilnih goriv in cenovna dostopnost tehnologij za zmanjševanje emisij. Višja cena energije in/ali nižja cena za tehnologije večja donosnost ukrepov za zmanjšanje emisij in s tem manjša povpraševanje oziroma nižja cena emisijskim kuponom. V sklopu pocenitve tehnologije ne gre zanemariti vpliva razvoja in komercializacije tehnologij za zajem in shranjevanje ogljika, nizkoenergijske gradnje in tehnologije za izkoriščanje

energije iz obnovljivih virov. Končno bo na povpraševanje in cene emisijskih kuponov vplivala tudi gospodarska rast, saj bo povzročala manjšo ali večjo porabo energentov.

Iz vsebine zgoraj navedenih dejavnikov je razvidno, da je določanje cen emisijskih kuponov po kjotskem obdobju precej špekulativno, vendar do sedaj sprejete odločitve kažejo na nadaljnjo zaostritev pogojev. Pri obravnavi projekcij in obračunu stroškov, ki izhajajo iz emisijskih kuponov bodo v nadaljnji obravnavi uporabljene sprejete opredelitve slovenske vlade (DB, str. 14), ki predvidevajo cenovno raven 17,5 EUR/t CO₂ do leta 2012 in 25 EUR/t CO₂ po tem letu. Kot je razvidno iz Tabele 13, je v Sloveniji iz izhodiščnega obsega emisij TGP v višini 19,95 mio ton, za doseg ciljnega obsega v višini 14 mio ton potrebno dodatno zmanjšanje v višini 5,75 mio ton CO₂. Pomembnejše zmanjšanje emisij je potrebno doseči v panogah industrije in gradbeništva, transporta, industrijskih procesov ter kmetijstva.

Tabela 13: Prikaz porazdelitve emisij TGP glede na vire.

Emisije TGP 2004/2007 sektor	Količina v milj. ton	Znižanje v %	Količina milj. ton	Ostane milj ton
Termolektrarne	6,39/6,59	95/90	6,07/5,93	0,32/0,66
Ind. in gradb.	2,37/2,30	40/40	0,95/0,92	1,42/1,38
Transport	4,26/5,03	70/77	2,98/3,87	1,28/1,16
Široka raba	2,83/2,11	80/80	2,26/1,69	0,57/0,42
Energetika skupaj	15,85/16,03	77/77	12,26/12,41	3,59/3,62
Industrijski procesi	1,14	40	0,46	0,68
Kmetijstvo	1,97	30	0,59	1,18
Odpadki	0,66	90	0,59	0,07
Ostalo	0,33	30	0,1	0,23
Skupaj	19,95	70	14,00	5,75

Vir: P. Novak, Slovenija - Nizkoogljična družba do 2025, Idejna zamisel, kako do nje, 2008, str. 1.

3.3 Ekonomična raba zemeljskega plina za proizvodnjo elektrike

Poleg ekoloških prednosti uporabe zemeljskega plina je Medak (2002, str. 18) ugotovil, da so v aktualnem naboru slovenskih projektov proizvodnje elektrike tiste investicije, ki temeljijo na uporabi zemeljskega plina ekonomsko upravičene, seveda ob predpogoju, da se projekte ovrednoti tudi po donosu vloženega kapitala. S tega vidika način vrednotenja, ki je trenutno prevladujoč v slovenski energetiki, pri vrednotenju velikokrat sploh ne uporablja diskontnih stopenj oziroma uporablja prenizke vrednosti diskontnih stopenj. Tak način vrednotenja ni skladen svetovnimi trendi, saj se v svetu pri večini vrednotenj zahtevanega donosa v energetiki uporablja diskontne stopnje, ki se gibljejo med 8 in 12 odstotki (Hartley et al., 2005 b, str. 15), pač glede na ugotovljene dejavnike tveganosti pri posamičnem projektu in državi.

Tabela 14: Prikaz ekonomičnosti investicij v energetske objekte (v €/MWh).

Vrsta Objekta	Polna lastna cena (€/MWh)	Diskontirana lastna cena (5% d.s.) (€/MWh)	Diskontirana lastna cena (10% d.s.) (€/MWh)	Razlika med DLC (5% d.s.) in lastno ceno (€/MWh)	Razlika med DLC (10% d.s.) in lastno ceno (€/MWh)
HE Boštanj	29,33	46,64	84,50	17,31	55,16
HE Blanca	27,17	43,81	79,50	16,65	52,30
HE Krško	32,67	47,75	86,80	15,09	54,18
HE Brežice	27,66	40,12	72,40	12,48	44,73
HE Moste	35,14	59,93	110,20	24,79	75,06
TE Šoštanj - plin	54,38	56,83	60,20	2,45	5,78
TE Šoštanj - premog	53,20	60,51	70,90	7,31	17,71
TE Brestanica	51,54	54,06	56,50	2,52	4,98
TE Trbovlje - premog	55,99	62,24	71,30	6,25	15,31
TE 400 MW*	47,34	50,97	56,10	3,63	8,76
TE TOL	39,29	43,70	49,80	4,41	10,48
TE Anhovo A	50,23	53,91	58,90	3,68	8,64
TE Anhovo B	50,94	54,10	58,30	3,15	7,41
TE Količevo	42,84	47,26	52,60	4,41	9,77
TE Vipap	38,10	42,12	46,80	4,02	8,72
TE Sava Tires	40,73	43,89	47,70	3,16	6,99

Legenda: * velja za objekte TE Kidričevo, TE Trbovlje, TE Lendava in TE Anhovo C

Vir: MG, Indikativni razvojni načrt energetskega sektorja, 2005, str. 109.

Kot je razvidno iz preglednice v Tabeli 14, je ob uporabi polne lastne cene, ki ne upošteva stroškov vezave kapitala ekonomičnost elektrarn, ki uporabljajo zemeljski plin manjša, v primeru pa, da upoštevamo realne stroške vloženega kapitala, se ekonomičnost bistveno izboljša in ob 10-odstotni diskontni stopnji uvrsti plinsko-parne elektrarne med najbolj donosne.

3.4 Resolucija o Nacionalnem energetskega programu (ReNEP)

ReNEP glede oskrbe z zemeljskim plinom ugotavlja, da gre za področje, ki je predmet skupne regulacije na ravni Evropske unije. Začetki urejanja oziroma liberalizacije trga z zemeljskim plinom so bili dani že z Direktivo 98/30, dodatne ukrepe za nadaljnjo liberalizacijo pa je predpisala Direktiva 2003/55. Zato tudi ReNEP podaja cel sklop usmeritev, kako doseči čimprejšnjo deregulacijo oskrbe v Sloveniji, tako z vidika dostopa do plinovodnega omrežja, kot tudi skladišč zemeljskega plina. Kot je razvidno iz projekcije porabe zemeljskega plina do leta 2020 (Tabela 15), predvideva ReNEP v obdobju do leta 2015 naraščanje porabe po 3,5 odstotni letni stopnji. Najvišja letna rast porabe je predvidena na področju energetike (9,5 odstotkov), najnižja pa na področju uporabe zemeljskega plina v industriji (0,7 odstotka).

Predvideva se tudi precejšnje povečanje rabe zemeljskega plina v gospodinjstvih, saj naj bi tu poraba naraščala 4,1-odstotni stipnji na leto.

Tabela 15: Projekcije porabe zemeljskega plina do leta 2020 (v kilo Sm³).

	Stanje		Projekcije				2015 / 2000	
	1997	2000	2005	2010	2015	2020	Indeks	%/a
(000 Sm ³)								
Industrija	732.475	696.479	764.380	786.421	778.494	770.141	112	0,7
Široka potrošnja	116.427	157.838	214.313	254.231	289.996	319.855	184	4,1
Energetika	101.470	158.642	208.549	393.669	620.068	907.179	391	9,5
S k u p a j	930.107	1.012.959	1.187.242	1.434.321	1.688.558	1.997.175	167	3,5

Legenda: %/a označuje povprečno rast letne porabe v obdobju od leta 2000 do 2015.

Vir: Resolucija o Nacionalnem energetskega programu, 2004, str. 57.

Načrtovano povečanje porabe gre v pretežni meri pripisati velikemu povečanju porabe zemeljskega plina iz naslova dodatnih kapacitet v plinskih elektrarnah. ReNEP je za nadomestitev obstoječih kapacitet predvidel predvsem investicije v hidroelektrarne in plinske elektrarne.

Tabela 16: ReNEP – Načrtovane razširitve kapacitet termoelektrarn na zemeljski plin.

Št.	Projekt	Dokončanje
1.	Termoelektrarna toplarna v Ljubljani (na lokaciji Moste ali/in Šiška)	Do leta 2008/09
2.	Povečanje moči in izkoristka na bloku TE Šoštanj 5 in TE Šoštanj 4	Do leta 2006/07
3.	Dograditev parnega dela k plinskemu delu v TE Brestanica	Do leta 2006
4.	Nova termoelektrarna na lokaciji Trbovlje	Do leta 2008
5.	Nova termoelektrarna na lokaciji Kidričevo ali Lendava	Do leta 2008/09

Vir: Resolucija o Nacionalnem energetskega programu, 2004.

Da bi zagotovili zadostne transportne kapacitete za načrtovano povečanje porabe zemeljskega plina, ReNEP določa prednostno investiranje v štiri sklope magistralnih plinovodov.

Tabela 17: ReNEP – Načrtovane investicije v magistralne plinovode.

Št.	Projekt	Dokončanje
1.	Razširitev kompresorske postaje v Kidričevem in izgradnja kompresorske postaje Ajdovščina	Leto 2007 oziroma 2006
2.	Ojačitev (izgradnja 70 barskega plinovoda) M1	Od 2005 do 2010
3.	Ojačitev (izgradnja 70 barskega plinovoda) M2	Od 2005 do 2010
4.	Izgradnja novega 50 barskega plinovoda M5 (TE-TOL-Novo Mesto)	Do leta 2012

Vir: Resolucija o Nacionalnem energetskega programu, 2004.

Poleg predhodno navedenih investicijah v magistralne plinovode bi bilo v skladu z ReNEP potrebno izgraditi tudi plinovodne povezave s Hrvaško (Hrušica–Jelšane) in slovensko Istro

(Ajdoščina–Lucija) ter visokotlačne plinovode do lokacij novih plinskih termoelektrarn (TE-TO Ljubljana, Trbovlje in Šoštanj).

Ob samih usmeritvah za izvedbo programa posveča ReNEP posebno skrb zanesljivosti oskrbe, saj ugotavlja, da bi z vidika deregulacije utegnilo priti do zmanjšanja zanesljivosti. Kot možne ukrepe za zmanjšanje tovrstnih tveganj predlaga sklepanje dolgoročnih pogodb in pridobitev ustreznih kapacitet za skladiščenje zemeljskega plina.

3.5 Dolgoročne energetske bilance RS za obdobje 2006–2026 (DB)

Zaradi spremenjenih razmer je Ministrstvo za gospodarstvo v letu 2008 pristopilo k izdelavi Dolgoročne energetske bilance RS za obdobje 2006–2026, v sklopu katere je dopolnilo bilančne dele predhodno sprejetega nacionalnega energetskega programa. V primeru zemeljskega plina je to pomenilo znatno povišanje ocenjenih količin bodoče porabe. V sklopu DB je bilo obdelanih osem scenarijev dolgoročnih energetskih bilanc, ki se med seboj razlikujejo zaradi upoštevanja različnih predpostavk glede:

- gospodarskega razvoja (obdelana sta dva scenarija, označena z + in ++),
- strategije učinkovite rabe energije, izrabe OVE in razpršene proizvodnje električne energije (obdelana sta dva scenarija, označena z REF – referenčna strategija in INT – intenzivna strategija) in
- oskrbe z električno energijo (obdelana sta dva scenarija, označena z UR – uravnoreženi in NE – NEK2).

Izmed navedenih osmih scenarijev energetske bilance je zemeljski plin vključen v štirih scenarijih. Dva scenarija sta zaradi različnega obsega investicij v elektroenergetske objekte in dve zaradi različne rasti porabe elektrike ter s tem povezane porabe zemeljskega plina kot goriva.

- Referenčni scenarij upošteva minimalne investicije v zmogljivosti za proizvodnjo elektrike. Na plinskem področju je predvidena prigradnja plinske turbine TEŠ 5 (TEŠ 5+PEŠ) ter plinske turbine v Ljubljani (TE-TOL 1).
- Uravnoreženi scenarij upošteva na plinskem področju poleg investicij iz referenčnega scenarija še izgradnjo druge elektrarne s plinsko-parnim ciklom v Ljubljani (TE-TOL 2), nove elektrarne s plinsko-parnim ciklom (na eni od lokacij – Kidričevo, Sermin, Trbovlje) in dograditev parne turbine v PPE Brestanica.
- Scenariji NE–NEK2 upoštevajo poleg investicij iz uravnoreženega scenarija še NEK2 s 1.000 MW.

V dolgoročnih energetskih bilancah so za vsak scenarij glede na skupne potrebe po energiji in razporeditvi med različne energente opravili simulacijo proizvodnje energije iz posamičnega

energenta. Razlika med najvišjim in najnižjim scenarijem porabe zemeljskega plina v letu 2020 tako znaša 8 odstotkov. Celoten nabor scenarijev in gibanja vrednosti so razvidni iz sledeče tabele.

Tabela 18: Ocena pridobljene energije iz zemeljskega plina po različnih scenarijih (v PJ).

Scenariji		2010	2012	2015	2020	2025	2030
+ REF UR	+ REF NE	49,9	59,1	70,8	77,4	98,2	102,3
+ INT UR	+ INT NE	50,6	59,8	71,5	79,7	101,2	106,6
++ REF UR	++ REF NE	50,1	59,8	72,3	81,3	104,1	110,4
++ INT UR	++ INT NE	50,8	60,5	73,0	83,5	107,0	114,6

Legenda: PJ = 10¹⁵ Joulov.

Vir: Geoplin, d. o. o., interni viri, 2008.

Ker je dogajanje po sprejemu DB pokazalo, da se bo razvoj porabe, povezan z zemeljskim plinom, razvijal bistveno počasneje od prvotnih predvidevanj, bo v okviru te naloge obravnavan scenarij, ki predvideva najnižje stopnje rasti porabe. Pregled strukture porabe zemeljskega plina energetskih scenarijev +REF UR in +REF NE, ki sta glede porabe zemeljskega plina najnižji, podajamo v Tabeli 19.

Tabela 19: Ocena porabe zemeljskega plina (v PJ).

Vrsta rabe	2010	2012	2015	2020	2025	2030
Transformacije	359	591	885	1.038	1.626	1.729
Neenergetska raba	141	138	135	132	126	118
Industrija	779	809	853	879	894	908
Gospodinjstva	147	153	165	179	188	197
Ostala raba	38	41	44	50	56	62
Skupaj	1.464	1.732	2.082	2.279	2.890	3.014

Legenda: vrednosti so v mio Sm³ = 1.000.000 Sm³.

Vir: Geoplin, d. o. o., interni viri, 2008.

Kot izhaja iz zgornje tabele je v vseh sektorjih, razen pri sektorju transformacije energije, med leti 2010 in 2020 predvidena sorazmerno enakomerna rast porabe zemeljskega plina. V različnih sektorjih so predvidene precej različne stopnje rasti, saj je pri industrijski rabi predvidena zgolj 1,3-odstotna rast, medtem ko naj bi v sektorju transformacije energije poraba

predvidoma naraščala po kar 12,5-odstotni stopnji na leto. V to kategorijo spadajo poleg elektrarn, upoštevanih v predhodno opisanih scenarijih, še sproizvodnja, samoproizvajalci in plinske kotlovnice.

3.6 Razvojni načrti prenosnega omrežja zemeljskega plina

Družba Geoplin plinovodi, d. o. o., je kot sistemski operater prenosnega omrežja zemeljskega plina v Republiki Sloveniji skladno z določili Energetskega zakona dolžna vsaki dve leti izdelati načrte razvoja omrežij. Načrti razvoja morajo biti sestavljeni za najmanj 10 let in usklajeni z že predstavljenim nacionalnim energetskega programom. Poleg usklajenosti z energetskega področjem morajo biti načrti razvoja usklajeni tudi s Strategijo prostorskega razvoja Slovenije (SPRS), ki predstavlja temeljni dokument o usmerjanju razvoja na celotnem ozemlju države in podaja usmeritve za sobivanje v evropskem prostoru. Strategija prostorskega razvoja Slovenije vključuje zahtevo po povečanju pretočne fleksibilnosti, gradnjo dodatnih plinovodov in plinovodnih zank ter okrepitev prenosnih zmogljivosti. Javne gospodarske infrastrukture, kamor spada prenosno plinovodno omrežje, so opredeljene kot omrežja, ki prispevajo h kvalitetnemu razvoju mest in naselij. Razvoj gospodarske javne infrastrukture se ob upoštevanju omejitev praviloma usmerja v skupne koridorje.

Poleg zgoraj navedenih prostorskih usmeritev Strategija prostorskega razvoja Slovenije vsebuje tudi usmeritev, ki ima pomembne posledice za smer razvoj energetike, saj določa, da se energetske oskrbo široke rabe v mestih in naseljih, ki so že povezana s prenosnim plinovodnim omrežjem, in v krajih, ki jih je ob razumnih vlaganjih še možno povezati z obstoječim omrežjem, oskrbuje z zemeljskim plinom. Obstoječe prenosno plinovodno omrežje, ki ga upravlja družba Geoplin plinovodi, d. o. o., deluje na zgornji meji svoje zmogljivosti.

- Najbolj obremenjena smer prenosa je »Avstrija–Ceršak–plinovoda M1 in M2«. V tej smeri poteka dobava zemeljskega plina iz vzhoda (ruski in avstrijski viri dobave), v plinovodu M1 obratuje tudi kompresorska postaja v Kidričevem. V tej smeri je bila letu v letu 2008 povprečna mesečna izkoriščenost prenosnih zmogljivosti najvišja pozimi, ko je januarja dosegla skoraj 90 odstotkov. Pozimi so bile dosežene tudi največje dnevne izkoriščenosti te prenosne smeri, saj se je dnevna obremenitev občasno približala 96 odstotkov.
- Močno je obremenjena tudi prenosna smer »M1–Rogatec–Hrvaška«, kjer se dosega največjo izkoriščenost prenosnih zmogljivosti v poletnem obdobju, med polnjenjem skladiščnih kapacitet, ki jih ima slovenski dobavitelj zakupljene na Hrvaškem. V tem obdobju so bile občasno dosežene skoraj polne obremenitve te prenosne smeri, saj so se dnevne obremenitve v septembru približale 95 odstotkom.
- Izkoriščenost prenosnih zmogljivosti v smeri »Italija–Šempeter–plinovoda M3 in M2« je nekoliko nižja. Pri tem je potrebno upoštevati, da je prenosna zmogljivost plinovodov definirana pri optimalnih obratovalnih pogojih, ki jih v tej smeri prenosa pogosto ni

možno zagotavljati, ker so transportni pogoji odvisni od predajnih tlakov iz italijanskega omrežja. Transportni pogoji in zanesljivost dobave v smeri »Italija–Šempeter–plinovoda M3 in M2« se bodo izboljšali po izgradnji kompresorske postaje v Ajdovščini, ki ima tudi s tega vidika visoko prioriteto.

Glede na celotno količino prenosa zemeljskega plina v Republiki Sloveniji predstavlja obseg tranzita okrog 1,2 mrd Sm³ zemeljskega plina. V naslednjih letih je glede na že obravnavane napovedi o povečanju porabe, ki jih vsebujeta ReNEP in DB, poleg tega pa tudi zaradi morebitnih plinovodnih povezav med potencialnimi znanimi lokacijami LNG terminalov in prenosnim plinovodnim sistemom v Republiki Sloveniji realno pričakovati, da se bosta obseg notranjega prometa in tranzita bistveno povečala.

Na podlagi navedenih predpostavk so v načrtih razvoja opredeljene investicije v razširitve omrežja, ki bi omogočile obseg tranzita zemeljskega plina. Ocena možnih tranzitov je prikazana v Tabeli 20.

Tabela 20: Ocena možnih tranzitov ob realizaciji Razvojnega načrta (v mrd Sm³).

mrd Sm ³	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Obstoječi tranzit Avstrija – Hrv.	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Obstoječi tranzit Italija - Hrvaška	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Tranzit Avstrija - Italija				0,8	0,8	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Tranzit LNG Hrvaška - Italija						10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7
Tranzit LNG Hrvaška – Avstr. (Ceršak)						3,0	3,0	3,0	3,0	1,5	1,5
Tranzit LNG Hrvaška – Avstr. (Rateče)										1,5	1,5
Južni tok Madž. – Avstrija (Podklošter)										5,0	5,0

Legenda: mrd Sm³ = 1.000 mio Sm³.

Vir: Geoplin plinovodi, d. o. o., interni viri, 2009.

Da bi dosegli zastavljene cilje pri prenosu zemeljskega plina znotraj države in načrtovano povečanje tranzita, opredeljuje razvojni načrt pet skupin (prioritet) projektov:

1. prioriteta: Investicija v te projekte je opredeljena kot nujna zaradi polne zasedenosti obstoječih prenosnih kapacitet sistema in nujnih sistemskih izpopolnitev. Ti projekti odpravljajo ozka grla v sistemu in omogočajo naravno rast odjema pri obstoječih uporabnikih.

Tabela 21: Odseki prve priritete.

	Razvojni načrt 2009 - 2018 (sklop A)	Dolžina (vKm)	Premer (v mm)	Tlak (v bar)	Leto izgradnje	Status realizacije	Vrednost (v 1000 EUR)
1	M1/1 Ceršak - Kidričevo	35,5	800	70	2011	Razpis	56.577
2	M1/1 Kidričevo - Rogatec	19,4	800	70	2010	v izgradnji	25.722
3	M2/1 Rogaška Slatina - Trojane	65,0	800	70	2012	v pripravi DPN	108.165
4	M2/1 Trojane - Vodice	34,0	800	70	2012	v pripravi DPN	57.555
5	M5 in R51 Vodice - Jarše - TETOL	19,5	400	50	2012	v pripravi DPN	31.187
6	R25A/1 Trojane - Hrastnik	21,5	400	70	2013	v pripravi DPN	28.402
7	Kompresorska postaja Ajdovščina	n/a	n/a	80	2010	v izgradnji	32.000
8	KP Kidričevo I Faza	n/a	n/a	70	2012	strokovne podlage	13.560
Skupaj:							353.168

Vir: Geoplin plinovodi, d. o. o., interni viri, 2009.

2. prioriteta: Zajema projekte izgradnje povezav s sistemskima operaterjema prenosnih in tranzitnih omrežij v Avstriji in Italiji ter navezavi na morebitni nov vir zemeljskega plina. Izvedba teh projektov je s stališča Republike Slovenije strateškega pomena, saj se s tem bistveno povečuje integracijo v mednarodne tokove zemeljskega plina in tudi samo diverzifikacijo oskrbnih poti. Za te projekte se izdeluje prostorska dokumentacija do trenutka, ko bodo sprejete dokončne odločitve o njihovi realizaciji.

Tabela 22: Odseki druge priritete.

	Razvojni načrt 2009 -2018 (sklop B)	Dolžina (v Km)	Premer (v mm)	Tlak (v bar)	Leto izgradnje	Status realizacije	Predračunska vrednost (v 1000 EUR)
1	M3/1a Kalce - Ajdovščina	24	1.000	100	Nedefiniran	V pripravi DPN	55.459
2	M3/1b Ajdovščina - Miren	24	1.000	100	Nedefiniran	V pripravi DPN	66.357
3	M3/1 Kalce - Vodice	47	1.000	100	Nedefiniran	v pripravi DPN	121.589
4	M8 Kalce - Jelšane	51	1.200	100	Nedefiniran	v pripravi DPN	128.179
5	M10 Vodice - Žirovnica - Rateče	85	900	100	Nedefiniran	v pripravi DPN	217.939
6	M9 Kidričevo - Lendava	65	1.000	100	Nedefiniran	v pripravi DPN	150.821
7	KP Kidričevo II Faza	n/a		70	2014	v pripravi DPN	66.310
8	Dispečerski center	n/a				V izgradnji	4.600
Skupaj:							811.254

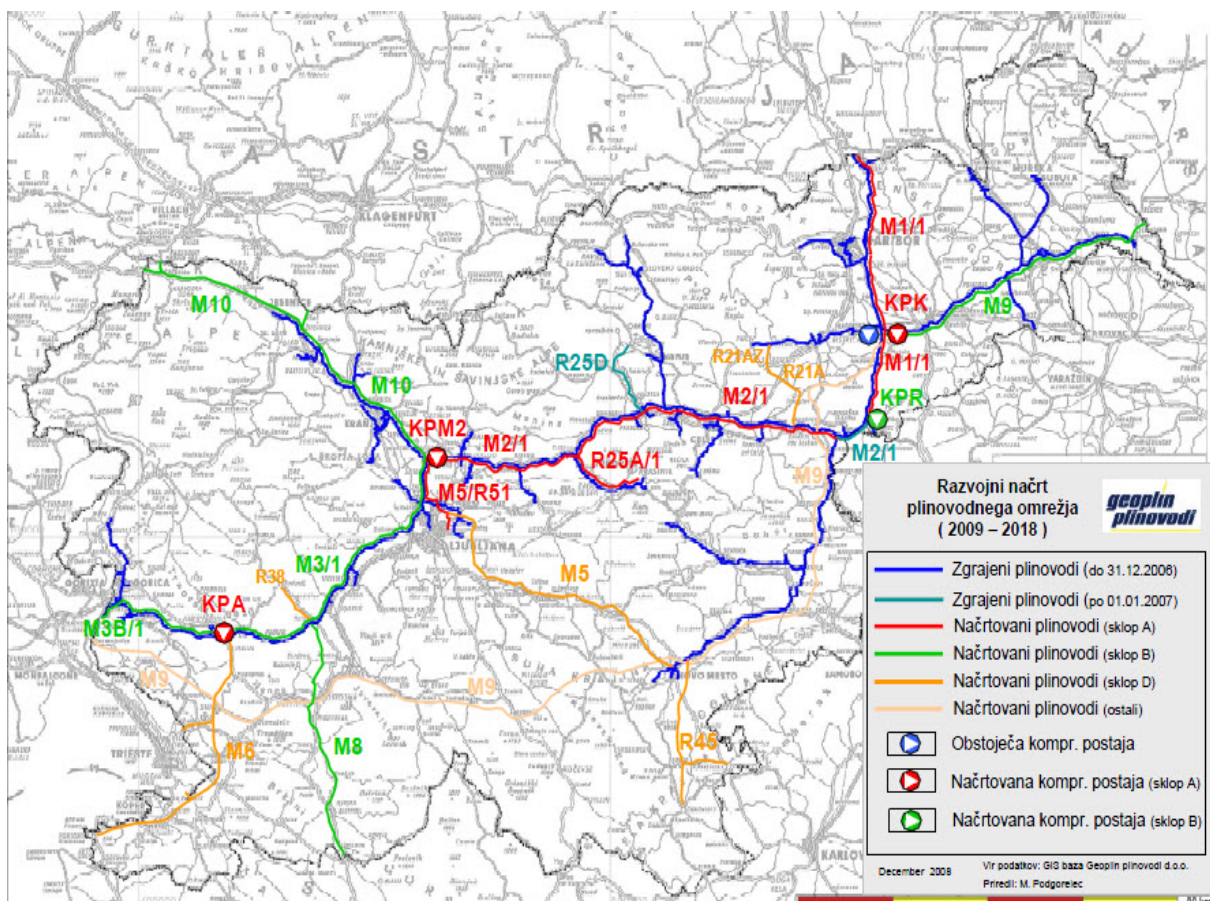
Vir: Geoplin plinovodi, d. o. o., interni viri, 2009.

3. prioriteta: Predstavlja izgradnjo prenosnih poti do večjih končnih uporabnikov zemeljskega plina. Z uporabo zemeljskega plina v večjih obratih in z nadomeščanjem drugih fosilnih goriv z zemeljskim plinom se tudi bistveno zmanjšuje obseg emisij CO₂ in drugih škodljivih emisij v Republiki Sloveniji. V primeru soglasja uporabnikov bo izvedba teh projektov možna po izvedbi projektov iz prve prioritete.

V okviru navedenega so v načrtu izgradnje prenosnih poti do Vipava, Količevo kartona, Papirnice Vevče, Save Tires in TE 400 MW. Skupna predračunska vrednost navedenih priključkov je 11 milijonov evrov.

4. prioriteta: Zajema terminsko nedefinirane regionalne povezave, katerih realizacija je v veliki meri odvisna od interesa končnih uporabnikov (M6 Ajdovščina–Lucija, R45 Novo mesto–Črnomelj in drugi odseki iz sklopa D, kot so prikazani na sliki 21, ki podaja potek in prostorsko umeščenost investicij v Razvojnem načrtu prenosnega omrežja).

Slika 21: Prenosno omrežje s prikazanimi investicijami.



Vir: Geoplin plinovodi, d. o. o., interni viri, 2009.

Termini gradnje, ki so navedeni v razvojnem načrtu, služijo kot najboljše ocene začetka obratovanja plinovodnih objektov. Glede dejanske realizacije posameznih projektov so

najpomembnejše odločitve domačih in tujih uporabnikov prenosnih zmogljivosti o roku priključitve in dostopa na prenosno omrežje oziroma odločitve o tranzitu preko Slovenije.

4 OCENA NAČRTOVANIH NALOŽB

4.1 Tržna tveganja povezana z oskrbo z zemeljskim plinom

V obstoječem tržnem redu oskrbe Republike Slovenije z zemeljskim plinom obstaja več dejavnikov, ki zmanjšujejo konkurenčnost tržne strukture:

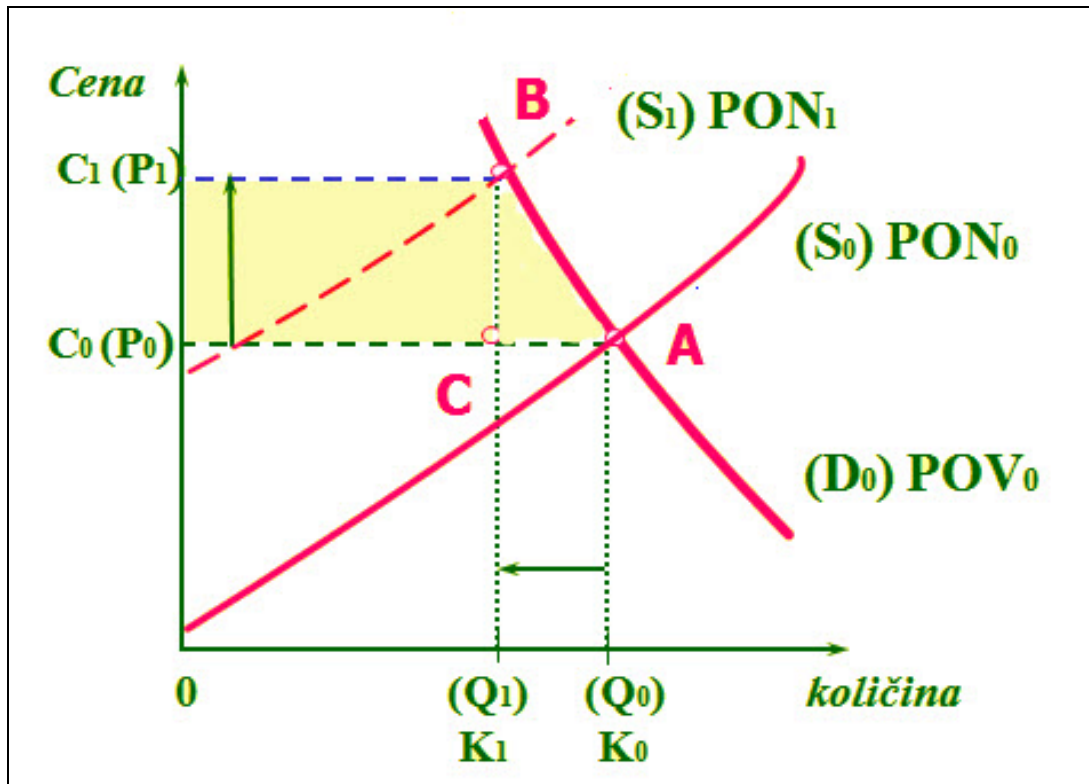
- Ponudba zemeljskega plina s strani možnih virov je geografsko zelo skoncentrirana, saj ga 80 odstotkov dobimo iz Rusije in Alžirije, kar ponudbo izpostavlja izkoriščanju tržne moči, pa tudi morebitnemu političnemu izsiljevanju (Družhimina, 2006, str. 31–32).
- Zaradi velikih transportnih razdalj, ki so pogojene z dolžinami plinovodov, tveganje političnega izsiljevanja (Penko, 2006, str. 28–30) ni omejeno zgolj na sama proizvajalca, temveč tudi na države, skozi katere prenos poteka (npr. Ukrajina).
- Poleg zgoraj navedenih »geografskih« omejitev so tudi sami upravljavci omrežja faktor, ki omogoča morebitno monopolno oblikovanje cen.

V porabi energije v državi predstavlja zemeljski plin okoli 14 odstotkov, kar ni zanemarljiv in lahko nadomestljiv delež porabe. Dodatno temu ima zemeljski plin, ki se dobavlja po plinovodih, podobno kot drugi energenti, ki so vezani na omrežje, nizko cenovno elastičnost povpraševanja, ki se giblje med -0,2 in -0,35 (TGE gas engineering GmbH., interni viri, 2009).

Za pričujoče delo je z vidika oskrbe še posebej pomembno vprašanje o posledicah izpada oskrbe, ki bi nastala zaradi težav na zgoraj navedenih primarnih poteh (iz Rusije in/ali Alžirije).

V nadaljevanju je slikovno prikazano stilizirano ravnotežje na trgu zemeljskega plina. S Slike 22 je razvidna situacija pri običajnem obnašanju ponudnikov in situacija, ko se zaradi racioniranja funkcija ponudbe pomakne navzgor. V nadaljevanju bo potencialna izguba, ki bi nastala zaradi izpada dobave na trgu plina, ovrednotena z izgubo potrošnikovih sredstev. Izguba bi nastala zaradi premika funkcije ponudbe, ko se zaradi zmanjšanja ponudbe na trgu vzpostavi novo ravnotežje (K_1 , C_1). Izguba, ki jo bodo utrpeli kupci je prikazana s površino, ki je omejena s točkami C_1BAC_0 .

Slika 22: Stilizirano ravnotežje na trgu zemeljskega plina.



Teoretični shemi pritrjujejo tudi rezultati opravljenih raziskav. Bole et al. (2007, str. 19–23) so na podlagi statističnih podatkov drugega četrtletja leta 2006 opravili variantno analizo posledic zmanjšanja ponudbe plina, v kateri so ocenili posledice zmanjšanja dobavljenih količin zemeljskega plina za eno tretjino (izpad v obsegu dobav iz Alžirije) in polovico (izpad v obsegu dobav iz Rusije). V Tabeli 23 so prikazane kratkoročne in dolgoročne posledice morebitnega izpada dobav.

Tabela 23: Kratkoročne in dolgoročne posledice zmanjšanja ponudbe (v mio EUR).

Tipi možnih posledic	Zmanjšanje ponudbe za polovico	Zmanjšanje ponudbe za tretjino
Kratkoročno povečanje relativne cene zemeljskega plina v %	720	320
Kratkoročna izguba kupcev na letnem nivoju v mio EUR	1.290	560
Dolgoročno povečanje relativne cene zemeljskega plina v %	140	80
Dolgoročna izguba kupcev na letnem nivoju v mio EUR	340	250

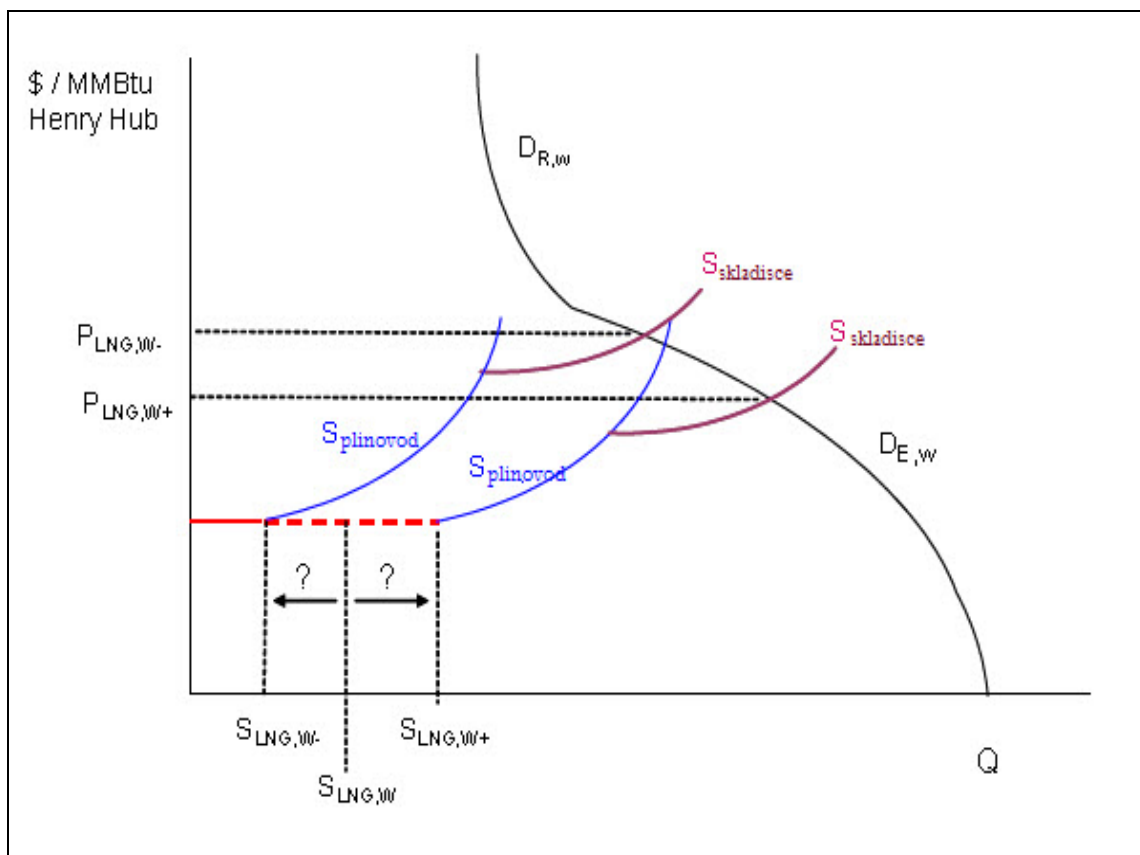
Vir: Bole et al, UZP Koper: Pozitivne in negativne eksternalije, 2007.

Kot je razvidno iz rezultatov, bi prišlo v primeru prisilnega zmanjšanja ponudbe zemeljskega plina do precejšnje gospodarske škode. Zgolj v primeru izpada v obsegu alžirskih dobav (tretjina porabe), bi kupci izgubili 560 milijonov evrov, kar znaša skoraj 2 odstotka BDP. Izpad dobav iz Rusije (polovica porabe) bi doprinesle k še večjim izgubam, in sicer v višini skoraj 4,3 odstotka BDP.

Zato je glede na hude gospodarske posledice na slovenskem trgu zemeljskega plina nujno zagotoviti hitre in učinkovite zamenjave za primer izpada obstoječih dobavnih virov/poti, ki bi omilili posledice prisilnega zmanjšanja dobav.

Kot je razvidno s Slike 23, ki prikazuje ravnotežje na ameriškem trgu zemeljskega plina, se gibljejo rešitve za zmanjšanje odvisnosti od monopolnih plinovodnih dobavnih poti v dve smeri. Skozi dopolnitev z infrastrukturo za transport utekočinjenega zemeljskega plina in (kratkoročno) skozi izgradnjo obsežnih skladiščnih kapacitet. V obeh primerih lahko v primeru izpada plinovodnih dobav in dviga funkcije dobave s preusmeritvijo na alternativne oskrbne poti funkcijo dobave spet spustimo.

Slika 23: Ravnotežje na trgu zemeljskega plina z različnimi dobavnimi možnostmi.



Vir: M. H. Hayes, *Institutions and Gas Market Security*, str. 25.

Za doseg bolj uravnotežene dobavne strukture, poleg tega pa tudi iz narodnogospodarskih vidikov bodo v nadaljevanju ocenjeni nekateri investicijski projekti, ki bi lahko doprinesli do omilitve tveganj prisilne prekinitve dobav zemeljskega plina.

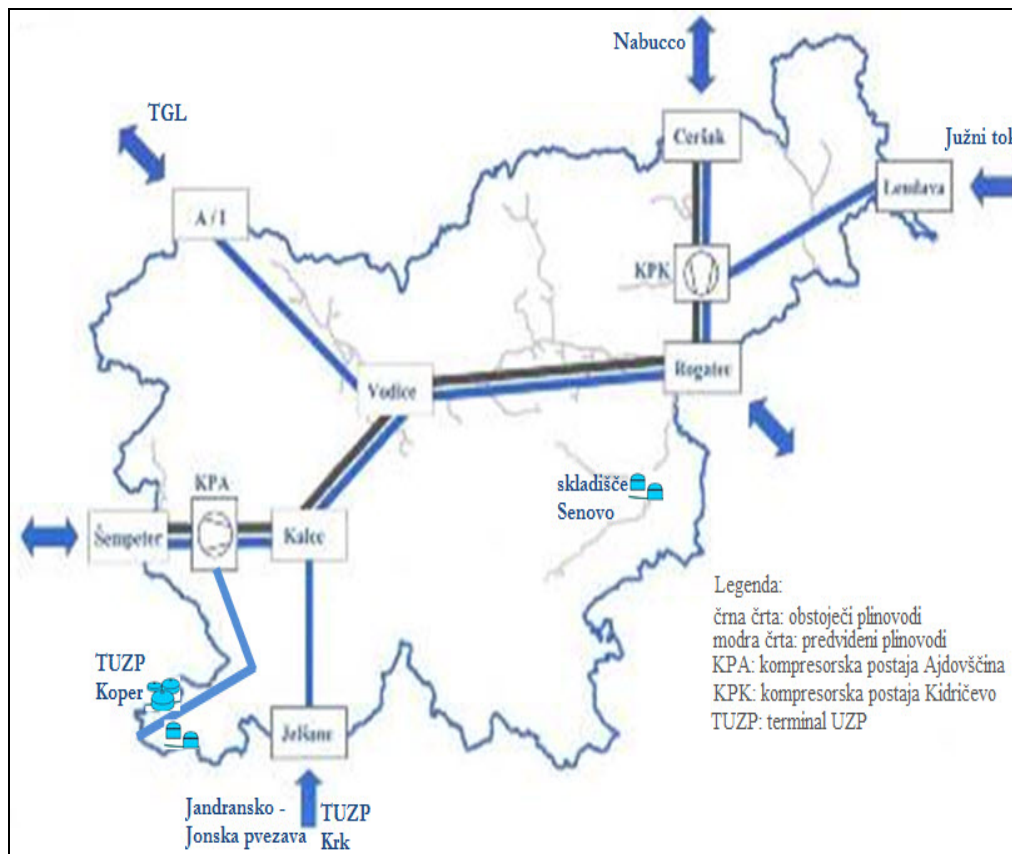
4.2 Projekti za razvoj oskrbe z zemeljskim plinom

V tem sklopu bomo obravnavali vsebino poglavitnih razvojnih iniciativ, ki se pojavljajo na področju oskrbe z zemeljskim plinom. S tega vidika so tu pomembne vse tri možnosti za izboljšanje ponudbe:

- projekti utekočinjenega zemeljskega plina (Terminala v Kopru in na otoku Krku),
- dodatni plinovodi (Južni tok, Nabucco, TAP in TGL),
- dodatne kapacitete za skladiščenje plina (v sklopu Terminala v Kopru in v Rudniku Senovo).

Razvoj povezav prenosnega plinovodnega omrežja s tujino ima v tem kontekstu še poseben pomen, saj poleg zagotavljanja dodatne varnosti oskrbe omogoča izkoristek ugodne geografske lege slovenskega ozemlja, ki leži na križišču poti sever–jug in vzhod–zahod, poleg tega pa ima tudi neposreden dostop do morskih poti.

Slika 24: Geografska umestitev projektov za razvoj oskrbe z ZP.



Vir: Geoplin plinovodi, d. o. o., interni viri, 2009.

4.2.1 Terminal utekočinjenega zemeljskega plina v Kopru

Kot je razvidno iz Slike 25, ki prikazuje umestitev terminala v prostor, je lokacija Luke Koper kot terminala za raztovarjanje plinskih tankerjev, tako po konfiguraciji zaliva in terena v zaledju pristanišča kot tudi po geografski strateški legi zelo primerna za tak objekt. Za delovanje terminala je v bližini vsa potrebna osnovna infrastruktura sodobnega pristanišča. Za povezavo pomola, ob katerem bi pristajali tankerji, in skladišča plina, ki bi bilo predvidoma oddaljeno 2,5 kilometra v notranjost, bi bil izgrajen poseben cevovod. Objekt bi bil tako postavljen v polje že obstoječih in vizualno podobnih rezervoarjev naftnih derivatov pod Serminom.

Slika 25: Panoramska projekcija umestitve terminala UZP v Kopru.



Vir: TGE gas engineering GmbH, interni viri, 2009.

Trenutno je projekt UZP terminala v Kopru v fazi izdelave idejnih projektov in aktivnosti, povezanih s sprejemljivostjo projekta s strani lokalne skupnosti. Predvidena zmogljivost terminala UZP v Kopru je 5 milijard Sm³ na leto. Skladiščna kapaciteta bi znašala 300.000 m³ UZP, kar pri polnih rezervoarjih pomeni 200 milijonov Sm³ uskladiščenega zemeljskega plina.

Terminal bi tedensko oskrbovali UZP tankerji s kapaciteto do 145.000 m³. Tankerska navigacijska ruta v pristanišče, vključujoč sidrišče, je neproblematična. Uporabljena bi bila okoljsko najsodobnejša tehnologija za podobne lokacije, brez kemičnih in toplotnih vplivov na neposredno okolico in morsko vodo tako med gradnjo kot med obratovanjem. Terminal je načrtovan z možnostjo njegove nadgradnje z odpremnim postrojenjem za CO₂, če bi se v Sloveniji odločili pri premogovnih elektrarnah ločevati iz dimnih plinov CO₂ in ga po cevovodih speljati do Kopra. Aktivnosti vodi družba TGE Gas Engineering GmbH. Na lokaciji terminala bi bila v okviru tehnološkega postopka uplinjevanja UZP postavljena 243 MW plinska parna elektrarna. Ker gre pri tovrstnih terminalih za zelo inovativen in precej nepoznan proces, je smiselno za boljše razumevanje v nadaljevanju osvetliti procese pretvorb zemeljskega plina in proizvodnje elektrike.

1. faza – proces prečrpavanja

V skladiščnih rezervoarjih UZP je volumen nad nivojem tekočine zapolnjen s hlapi zemeljskega plina. Pri prečrpavanju utekočinjenega zemeljskega plina v skladiščne rezervoarje se ta volumen napolni, pri čemer izpodriva hlape ZP. Ker je sistem zaprt in ni izpustov hlapov v okolje, se izpodrinjeni hlapi vračajo na izpraznjen volumen v rezervoarje tankerja (Slika 26).

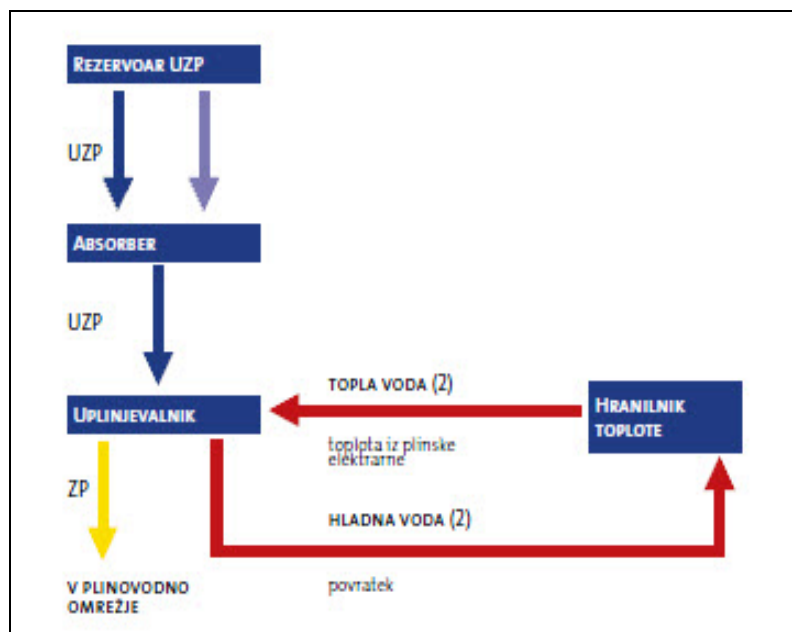
Slika 26: Proces prečrpavanja ZP.



2. faza – proces uplinjanja in transporta do plinovoda

Pri uplinjanju se najprej z uporabo hladu UZP utekočinijo hlapi zemeljskega plina v rezervoarju, nato pa se zelo hladen utekočinjen zemeljski plin v uplinjevalniku segreva tako, da se uplini. UZP potiskajo na uplinjevalnik zelo močne visokotlačne črpalke tako, da se po uplinjanju plin neposredno uvaja v prenosno omrežje. Utekočinjen zemeljski plin se ogreva z uporabo tople vode, pridobljene iz odpadne toplote v plinski elektrarni (Slika 27).

Slika 27: Proces uplinjanja in transporta do plinovoda.

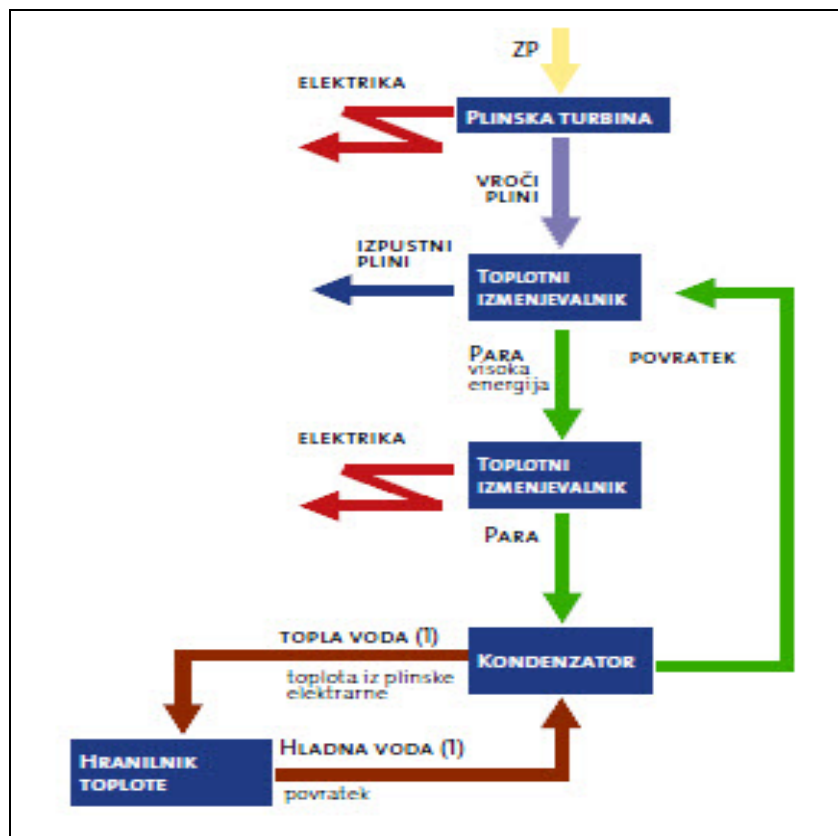


3. faza – proces v elektrarni

V plinski elektrarni se za pogon plinske turbine uporablja zemeljski plin, ki se že uplinjen dovaja iz skladišča UZP. Na plinsko turbino je vezan električni generator, ki proizvaja električno energijo in jo dovaja v električno omrežje. Izpuh iz plinske turbine so vroči plini, ki pa se ne izpuščajo v ozračje neposredno, ampak se jim odvzame del toplote (to je že odpadna toplota), s katero se proizvede para. Para se za proizvodnjo elektrike vodi na parno turbino, ki ima prav tako svoj električni generator.

Na izstopu iz parne turbine ima para nizko energijo, vendar še vedno dovolj toplote, da se ta v zaprtem krogu tople vode še enkrat odvzame in uporabi za ogrevanje utekočinjenega zemeljskega plina (Slika 28).

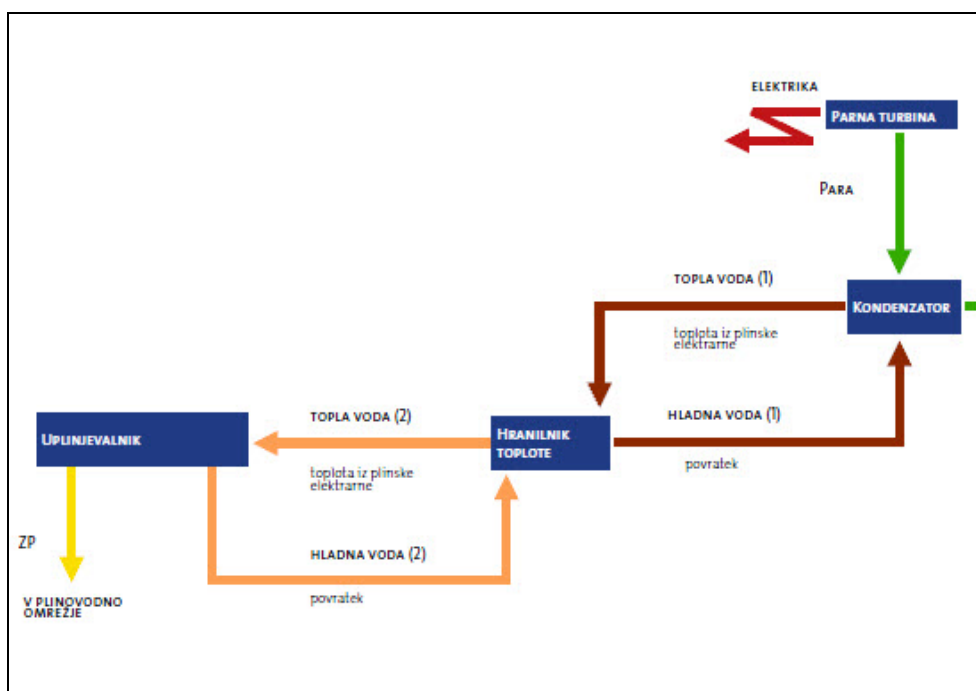
Slika 28: Proces v elektrarni.



4. faza – proces uplinjanja in transporta do plinovoda

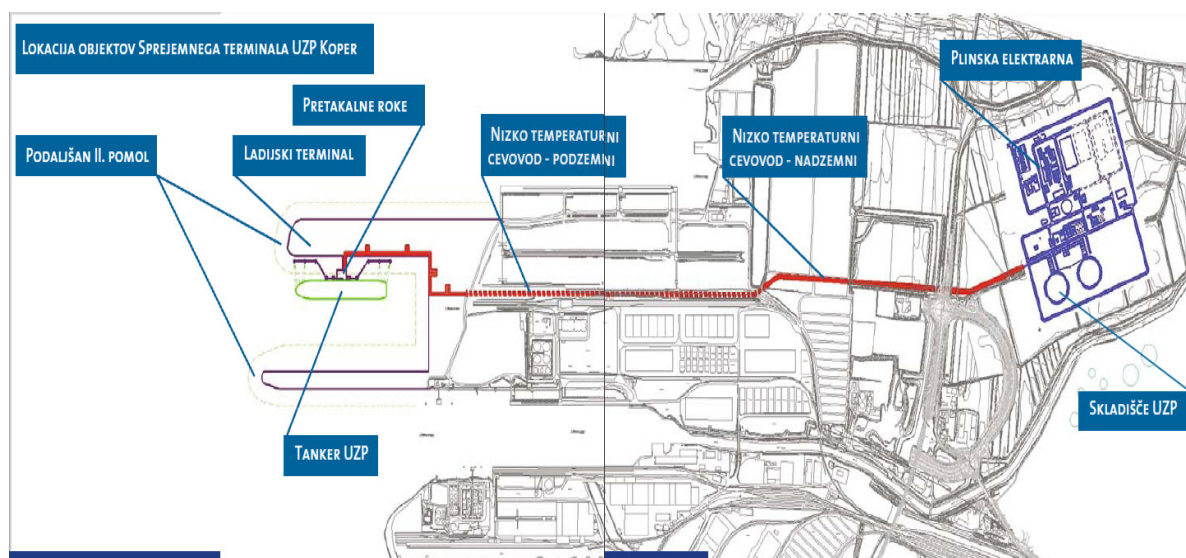
Sinergijski učinek med skladiščem UZP in procesom njegovega uplinjanja ter plinske elektrarne je, da se odpadna toplota iz elektrarne lahko izkoristi za ogrevanje utekočinjenega zemeljskega plina pri uplinjanju. Zaradi tega je lahko ta proces popolnoma zaprt in ne izkorišča toplote iz svoje okolice (npr. morja), obenem pa ima izjemno visoke izkoristke samega obratovanja (Slika 29).

Slika 29: Proces uplinjanja in transporta do elektrane.



V celoti gledano bi potekal proces v sprejemnem plinskem terminalu Koper na shematski način, kot je prikazan v Sliki 30.

Slika 30: Shematski prikaz terminala UZP v Kopru.



Vir: TGE gas engineering GmbH., interni viri, 2009.

Terminal UZP v Kopru bi imel med gradnjo pa tudi med delovanjem velike ekonomske učinke, predvsem z vidika prodaje, dodane vrednosti, pa tudi zaposlenosti. Na obseg prodaje bi terminal vplival neposredno s prodajo energije ter svojih storitev (skladiščenje, uplinjanje

tekočega plina ter transport) in posredno z nakupi storitev drugih podjetij. Iz istega razloga bi terminal poleg lastne dodane vrednosti in zaposlenosti povečeval tudi zaposlenost in dodano vrednost drugih podjetij, pri čemer lahko mednje na prvem mestu uvrstimo Luko Koper in podjetja, katerih večji del dejavnosti je povezan z Luko.

- Učinki investicije (brez morebitnih postrojenj za CO₂) bi znašali približno 900 milijonov evrov, od česar bi bilo predvidoma za 400 milijonov evrov naročil za slovenska podjetja (gradbena, montažna in druga dela).
- Bole et al. (2007, str. 5–8), ki so izdelali oceno ekonomskih učinkov delovanja terminala UZP v Kopru, ocenjujejo, da bi njegovo delovanje posredno in neposredno na leto generiralo za 412 milijonov evrov prodaje, za 178 milijonov evrov dodane vrednosti, posredna in neposredna zaposlenost pa bi se povečala za 1.200 ljudi. Ob tem velja poudariti, da so tako ocenjeni učinki terminala UZP podobni ocenjenim učinkom tovrstnih terminalov v tujini.
- Dodatno zgoraj navedenim prihodkom in dodani vrednosti je potrebno oceniti tudi dodatne prihodke in dodano vrednost, ki bi jo zaradi delovanja terminala UZP in v njegovem sklopu delujoče plinske elektrarne pridobili ponudniki storitev prenosa energije. Bole et al. (2007, str. 9–10) v zvezi s tem ocenjujejo, da bi se letni prihodki upravljavcev plinovodnih in električnih omrežij povečali za 103 milijone evrov, dodana vrednost pa za 72,2 milijona evrov.

Skupno povečanje letnih prihodkov zaradi delovanja terminala UZP v Kopru bi glede na zgornje ocene znašalo 515 milijonov evrov oziroma 1,63 odstotke BDP (na ravni leta 2006). Poleg predhodno podanih ekonomskih prednosti bi lahko terminal izkoristil tudi za druge koristne namene. V zvezi s tem Novak (2008, str. 5) predlaga, da bi lahko:

- v koprski luki zgradili velike hladilnice s temperaturami do -60°C za sprejem in transfer hlajene hrane (Toplota iz hladilnic bi se uporabila za uparjanje plina, za kar bi bil potreben le manjši del razpoložljivega UZP),
- ob terminalu zgradili daljinski sistem za hlajenje stavb ob slovenski obali (hoteli, poslovni objekti, industrija, javni objekti) – tudi tu je poraba energije UZP relativno majhna, poleg tega sistem deluje le poleti,
- ob terminalu zgradili tovarno kisika in tehničnega dušika. Kisik se uporablja v TE za uplinjanje premoga in/ali pa se s kisikom stimulira zgorevanje v klasičnih kotlih (TEŠ 6). Poleg kisika in dušika bi se lahko pridobilo še vrsto žlahtnih plinov, ki so v zraku in se danes uporabljajo v gradbeništvu (izolacija oken) in pri proizvodnji sodobnih žarometov. Z neznatnim komprimiranjem zraka in hlajenjem do ~ 160°C se lahko pridobi kisik in dušik z minimalnim vložkom dela. Ob tem se odpre možnost za razvoj številnih spremljevalnih dejavnosti. Ker je bila tovarna dušika Ruše zaprta zaradi energetske neekonomičnosti, se s takim terminalom odpirajo možnost za obnovo postopkov za pridobivanje dušičnih gnojil za domače potrebe, saj bi imeli višek dušika,

- ob terminalu zgradili sistem za utekočinjanje CO₂, ki bi ga po ogljikovodu pošiljali pod tlakom najmanj 10 barov iz slovenskih TE v Koper. V terminalu v Koprju bi ga s pomočjo hladu UZP ohladili na -50°C in ga skladiščili do prihoda tankerjev, ki bi ga odpeljali v končno podzemeljsko ali podmorsko skladišče. Začetne analize v okviru TGE kažejo (19), da bi bilo mogoče s hladom, ki ga vsebuje UZP že v prvi fazi utekočiniti 2 mio CO₂/leto, v končni fazi pa 4 mio CO₂/leto. To je skoraj toliko, kot je potrebno zmanjšanje v TGP za našo državo, skupaj z zmanjšanjem proizvodnje TGP, ki izhaja iz plinske elektrarne pa bi se skupni TGP zmanjšali za več kot 30 odstotkov, s čimer bi Slovenija že izpolnila obveze, ki so podane v klimatskem paketu do leta 2020.

Ne glede na vse zgoraj navedene pozitivne učinke pa je usoda te investicije popolnoma negotova, saj glede na dostopne informacije ni dovolj enotne politične podpore (Lockhart, 2008, str. 11), temu, s strokovnega vidika, vsekakor ustreznemu projektu.

4.2.2 Plinovod Južni tok

Po načrtih bo plinovod od ruske kompresorske postaje Beregovaja do Bolgarije tekel v dolžini 900 km pod Črnim morjem. Od tu se bo plinovod razcepil na dva kraka; prvi bo šel od Bolgarije do Srbije, Madžarske in Avstrije oz. Slovenije v Italijo, v Italijo pa bo šel tudi krak, ki se bo iz Bolgarije razcepil v Grčijo in nato pod Jadranskim morjem v južno Italijo. Na sami trasi bosta dve podzemni skladišči. Investicijska vrednost je ocenjena na 10 milijard evrov. Projekt plinovoda Južni tok je bil prvič napovedan junija 2007. Pobudnici projekta, ki je poznan tudi kot plinovod od Rusije do Italije, sta družbi Gazprom in ENI. Južni tok naj bi bil po načrtih zgrajen in operativen leta 2015. Po dveh ceveh plinovoda naj bi letno steklo 63 milijard kubičnih metrov plina, od tega v varianti preko Slovenije med 6,7 milijarde Sm³/letno in 8 milijard Sm³/letno.

Slika 31: Potek plinovoda južni tok



Vir: Geoplin plinovodi, d. o. o., interni viri, 2010.

Slovensko plinovodno omrežje se lahko vključuje v projekt plinovoda Južni tok na več načinov. Možno je koriščenje zmogljivosti obstoječega omrežja, za katerega so že predvidene razširitve s povezavami do Italije ali pa gradnja novega plinovoda po novi trasi. Druga varianta glede na prostorske zahteve ne bi mogla biti dokončana pravočasno, zato je realna rešitev uporaba obstoječega omrežja, ki bi bilo ustrezno razširjeno. V zvezi z razširitvijo obstoječega omrežja je SOPO v svojem načrtu že pripravil ustrezne investicije v razširitve. Glede tega načrt za obdobje 2009–2018 vključuje razširitve prenosne plinovode infrastrukture z možnostjo koriščenja zmogljivosti za projekt plinovoda Južni tok, prikazane v Tabeli 24.

Tabela 24: Prenosne zmogljivosti, potrebne za plinovod Južni tok.

	Slovenski del investicije v plinovod Južni tok	Dolžina (v km)	Premer (v mm)	Tlak (v bar)	Predračunska vrednost (v 1000 EUR)
1	M1/1 Kidričevo–Rogatec	19,4	800	70	25.722
2	M2/1 Rogaška Slatina–Trojane	65	800	70	108.165
3	M2/1 Trojane–Vodice	34	800	70	57.555
4	M3/1a Kalce–Ajdovščina	24	1.000	100	55.459
5	M3/1b Ajdovščina–Miren	24	1.000	100	66.357
6	M3/1 Kalce–Vodice	47	1.000	100	121.589
7	M10 Vodice–ŽirovnicaR–ateče	85	900	100	217.939
8	M9 Kidričevo–Lendava	65	1.000	100	150.821
9	Kompresorska postaja Ajdovščina	n/a	n/a	80	32.000
10	KP Kidričevo I faza	n/a	n/a	70	13.560
11	KP Kidričevo II faza	n/a	n/a	70	66.310
	Skupaj	363,4			915.477

Vir: Geoplin plinovodi, d. o. o., interni viri, 2009.

Da bi ocenili ekonomičnost investicije, bi bilo potrebno preveriti oceno predračunskih vrednosti vzpostavitve slovenskega dela plinovoda Južni tok. Pri tem lahko uporabimo metodo ocene cene transporta po plinovodnem omrežju, ki so jo razvili na Bakerjevem inštitutu. V Bakerjevem inštitutu so na podlagi podatkov iz 52 realiziranih plinovodnih projektov v ZDA in Kanadi (angl. *Expansion and Change on the U.S. Natural Gas Pipeline Network–2002, 2003*) razvili splošno formulo za oceno stroškov plinovodov. Pri razvoju formule je bila uporabljena regresijska funkcija ($R^2 = 0,69$), pri kateri se je skozi metodo najmanjših kvadratov (angl. *OLS - ordinary least squares*) določilo koeficiente. Splošna oblika razvite formule je sledeča:

$$\ln(SCC_i) = -0,152 + 0,290 \cdot \ln(x_1) - 0,384 \cdot \ln(x_2) + 0,776 \cdot D_{gore,i} + 1,072 \cdot D_{morje,i} + 1,243 \cdot D_{mesto,i} \quad (4),$$

V fomuli (4) posamični parametri pomenijo:

SCCi – SCC podaja celotne stroške izgradnje (angl. *Specific capital cost*), izražene v USD/mcf letne plinovodne kapacitete

X1 – je načrtovana dolžina plinovoda, izražena v navtičnih miljah

X2 – je načrtovana kapaciteta plinovoda, izražena v mio cf/dan

D_{gore} – označuje hribovitost terena (0 za ravninski teren ali 1 za gorat teren)

D_{morje} – označuje potek plinovoda pod vodo (0 za kopenski potek ali 1 za podvodni potek)

D_{mesto} – označuje potek plinovoda skozi mesta (0 za neurabani potek ali 1 za potek skozi mesta)

Celotni stroški so zatorej predstavljeni kot funkcija dolžine plinovoda, njegove kapacitete in geografskih atributov, ki se nanašajo na hribovitost, potek pod morjem in skozi urbana središča. Nabor vrednosti za hribovitost, morje in mesto je diskreten in lahko znaša zgolj 0 ali 1. Dolžina plinovoda ter geografske ovire večajo ceno na enoto transportiranega plina, večanje kapacitete pa stroške na enoto manjša.

S pomočjo formule (4) je bila opravljena simulacija na investicijah z že poznanimi stroški in metoda daje sorazmerno natančne ocene, ki se gibljejo v razponu petih odstotkov ocenjenih vrednosti. Kot primer lahko služi uradno obračunana in priznana (IEA) stroškovna cena plinovoda »Gulfstream pipeline«, ki je bila v višini 3,05 ameriškega dolarja za mcf vzpostavljene letne plinovodne kapacitete, medtem ko metoda Bakerjevega inštituta privede do rezultata 3,2 ameriških dolarjev za mcf letne plinovodne kapacitete. Zato je Bakerjeva metoda primerna tudi za ocenjevanje predračunskih vrednosti načrtovanih razširitev slovenskega plinovodnega omrežja.

Načrtovani odseki slovenske trase so različni glede na tlak in premer cevi, kar je verjetno pripisati temu, da investitor načrtuje uporabo tudi za pretok znotraj države (iz drugih priključnih smeri), poleg tega pa načrtuje plinovode na način, da predvidi morebitne bodoče razširitve (na 100 barov). Za realnost rezultatov bomo zato v okviru izračuna predpostavili enotno debelino cevi v širini 900 mm in pretok 80 bar (kot ga omogoča kompresorska postaja Ajdovščina). Z uporabo teh parametrov je na podlagi simulacije po Weymouthovi enačbi⁷ je ocenjena letna kapaciteta plinovoda 8.957 milijonov Sm³, kar zadošča za pokrivanje predvidenega pretoka iz naslova Južnega toka.

Z uporabo formule (4) in ob predpostavki, da gre trasa skozi hribovita področja s precej gosto urbano poseljenostjo, je bila za obravnavano slovensko traso Južnega toka izračunana

⁷ Uporabljen kalkulator pretoka na spletni strani

<http://www.advancepipeliner.com/Resources/Calculators/GPDC%201.01.php>.

stroškovna cena 3,3 ameriškega dolarja za mcf letne plinovodne kapacitete, ki je glede na razpoložljive vire tudi znotraj okvirov investicijskih standardov izgradnje plinovodov (Zhao, 2000, str. 10). Ob upoštevanju inštalirane prenosne kapacitete je po formuli (4) ocenjena vrednost projekta 784,6 milijona evrov. Razlika do predvidenih 915,477 milijonov evrov se glede na predstavljene okoliščine lahko pripiše rezervam pri načrtovanju, predvsem pa temu, da so kapacitete v določenem delu projektirane za večje pretoke, ki se bodo poleg tranzita uporabljali za notranji promet po državi.

Tako ocenjenim stroškom izgradnje plinovodov je za primerljivost s tržnimi cenami, kot so bile predstavljene v primeru UZP, potrebno dodati zahtevan donos. V primeru plinovoda »Gulfstream pipeline«, ki ima ob dolžini 444 navtičnih milj stroškovno ceno 3,2 ameriških dolarjev na mcf vzpostavljene letne kapacitete, se ob prognozi 50 odstotne zasedenosti plinovoda in WACC v višini 8,2 odstotka ter zahtevi po odplačilu v 20 letih, predvideva transportna tarifa v višini 0,46 ameriškega dolarja za transportiran mcf zemeljskega plina.

V primeru slovenske trase Južnega toka dolžine 196,2 navtičnih milj je s strani JARSE predpisan WACC za elektroenergetske objekte v višini 7,2 odstotka in zakonsko predpisana 35-letna doba vračila. V tem obdobju je potrebno poplačati 3,3 ameriške dolarje na mcf vzpostavljene letne kapacitete (oz. 0,1166 ameriškega dolarja na Sm³). Glede na sezonska nihanja lahko tudi v tem primeru predvidimo konzervativno letno zasedenost v višini 50 odstotkov. Pri takšnih vhodnih parametrih, bi moral znašati del omrežnine, ki bi povrnil vlaganje v omrežje 0,52 ameriškega dolarja na mcf transportiranega zemeljskega plina (oziroma 0,015 evra/Sm³), kar je primerljivo s trenutnimi vrednostmi omrežnin.

Kot je razvidno iz formule (4), je za krajše razdalje ob normalnih pogojih in količinsko velikem obsegu ekonomsko ugodnejši transport po plinovodih, za daljše razdalje in/ali pa oskrbo iz manjših nahajališč pa je ekonomska ugodnejši transport UZP.

4.2.3 Plinovod Nabucco

Plinovod, ki ima že ves čas močno podporo Evropske unije, predvideva izgradnjo prenosnega plinovodnega sistema, ki bi preko Turčije, Bolgarije, Romunije in Madžarske povezovalo Kaspijski in Bližnjevzhodni bazen z Avstrijo in naprej s centralnim in zahodnim evropskim trgom zemeljskega plina. Predvidena dolžina plinovodnega sistema je 3.300 km in bi se začel na armensko-turški oziroma iransko-turški meji ter končala v avstrijskem vozlišču Baumgarten. Plinovodni sistem je dimenzioniran za letni transport do 31 milijard kubičnih metrov zemeljskega plina. Predvideni stroški investicije, vključno s finančnimi stroški za nov plinovodni sistem, bodo v višini približno 8 milijard evrov.

Slika 32: Potek plinovoda Nabucco.



Vir: Geoplin plinovodi, d. o. o., interni viri, 2010.

Izgradnja plinovoda naj bi se izvajala skozi dve fazi:

- V prvi fazi bi skonstruirali traso med Ankaro in Baumgartnom in nanjo položili približno 2000 km plinovoda. Po končani prvi konstrukcijski fazi bi v sistem priključili obstoječa plinska sistema Turčija–Armenija in Turčija–Iran. Povezava preko obstoječega plinovoda bi bila začasna in bi omogočala obratovanje sistema ter prodajo plina z letno kapaciteto 8 milijard kubičnih metrov, dokler ne bi zaključili del na vzporednem sistemu, ki je v načrtu izgradnje.
- V drugi fazi, ki se bo predvidoma izvajala od leta 2012 dalje, je v načrtu izgradnja preostale trase med turško in armensko mejo.

Slovensko plinovodno omrežje bo možno povezati s projektom plinovoda Nabucco preko obstoječega tranzitnega plinovoda TAG in podvojenega plinovoda SOL, preko katerih (obstoječih) poteka uvoz ruskega zemeljskega plina za Slovenijo od leta 1978 dalje in preko katerega dobiva uskladiščen zemeljski plin iz Avstrije.

Plinovoda TAG in SOL predstavljata tudi uvozno smer za Slovenijo iz zahodne in osrednje Evrope, ki jo sicer oskrbujejo proizvajalci zemeljskega plina na Nizozemskem in z območja Severnega morja (Slika 33).

Slika 33: Povezava Slovenije na plinovod Nabucco.



Vir: Geoplin plinovodi, d. o. o., interni viri, 2009.

V zvezi s razširitvijo obstoječega omrežja je SOPO v svojem načrtu že pripravil sledeče investicije v razširitve (I. in II. prioritete), ki bi lahko izkoristile dodatne kapacitete, ki bodo v Evropo pripeljani s strani plinovoda Nabucco.

Tabela 25: Prenosne zmogljivosti, potrebne za plinovod Južni tok.

	Slovenski del investicije v plinovod Južni tok	Dolžina (v km)	Premmer (v mm)	Tlak (v bar)	Predračunska vrednost (v 1000 EUR)
1	M1/1 Ceršak–Kidričevo	35,5	800	70	56.577
2	M1/1 Kidričevo–Rogatec	19,4	800	70	25.722
3	M2/1 Rogaška Slatina –Trojane	65	800	70	108.165
4	M2/1 Trojane–Vodice	34	800	70	57.555
1	M3/1a Kalce–Ajdovščina	24	1.000	100	55.459
2	M3/1b Ajdovščina–Miren	24	1.000	100	66.357
3	M3/1 Kalce–Vodice	47	1.000	100	121.589
9	Kompresorska postaja Ajdovščina	n/a	n/a	80	32.000
10	KP Kidričevo I faza	n/a	n/a	70	13.560
11	KP Kidričevo II faza	n/a	n/a	70	66.310
	Skupaj	248,9			603.294

Vir: Geoplin plinovodi d.o.o., interni viri, 2009.

Ker v Tabeli 25 predstavljene investicije v slovenski del omrežja niso del plinovoda Nabucco, temveč zgolj razširitve, ki bodo omogočile dodatne lokalne povezave, v tem primeru ni smiselno izdelovati ocene cen prenosov, kot smo jih opravili pri plinovodu Južni tok.

4.2.4 Jonsko–jadranski plinovod (v navezavi na TAP)

TAP (Trans Adriatic Pipeline) je projekt transportnega plinovoda, ki bi transportiral zemeljski plin preko Grčije, Albanije, Jadranskega morja v Italijo in naprej proti Zahodni Evropi. Namen tega projekta je izboljšati zanesljivost oskrbe z zemeljskim plinom na tržišču Zahodne Evrope, saj bi odprl nov koridor za dobavo zemeljskega plina iz območja okoli Kaspijskega jezera in Bližnjega vzhoda. Projekt vključuje tudi izgradnjo skladišča zemeljskega plina v Albaniji, z namenom povečane zanesljivosti pred morebitnimi prekinitvami med njegovim obratovanjem.

Za oskrbo Slovenije je zanimivo, da projekt poleg direktne povezave med Albanijo in Italijo predvideva tudi odsek tega plinovoda, ki naj bi potekal v obmorskem pasu Črne gore, Hrvaške in naprej preko Slovenije v Italijo (Slika 34). Na Hrvaškem je v gradnji prenosni plinovod, ki bo povezoval osrednji del države z Dalmacijo, nanj pa bi se priključil tudi ta odcep plinovoda TAP. Ta del plinovoda je dobil ime Jonsko–jadranska plinska smer. Po zadnjih informacijah so bili za predhodna dela načrtovanja tega plinovoda podpisani tudi prvi dogovori.

Slika 34: Jonsko–jadranski plinovod v navezavi na TAP.



Vir: Geoplin plinovodi, d. o. o., interni viri, 2009.

4.2.5 Plinovod TGL

Projekt izgradnje plinovoda z oznako TGL (*nem. Tauerngasleitung*) bo povezoval avstrijski tranzitni plinovod TAG z nemškim in italijanskim prenosnim plinovodnim omrežjem. Trasa bo potekala iz Zgornje Avstrije, preko Salzburga in Koroške na jug.

Načrtovana dolžina znaša 260 km in bo ena ključnih povezovalnih linij za oskrbo Avstrije z zemeljskim plinom. Poleg tega pa bo namenjen regionalni povezavi z možnimi tranziti zemeljskega plina iz UZP terminala v severnem Jadranu preko Hrvaške in Slovenije v Avstrijo ter Nemčijo. Dodatno temu bo plinovod omogočil tudi pretoke v obratni smeri za dobave zemeljskega plina iz severnoevropskih pristanišč in nahajališč v Severnem morju.

Slika 35: Potek plinovoda TGL.



Vir: Geoplin plinovodi, d. o. o., interni viri, 2009.

Slovensko prenosno plinovodno omrežje je mogoče povezati s plinovodom TGL preko novo predvidene čezmejne plinovodne povezave pri Jesenicah oziroma v Ratečah. Trasa plinovoda M10 Vodice–Žirovnica–Rateče v ocenjeni dolžini 85 km predvideva mejno postajo in predor.⁸ Točka prehoda meje je odvisna od končne uskladitve potekov tras med sistemskima operaterjema obeh prenosnih plinovodov.

⁸ Ob zaključku izdelave magistrskega dela je bila objavljena novica, da bo slovenski del povezave v višini 40 milijonov evrov financirala tudi Evropska unija.

4.2.6 Dodatne kapacitete za skladiščenje zemeljskega plina v Sloveniji

Za zagotavljanje ustrezne ravni zanesljivosti oskrbe s plinom, zahtevane v Direktivi Evropske unije 2004/67/ES, Energetskem zakonu ter Uredbi o zagotavljanju zanesljivosti oskrbe z zemeljskim plinom, so dobavitelji dolžni z ukrepi zagotoviti dobavo v izrednih razmerah in v zimskem obdobju količine, ki omogočajo ogrevanje prostorov ob izjemno nizkih temperaturah. Med ukrepi, s katerimi je to smiselno zagotoviti, so na prvem mestu različne vrste skladiščenja. Ker Slovenija nima skladišč zemeljskega plina na svojih tleh, si skladiščenje zagotavlja z najetjem kapacitet, ki ustrezajo okoli 10 odstotkov celoletne porabe v sosednjih državah. Skupna kapaciteta tako najetih skladišč je 110 milijonov Sm³. Takšna rešitev problema s skladiščenjem je bila sicer kratkoročno edina možna, vendar ima poleg precejšnjih stroškov, tudi resne pomanjkljivosti glede zanesljivosti dobave plina v primeru kriznih razmer (transportne poti so takrat najbolj zasedene, možno je tudi favoriziranje domače porabe v domicilnih državah). Zato se v slovenski energetiki že dlje časa razmišlja o vzpostavitvi lastnih skladiščnih zmogljivosti. S tega vidika sta v zadnjem obdobju relevantni predvsem lokaciji ob morebitnem terminalu UZP v Koprju in v opuščeni rudniku Senovo. Z vidika ekonomike je v tem obziru vsekakor veliko ugodnejša varianta skladiščenja v okviru terminala UZP v Koprju, kjer se predvideva skladiščne kapacitete v obsegu 300.000 m³ UZP, kar pri polnih rezervoarjih pomeni 200 milijonov Sm³ zemeljskega plina. Navedena količina bi s tem pokrila vse slovenske zakonsko predpisane potrebe slovenskih dobaviteljev zemeljskega plina, poleg tega pa bi lahko rezerve tržili tudi v sosednjih državah. Skladiščenje v rudniku Senovo je tako po namenu kot tudi tehnologiji drugačne vrste, saj je skladiščenje namenjeno v prvi vrsti zagotavljanju rezerve za bližnje ležeči objekt plinske elektrarne Brestanica. Tehnološko gledano naj bi šlo za izvedbo skladišča tipa LRC (ang. Lined Rock Cavern) po vzoru že vzpostavljenega skladišča na Švedskem. Vukelič et al., ki so opravili študijo o možnosti izgradnje podzemnega skladišča zemeljskega plina (PSZP) v karbonatnih kamninah na področju rudnika Senovo, so potrdili, da bi bilo v navedenem rudniku možno izdelati do štiri komore za podzemno skladišče zemeljskega plina. Običajna investicijska vrednost tovrstnih objektov je okoli 1,5 milijonov evrov/mio Sm³ skladiščne kapacitete (U.S. dep. of E., Commercial potential of natural gas storage in lined rock caverns, 1999, str. 73).

Tabela 26: Tehnične značilnosti načrtovanega skladišča v Senovem.

Globina skladišča pod površino	115 m
Višina skladišča	50 m
Premer komore	37 m
Čas polnjenja	20 dni
Čas praznjenja	10 dni
Tlak	200 bar
Volumen skladišča	40.000 Sm ³
Skupni volumen zemeljskega plina	10 mio Sm ³

Vir: Ž. Vukelič, Možnost izvedbe visokotlačnega podzemnega skladišča zemeljskega plina na območju Rudnika Senovo, 2006.

4.3 Ekonomski in ostali narodnogospodarski učinki

Investicije v omrežje za oskrbo z zemeljskim plinom, ki smo jih predstavili v predhodnih poglavjih imajo brez dvoma precejšen pozitiven vpliv na razvoj slovenskega gospodarstva. Med neposredne učinke se lahko prišteje krepitev povezav ekonomskih subjektov s trgom, izboljšanje gospodarskih zmogljivosti, zmanjšanje transakcijskih stroškov, izboljšanje napajanja ekonomskih subjektov s proizvodnimi viri, izboljšanje kvalitete bivanja ipd. Med posredne učinke pa štejemo učinke, ki delujejo preko povratne zveze na širše makroekonomsko okolje, npr. vzdrževanje agregatnega povpraševanja na zadovoljivi ravni in s tem povezana podpora usklajeni gospodarski rasti, zagon gospodarstva v času recesije ter povečanje proizvodnje in zaposlenosti.

V življenjskem ciklusu investicij bi obseg investicij predstavljal približno 0,19 odstotka slovenskega BDP. Narodno-gospodarsko gledano dosegajo investicije v oskrbo z zemeljskim plinom podobne učinke kot investicije v avtoceste, železnice in telekomunikacije. Na podlagi input-output analize narodnega gospodarstva, ki so jo izvedli v Geoplin plinovodi, d. o. o., izkazujejo investicije v prenosno plinovodno omrežje neposredne pozitivne učinke na panogo gradbeništva v višini povečanja aktivnosti za 7 odstotkov. V nadaljevanju se ti pozitivni učinki prenesejo v povečano agregatno investicijsko povpraševanje (do 2,3 odstotka na leto), industrijsko proizvodnjo (do 0,4 odstotka na leto), višje stopnje končne porabe (skupno v višini 1,1 odstotka) in končno v rast BDP (za 0,19 odstotka na leto).

Učinek navedenih investicij v razvoj prenosnega plinovodnega omrežja je po posameznih panogah razporejen različno. Na agregatnem nivoju se skupna proizvodnja vseh panog poveča za 540 milijonov evrov oziroma za približno 1,2 odstotka BDP. Dodana vrednost se poveča za 195 milijonov evrov, medtem ko je poslovni presežek približno 45 milijonov evrov. Učinki po panogah so podani v Tabeli 27.

Tabela 27: Povečanje bruto družbenega proizvoda (v mio EUR).

Panoga	Povečan prihodek
F (gradbeništvo)	289
G (trgovina)	50
K (poslovne storitve)	50
DI, DJ (proizvodnja kovin in nekovin) I (promet) DL (električna oprema) E (elektrika, plin in voda) Finančno posredništvo	Posredni pozitivni učinki

Vir: Geoplin plinovodi, d. o. o., interni viri, 2009.

Če predpostavimo še razpoložljive človeške vire pri že zaposlenih osebah, pomenijo investicije v prenosno omrežje zemeljskega plina v obravnavanem obsegu pomembno

povečanje števila zaposlenih, oziroma ohranjanje števila zaposlenih. Povečanje je največje v gradbeništvu, sledi povečanje v trgovini in pri poslovnih storitvah. Povečanje je zaznati tudi na področju proizvodnje kovin in nekovin, prometa, pri električni opremi, dobavi elektrike, plina in vode ter v finančnem posredništvu. Podrobni podatki so prikazani v Tabeli 28.

Tabela 28: Povečanje zaposlenosti

Panoga	Število dodatno zaposlenih
F (gradbeništvo)	4200
G (trgovina)	1077
K (poslovne storitve)	490
DI, DJ (proizvodnja kovin in nekovin) I (promet) DL (električna oprema) E (elektrika, plin in voda) Finančno posredništvo	Posredni pozitivni učinki

Vir: Geoplin plinovodi, d. o. o., interni viri, 2009.

Poleg zgoraj opredeljenih učinkov so investicije v energetska infrastrukturo pomembne tudi z vidika zanesljivosti oskrbe in likvidnosti trga zemeljskega plina, hkrati pa prinašajo takšne investicije tudi novo tehnologijo in novo znanje. Dodatne pozitivne efekte prinaša tudi kasnejše obratovanje in vzdrževanje infrastrukture. Makroekonomsko gledano povzročajo investicije v prenosno plinovodno omrežje pomembne multiplikativne in pospeševalne učinke na vse ravni narodnega gospodarstva.

4.4 Primerjava načrtov z načrti drugih držav Evropske unije

Za boljšo razpoznavnost prednosti in slabosti načrtovanih aktivnosti v razširitve in posodobitve je smiselno predstavljene načrte primerjati s poglavitnimi značilnostmi drugih evropskih držav. S tega vidika bodo v nadaljevanju opravljene krajše predstavitve in primerjave z načrti treh drugih članic Evropske unije (Belgije, Nizozemske, Španije).

4.4.1 Belgija

V letu 2004 so v Belgiji porabili 17,3 milijard Sm³ zemeljskega plina, s čimer so pokrivali 24,3 odstotka vseh potreb po energiji. Plin so v celoti uvažali iz Norveške (34 odstotkov), Nizozemske (36 odstotkov), Alžirije (18 odstotkov) in Velike Britanije (12 odstotkov).

Investicije v belgijsko oskrbo z zemeljskim plinom so osredotočene v tri projekte (IEA, 2006, str. 134), ki naj bi bistveno povečali uvozne kapacitete in izboljšali kompatibilnost belgijskega omrežja z omrežji sosednjih držav:

- razširitev kapacitete v Zeebrugge UZP sprejemnem terminalu;

- izboljšanje postrojenja v Zeebrugge za čiščenje zemeljskega plina (angl. Blinding) (To bo omogočalo uvoz iz nahajališč, ki nimajo dovolj čistega zemeljskega plina, tj. brez prevelikih primesi propana in/ali butana.);
- razširitev in izboljšanje kapacitet plinovod v smeri vzhod–zahod.

Poleg zgoraj navedenih strateških projektov v Belgiji načrtujejo tudi razširitev notranjih omrežij v vseh primerih, kjer je to potrebno za zadovoljitev povečanega povpraševanja in povečanje skladišča v Loenhoutu.

4.4.2 Nizozemska

Nizozemska je znana po tem, da ima med evropskimi državami OECD najbolj razširjeno uporabo zemeljskega plina z 58,8-odstotnim deležem pri proizvodnji električne energije v letu 2003 (Medak, 2006, str. 11).

Investicijsko politiko označujejo velike ambicije v razširitev obstoječih kapacitet terminalov UZP, saj načrtujejo štiri nove terminale UZP (IEA, 2009, str. 67). Dva nova terminala naj bi bila locirana v pristanišču Rotterdam in naj bi imela 12 in 9 milijard Sm³ letne kapacitete. En terminal je načrtovan na morju pred pristaniščem, še eden pa v pristanišču Eemshaven z letno kapaciteto 10–12 milijard Sm³ zemeljskega plina. V zvezi s tem je potrebno omeniti, da pri terminalu v pristanišču podobno kot pri UZP v Kopru načrtujejo plinsko-parno elektrarno.

Poleg navedenega načrtujejo tudi izgradnjo dodatnih treh skladišč zemeljskega plina, ki bi dopolnili ponudbo obstoječih štirih skladišč s kapaciteto 10 milijard Sm³ zemeljskega plina.

4.4.3 Španija

V letu 2003 so v Španiji z uporabo zemeljskega plina krili 15,7 odstotka vseh potreb po energiji in je glede porabe zemeljskega plina ena najhitreje rastočih držav. Potrebne količine so v celoti uvažali – 63 odstotkov preko terminalov UZP, ostalo preko dobro razvitega plinovodnega omrežja.

Investicijski načrti za razvoj oskrbe z zemeljskim plinom so v Španiji usmerjeni primarno v vzpostavitev plinovodnega omrežja z Alžirijo ter povečanje skladiščnih kapacitet (IEA, 2005, str. 88–89). Poleg navedenega označuje špansko investicijsko dejavnost tudi visoka stopnja investiranja v distribucijsko omrežje v letni višini ene milijarde evrov.

4.4.4 Stične točke in razlike

Vse tri predstavljene države so podobno kot Slovenija obmorske države. S tega vidika je za razliko od dosedanjih slovenskih usmeritev evidentna njihova usmerjenost v oskrbo s terminali UZP, ki jim zagotavlja večji del potrebnega zemeljskega plina za lastno oskrbo,

poleg tega pa jih definira tudi kot izhodišče za oskrbo drugih držav (predvsem Belgije in Nizozemske), s čimer pridobijo nezanemarljive zasluge. Tako Nizozemska kot Belgija sta poleg terminalov zgradile tudi obširne skladiščne kapacitete, v katerih hranita zemeljski plin za lastne rezerve, poleg tega pa tudi za druge kontinentalne regije.

Glede porabe zemeljskega plina vse tri obravnavane države prekašajo Slovenijo tako v absolutnem kot v relativnem pomenu. Razlike so še posebej velike, če primerjamo delež zagotavljanja energetskih potreb Slovenije z zemeljskim plinom glede na stanje Nizozemske in Belgije, ob tem pa je evidenten tudi majhen delež proizvedene električne energije iz zemeljskega plina glede na vse tri primerjane države.

V vsakem oziru bi bilo za snovalce slovenskih razvojnih politik, še posebej tistih energetskih, kot tudi bolj splošnih (gospodarskih, prostorskih), v prihodnje priporočljivo, če bi proučili izkušnje nam podobnih držav in nas tudi na tem področju čim prej približali razviti Evropi. Z vidika v predhodnih poglavjih obravnavanih projektov razvoja z zemeljskim plinom lahko ugotovimo, da bi nas realizacija predstavljenih načrtov pripeljala bliže razvojnim vzorom, še posebej to velja v primeru realizacije projekta v terminal UZP v Kopru.

SKLEP

Na podlagi obravnave v predhodnih poglavjih lahko sklenemo, da je pred sektorjem oskrbe z zemeljskim plinom pomembno obdobje, v katerem bo potrebno opraviti preskok v organiziranosti in delovanju trga, prav tako pa izvesti pomembne infrastrukturne projekte. Glede slednjih lahko ugotovimo, da bo imela njihova realizacija pomembne ekološke in ekonomske učinke, poleg tega pa tudi mednarodne posledice.

Z uporabo zemeljskega plina je mogoče bistveno povečati kakovost ozračja, kar pride še do posebnega izraza v naseljih in zaprtih kotlinah. Sam prenos in distribucija zemeljskega plina po plinovodnem omrežju razbremenjujeta cestni in železniški promet ter ne povzročata hrupa. Zaradi same narave zemeljskega plina tudi ne pomenita nevarnosti izlitja, ki bi lahko onesnažilo vodne vire. Poleg tega se plinovodno omrežje nahaja pod zemljo in razen v času gradenj ne vpliva na podobo krajine.

Glede samega izpolnjevanja mednarodnih obveznosti, ki se nanašajo predvsem na ekološke vidike, nam analiza posledic izvedbe projektov kaže sledečo sliko:

- Kjotski protokol: Za izpolnitev obveznosti bi bilo v vseh primerih, ki jih obravnavajo DB, potrebno dokupiti emisijske kupone. V najslabšem primeru celo za 6 milijonov ton CO₂ v obdobju 2008–2012. Skupne emisije TGP se v nobenem od v DB analiziranih primerih ne zmanjšajo. Edino izjemo predstavlja scenarij z izgradnjo terminala UZP v Kopru in pripadajoče infrastrukture, ki bi lahko ob polni izrabi zmanjšala letno količino izločanega

CO₂ za 6 milijonov ton (4 milijone ton CO₂ skozi zamrzovanje in odlaganje, 2 milijona ton CO₂ skozi nadomestno proizvodnjo v plinsko parni elektrarni).

- Nove obveznosti za TGP do leta 2020. Predvidene državne obveznosti obvladovanja rasti emisij na največ 4 odstotke glede na podatke DB dosežemo le v primeru scenarija +INT. Pri višji gospodarski rasti je ciljna omejitev presežena in bi jo lahko nadomestili zgolj s postavitvijo terminala UZP v Kopru in spremljajoče infrastrukture.

Poleg navedenih ekoloških vidikov mednarodnih obveznosti obravnavani projekti pokrivajo projekte, ki ponujajo dodatne poti in vire oskrbe Srednje Evrope z zemeljskim plinom. S tem se v določeni meri zmanjšuje tveganje evropske oskrbe, ki izhaja iz sedanjega skrčenega obsega virov, ki je nakazalo svojo problematičnost ob nedavnem rusko-ukrajinskem zapletu, ki je povzročil, da so imele vse države, ki so oskrbovane s plinom prek Ukrajine popolno prekinitvev dobave zemeljskega plina. Predstavljeni projekti s tega vidika dodajajo dodatne vire in poti oskrbe skozi povezavo na:

- terminale UZP v Kopru in na otoku Krk,
- tranzitna plinovoda Nabucco in Južni tok na vzhodu Slovenije,
- jonsko-jadranski plinovod na jugozahodu Slovenije in
- TGL plinovod, ki povezuje Slovenijo z Avstrijo na severnozahodnem delu Slovenije.

V luči preteklih izkušenj, za katere je bila značilna pomanjkljiva izvedba načrtov, je v sedanjem razvojnem ciklusu (po letu 2000) zelo pomembno dejstvo, da so se določeni odseki načrtovane infrastrukture v oskrbi v Sloveniji že začeli izvajati.

Z vidika ekonomskih posledic nudijo investicije v omrežje za oskrbo z zemeljskim plinom in s tem povezane dejavnosti priložnost za rast slovenskega gospodarstva, kar je še toliko bolj pomembno v času sedanje gospodarske in finančne krize. Nenazadnje imajo že same investicije v prenosno plinovodno omrežje v letnem obsegu, ki presega 300 milijonov evrov, značaj srednjevelike infrastrukturne investicije, ob izvedbi investicije v terminal UZP, pa bi bilo letno zvišanje prihodkov in BDP še precej višje. Glede gospodarnosti investicij, ki smo jih preverjali tudi v pričujočem delu, lahko povzamemo, da je ekonomičnost predvidene razširitve in modernizacije prenosnega omrežja ZP primerljiva z gospodarnostjo primerljivih mednarodnih projektov, še posebej pa je ekonomičnost ugodna pri načrtovani izvedbi terminala UZP v Kopru

Izvedba razvojnih načrtov na področju izgradnje prenosne in terminalske infrastrukture se poleg neposrednih denarnih učinkov, kaže za narodnogospodarsko koristno tudi skozi pridobitev dodatnih delovnih mest, saj bi z realizacijo zastavljenih načrtov v različnih panogah pridobili več tisoč dobro plačanih delovnih mest.

LITERATURA IN VIRI

1. Bole, V., Robec, P., & Volčjak, R. (2007). *UZP Koper Pozitivne in negativne eksternalije*. Ljubljana: Ekonomski inštitut pravne fakultete.
2. Brečević, D., Hrovatin, N., & Šaver, A. *Oblikovanje cene zemeljskega plina na transportnem sistemu*. Najdeno 31. marca 2009 na spletnem naslovu <http://www.ireet.com/slo/referati/oblikovanje-cene.pdf>
3. CER (2008). *Common Arrangements for Gas Project - Preliminary Cost Benefit Analysis*. Dublin: Commission for energy regulation.
4. *Community strategic guidelines on economic, social and territorial cohesion, 2007–2013*. (2006). Bruselj: Komisija Evropskih skupnosti.
5. Cornot-Gandolphe S., Appert O., & Dickel R. (2003). *The Challenge of Further Cost Reduction for New Gas Supply Options – (pipeline, UZP, GTL)*. Tokio: 22nd World Gas Conference.
6. Časar, R. (2007), *Vloga Luke Koper v energetske politiki države*. Najdeno 19. aprila 2009 na spletnem naslovu www.ds-rs.si/dejavnost/posveti/PlinskiTerminali/Casar.doc
7. *Direktiva EU 68/414/EGS*. (1968). Bruselj: Evropski svet.
8. *Direktiva 98/30/ES*. (1998). Bruselj: Evropski svet.
9. *Direktiva 98/93/ES*. (1998). Bruselj: Evropski svet.
10. *Direktiva EU 2001/77/ES*. (2001). Bruselj: Evropski svet.
11. *Direktiva EU 2001/81/ES*. (2001). Bruselj: Evropski svet.
12. *Direktiva EU 2003/55/ES*. (2003). Bruselj: Evropski svet.
13. *Direktiva EU 2004/67/ES*. (2004). Bruselj: Evropski svet.
14. Dover, F. (2006). *Distribucija zemeljskega plina*. Najdeno 31. marca 2009 na spletnem naslovu beta.finance-on.net/energetiki/Sekcija2/2_3_Dover.ppt
15. Družhinina, K. (2006). *Razvoj podjetja Gazprom* (diplomsko delo). Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
16. Eberlinc M. (2006, 5. junij). *Nove investicije v plinovodno infrastrukturo za povečanje zanesljivosti oskrbe*. Najdeno 31. marca 2009 na spletnem naslovu http://www.snk-wec.si/data/akademija/3_EBERLINC_PredstavitevVelenje050606.pdf
17. *Energetski zakon*. (2007). *Ur. l. RS št. 8/2007*.
18. EIA (2003). *Expansion and Change on the U.S. Natural Gas Pipeline Network–2002*. Washington DC: Energy Information Administration, Office of Oil and Gas.
19. EIA (2008). *Annual Energy Outlook 2009 Early Release*. Washington: Energy Information Administration.
20. Geoplin plinovodi, d.o.o. (2008). *Revidirano letno Poročilo za leto 2007*. Ljubljana: Geoplin plinovodi, d. o. o.
21. Hartley, P., & Medlock, K. B. (2005a). *The Baker institute world gas trade model*. Stanford: Stanford University.
22. Hartley, P., & Medlock, K. B. (2005b). *Political and Economic Influences on the Future World Market for Natural Gas*. Stanford: Stanford Institute for International Studies.

23. Hartley, P., & Medlock, K. B. (2005c). *Rice University world gas trade model*. Najdeno 31. marca 2009 na spletnem naslovu [http://iisdb.stanford.edu/pubs/20704/GAS_BIWGTM_March_2005_\(Ch_11_Rev\).pdf](http://iisdb.stanford.edu/pubs/20704/GAS_BIWGTM_March_2005_(Ch_11_Rev).pdf)
24. Hartley, P., & Medlock, K. B. (2006). *Geopolitics and world gas trade*. Najdeno 31. marca 2009 na spletnem naslovu http://www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/op/qatarSymposium/02Presentation_Hartley.pdf
25. Hayes, M. H. (2006). *Institutions and Gas Market Security*. Najdeno 31. marca 2009 na spletnem naslovu http://iis-db.stanford.edu/pubs/21510/Hayes_Ch5_Institutions.pdf
26. IEA (2005). *Energy policies in IEA countries – Spain 2005 Review*. Paris: International Energy Agency.
27. IEA (2006). *Energy policies in IEA countries – Belgium 2005 Review*. Paris: International Energy Agency.
28. IEA (2008a). *International energy outlook 2008*. Paris: International Energy Agency.
29. IEA (2008b). *Key world energy statistics*. Paris: International Energy Agency.
30. IEA (2008c). *Natural gas information 2008*. Paris: International Energy Agency.
31. IEA (2008d). *Natural Gas Market Review 2008. Optimising investments and ensuring security in a high-priced environment (Complete Edition–ISBN 9264049088)*. Paris: International Energy Agency.
32. IEA (2009). *Energy policies in IEA countries – Netherland 2008 Review*. Paris: International Energy Agency.
33. IEA (2009). *World Energy Outlook 2008*. Paris: International Energy Agency.
34. Javna Agencija RS za energijo (2009). *Poročilo o stanju na področju energetike v 2008 v Sloveniji*. Maribor: Javna Agencija RS za energijo.
35. Komisija Evropskih skupnosti (2006). *Zelena Knjiga – Evropska strategija za trajnostno, konkurenčno in varno energijo*. Bruselj: Komisija Evropskih skupnosti.
36. Langston L. (2009). *Efficiency by the Numbers*. Najdeno 17. septembra 2009 na spletnem naslovu http://memagazine.asme.org/Web/Efficiency_by_Numbers.cfm
37. *Letni pregled naftnega in plinskega gospodarstva Slovenije 2006*. (2007). Ljubljana: Slovenski nacionalni naftni komite svetovnega naftnega sveta (snnk-wpc). Najdeno 31. marca 2009 na spletnem naslovu www.snnk-wpc.si/library/includes/file.asp?FileId=18
38. *Lista držav po gibanju emisij ogljikovega dioksida na prebivalca*. Najdeno 31. marca 2009 na spletnem naslovu http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_carbon_dioxide_emissions_per_capita
39. Lockhart, R. (2008). *Slovenia's UZP plans hang in the balance*. Global UZP Monitor.
40. Medak, J. (2006). *Izzivi za zemeljski plin v proizvodnji električne energije*. Najdeno 31. marca 2009 na spletnem naslovu http://www.snk-wec.si/data/akademija/7_medak_izzivi_za_plin_v_proizvodnji_elekticne_energije.pdf
41. MG (2005). *Indikativni razvojni načrt energetskega sektorja*. Ljubljana: Ministrstvo za gospodarstvo.
42. MG (2007). *Energija v Sloveniji 2006*. Ljubljana: Ministrstvo za gospodarstvo.

43. MG (2008). *Dolgoročne energetske bilance Republike Slovenije za obdobje 2006–2026*. Ljubljana: Ministrstvo za gospodarstvo.
44. MG (2009). *Razvojni načrt prenosnega plinovodnega omrežja za obdobje 2009–2018*. Ljubljana: Ministrstvo za gospodarstvo.
45. MG (2010). *Energetska bilanca Republike Slovenije za leto 2009*. Ljubljana: Ministrstvo za gospodarstvo.
46. MG (2009). *Energetska bilanca Republike Slovenije za leto 2008*. Ljubljana: Ministrstvo za gospodarstvo.
47. Novak, P. (2008). *Slovenija – nizko ogljična družba do 2025 Idejna zamisel, kako do nje*. Novo mesto: Inštitut za visoke tehnologije in sisteme.
48. Pajk, M. (2002). *Prestrukturiranje trga zemeljskega plina v Sloveniji* (magistrsko delo). Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
49. Penko, K. (2006). *Energetske dileme evropske unije v luči »Plinske krize« ob koncu leta 2005* (diplomsko delo). Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
50. *Poraba zemeljskega plina na prebivalca*. Najdeno 31. marca 2009 na spletnem naslovu http://www.nationmaster.com/graph/ene_nat_gas_con_percap-natural-gas-consumption-per-capita
51. *ReNEP - Resolucija o Nacionalnem energetskega programu*. (2004). Uradni list RS št. 57/2004.
52. Ržen. P. (2003). *Blagovne rezerve nafte in njenih derivatov Republike Slovenije – delovanje sistema v krizi* (diplomsko delo). Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
53. *Strategija prostorskega razvoja Slovenije*. (2004). *Ur. l. RS št. 76/2004*.
54. Šalamun, I. (2007). *Slovenski izzivi v okviru nove energetske strategije Evropske unije*. Najdeno 31. marca 2009 na spletnem naslovu <http://www.djs.si/activity/energetska.pdf>
55. TGE gas engineering GmbH (2009). *Sprejemni terminal utekočinjenega zemeljskega plina in plinsko parna elektrarna*. Ljubljana: TGE gas engineering GmbH.
56. Tomšič, M. G. (2007). *Energetska politika Slovenije in energetske sveženj EU*. Najdeno 31. marca 2009 na spletnem naslovu www.se-f.si/uploads/YZ/-5/YZ-5uOnPIPM4X0L82w53Cg/tomsic.pdf
57. U.S. dep. of E. (1999). *Commercial potential of natural gas storage in lined rock caverns (LRC)*. Morgantown: U.S. Department of Energy.
58. UMAR (2005). *Strategija razvoja Slovenije*. Ljubljana: Urad Republike Slovenije za makroekonomske analize in razvoj.
59. *Uredba o zagotavljanju zanesljivosti oskrbe z zemeljskim plinom*. (2007). *Ur. l. RS št. 8/2007*.
60. Vlada RS (2008). *Nacionalni akcijski načrt za energetske učinkovitost za obdobje 2008–2016*. Ljubljana: Vlada Republike Slovenije.
61. Vukelič, Ž. (2006). *Možnost izvedbe visokotlačnega podzemnega skladišča zemeljskega plina na območju Rudnika Senovo*. Ljubljana: Naravoslovnotehniška fakulteta.
62. Zhao J. (2004). *Costs and Learning in the Development of International Gas Transmission Lines*. Laxenburg: International Institute for Applied Systems Analysis.

PRILOGE

KAZALO PRILOG

Priloga 1: Metodologija določanja spremembe cene z navedbo obračuna odstopanj.	1
Priloga 2: Seznam kratic.....	3
Priloga 3: Uporabljeni konverzijski faktorji	4

Priloga 1: Metodologija določanja spremembe cene z navedbo obračuna odstopanj.

Cena zemeljskega plina: $C = VC + fc$

$$VC = 0,19236 \times \left[\left(0,0092 + 0,0805 \times \frac{M3}{233,558} + 0,2090 \times \frac{M1}{270,91} + 0,3084 \times \frac{E}{516,094} + 0,3929 \times \frac{N}{64,196} \right) \times \frac{R_0}{R} \right] + 0,04179 \times \left(0,0748 + 0,4490 \times \frac{M1\epsilon}{247,004} + 0,4762 \times \frac{E\epsilon}{431,041} \right)$$

$$fc = 0,04575 + 0,01474 \times \frac{1}{R}$$

V enačbi posamezni elementi pomenijo:

M3 = aritmetična sredina mesečnih povprečij najvišjih in najnižjih cen srednjega kurilnega olja s 3,5 % vsebnostjo žvepla v USD/t za obdobje devetih zaporednih mesecev pred mesecem, kateremu sledi prvi mesec četrtertletja za katerega mesece se izračunava variabilna cena, ki se začne 1. januarja, 1. aprila, 1. julija in 1. oktobra. Cene srednjega kurilnega olja, ki vsebuje 3,5 % žvepla, so objavljene v »Platt's Oilgram Price Report« v mesečni tabeli »European Monthly Averages« stolpec »Cargoes FOB Med Basis Italy« vrstica »3,5 % Fuel Oil«.

M1 = aritmetična sredina mesečnih povprečij najvišjih in najnižjih cen srednjega kurilnega olja z 1 % vsebnostjo žvepla v USD/t za obdobje 9 zaporednih mesecev pred mesecem, kateremu sledi prvi mesec četrtertletja za katerega mesece se izračunava variabilna cena, ki se začne 1. januarja, 1. aprila, 1. julija in 1. oktobra. Cene srednjega kurilnega olja, ki vsebuje 1 % žvepla, so objavljene v »Platt's Oilgram Price Report« v mesečni tabeli »European Monthly Averages« stolpec »Cargoes FOB Med Basis Italy« vrstica »1 % Fuel Oil«.

E = aritmetična sredina mesečnih povprečij najvišjih in najnižjih cen ekstra lahkega kurilnega olja z 0,2 % vsebnostjo žvepla v USD/t za obdobje devetih zaporednih mesecev pred mesecem, kateremu sledi prvi mesec četrtertletja za katerega mesece se izračunava variabilna cena, ki se začne 1. januarja, 1. aprila, 1. julija in 1. oktobra. Cene ekstra lahkega kurilnega olja (0,2) so objavljene v »Platt's Oilgram Price Report« v mesečni tabeli »European Monthly Averages« stolpec »Cargoes FOB Med Basis Italy« vrstica »Gasoil 0,2«.

N = aritmetična sredina šestmesečnih povprečij mesečnih povprečnih cen dveh surovih naft, in to alžirske nafte Saharan Blend in nafte Združenih arabskih emiratov Murban v USD za sodček za obdobje 6 zaporednih mesecev pred prvim mesecem četrtertletja za katerega mesece se izračunava variabilna cena, ki se začne 1. januarja, 1. aprila, 1. julija in 1. oktobra. Mesečne povprečne cene surovih naft Saharan Blend in Murban v USD za barel (sodček) so objavljene v »Platt's Oilgram Price Report« v mesečni tabeli »World Crude Table« v stolpcu »FOB Breakeven Price (D)« za vsako od navedenih naft iz vrstice ARA v stolpcu »Refining Center«.

M1€ = aritmetična sredina mesečnih povprečij najvišje in najnižje cene srednjega kurilnega olja z 1 % vsebnostjo žvepla v USD/t, vsak mesec preračunana v EUR/t, za obdobje treh

zaporednih mesecev pred mesecem, kateremu sledi mesec, za katerega se izračunava variabilna cena. Cene srednjega kurilnega olja, ki vsebuje 1 % žvepla, so objavljene v »Platt's Oilgram Price Report« v mesečni tabeli »European Monthly Averages« stolpec »Cargoes FOB Med Basis Italy« vrstica »1 % Fuel Oil«. Za preračun mesečne povprečne vrednosti srednjega kurilnega olja z 1 % vsebnostjo žvepla iz USD/t v EUR/t se uporabi tečaj ameriškega dolarja za 1 evro zaokrožen na 4 decimalna mesta, kot ga za isti mesec objavlja ECB (www.ecb.int).

$E\epsilon$ = aritmetična sredina mesečnih povprečij najvišje in najnižje cene ekstra lahkega kurilnega olja z 0,2 % vsebnostjo žvepla v USD/t, vsak mesec preračunana v EUR/t, za obdobje treh zaporednih mesecev pred mesecem, kateremu sledi mesec, za katerega se izračunava variabilna cena. Cene ekstra lahkega kurilnega olja so objavljene v »Platt's Oilgram Price Report« v mesečni tabeli »European Monthly Averages« stolpec »Cargoes FOB Med Basis Italy« vrstica »Gasoil 0,2«. Za preračun mesečne povprečne vrednosti ekstra lahkega kurilnega olja iz USD/t v EUR/t se uporabi tečaj ameriškega dolarja za 1 evro zaokrožen na 4 decimalna mesta, kot ga za isti mesec objavlja ECB (www.ecb.int).

R = tečaj ameriškega dolarja za 1 evro. Tečaj predstavlja aritmetično sredino prvih deset zaporednih objav dnevni tečajev ameriškega dolarja za 1 evro po petem dnevu v mesecu, v katerem se izračuna variabilna cena zemeljskega plina za naslednji mesec, kot jih objavlja ECB (www.ecb.int).

$R0$ = izhodiščni tečaj ameriškega dolarja za 1 evro, ki znaša 1,2000.

Zaokroževanja pri izračunu

Pri izračunu cene C se uporablja naslednje število decimalnih mest in zaokroževanje:

- | | |
|---|------------------------------------|
| – elementi $M1$, $M1\epsilon$, $M3$, E , $E\epsilon$, N | 3 decimalna mesta (vhodni podatki) |
| – element R | 4 decimalna mesta (vhodni podatki) |
| – cena C | 4 decimalna mesta |

Decimalno mesto, katero je za decimalnim mestom, ki se zaokroža, se ne upošteva, če je manjše od pet (5), če pa je večje od pet (5), se decimalno mesto pred njim poveča za eno (1). V primeru, da se kateri od elementov ne objavlja ali ne izračunava več ali se preneha uporabljati, prodajalec uporablja drug istovrsten podatek in o tem obvesti kupca.

Spremembe cene C se uveljavijo mesečno.

Priloga 2: Seznam kratic

CCGT	turbine s kombiniranim plinsko-parnim postopkom (combined-cycle gas turbine)
CDM	mehanizem čistega razvoja (Clean Development Mechanism)
DB	Dolgoročne energetske bilance RS za obdobje 2006–2026
EC	Evropska komisija
ELKO	Ekstra lahko kurilno olje
EUROSTAT	Statistični urad evropske skupnosti
EZ	Energetski zakon
GJS	gospodarska javna služba
HHI	Hirschmann-Herfindahlov indeks
IEA	Mednarodna agencija za energijo pri OECD
INT	Intenzivna strategija
JARSE	Javna agencija Republike Slovenije za energijo
NEC	Direktiva EU o zgornji meji nacionalnih emisij v zrak za določene snovi
NEP	Nacionalni energetski program
OECD	Organizacija za ekonomsko sodelovanje in razvoj
OVE	obnovljivi viri energije
REF	Referenčna strategija
ReNEP	Resolucija o Nacionalnem energetskem programu
SODO	sistemski operater distribucijskega omrežja
SOPO	sistemski operater prenosnega omrežja
SURS	Statistični urad RS
TGP	toplogredni plini
TOE	tona naftnega ekvivalenta (angl. tonne of oil equivalent)
TPES	delež v skupni porabi energije (angl. Total Primary Energy Supply)
UMAR	Urad RS za makroekonomske analize in razvoj
UZP	utekočinjeni zemeljski plin (angl. liquefied natural gas)
WEO	Svetovni energetski almanah – Publikacija IEA (angl. World Energy Outlook)
ZP	zemeljski plin

Priloga 3: Uporabljeni konverzijski faktorji

GJ = 26,53 m³ zemeljskega plina = 0,035 tone premoga

tcm = trilijon Sm³ = 1.000 Mrd Sm³

bcm (billion cubic meter) = Mrd Sm³

mcf (1000 cubic feet) = 0.0283 Sm³

MBtu (Million British thermal units) = 26,38 Sm³

Barrel = 158,9873 l

Inch = 2,54 cm,

Feet = 30,48 cm

EUR/USD = po menjalnem tečaju 1,2492, kot je veljal ob izdelavi magistrskega dela

Morska milja = 1852 m