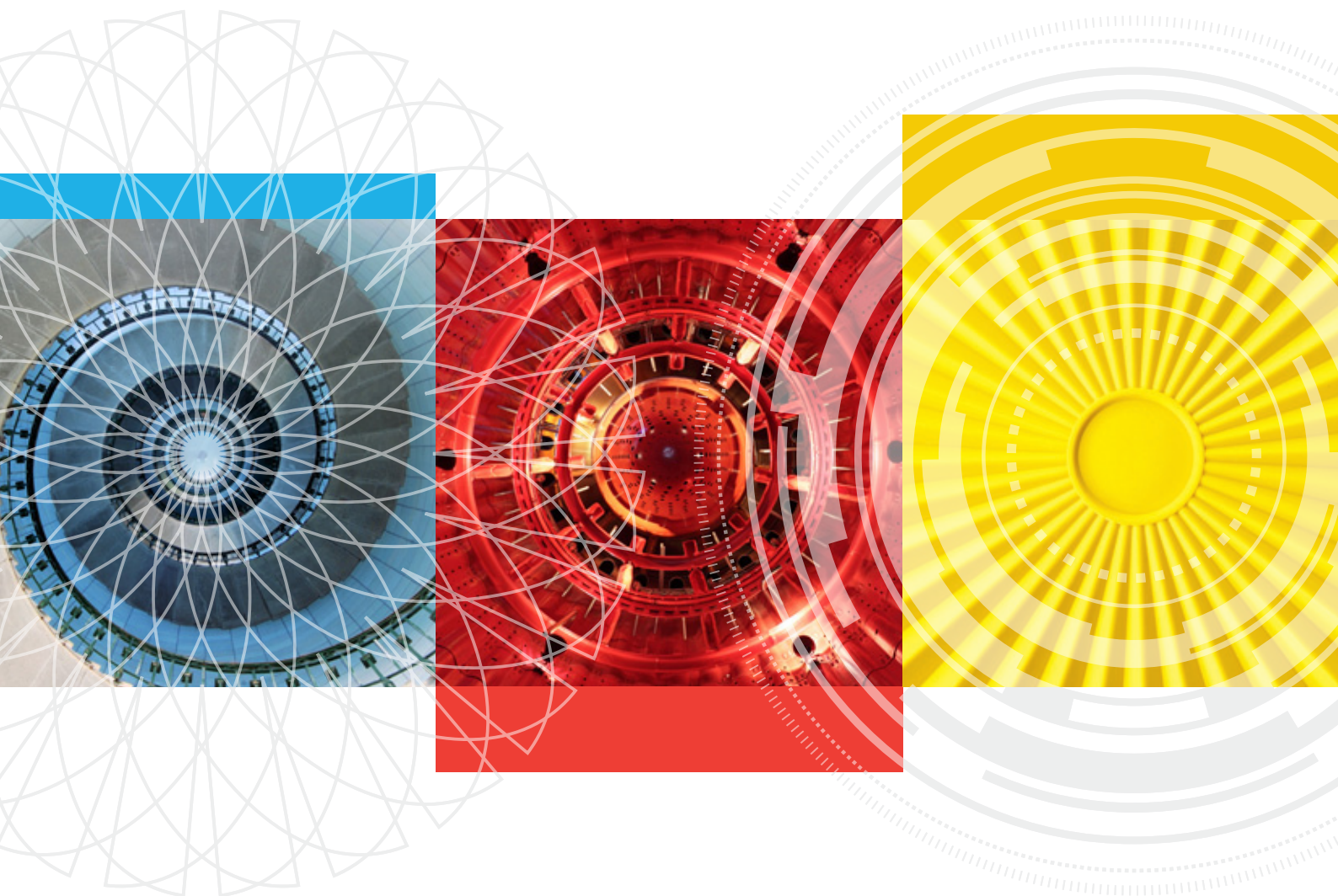




Javna agencija RS za energijo



POROČILO O STANJU NA PODROČJU ENERGETIKE V SLOVENIJI V LETU 2011

Svet Javne agencije Republike Slovenije za energijo je
Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2011 sprejel na 28. redni seji 28. junija 2012.
Vlada Republike Slovenije je k poročilu dala soglasje na 24. redni seji 26. julija 2012.

6		UVODNA BESEDA
8		RAZVOJ ENERGETSKIH TRGOV IN GLAVNE DEJAVNOSTI REGULATORJA
9	2.1	Osnovni podatki o trgih z električno energijo in zemeljskim plinom v Sloveniji
10	2.2	Razvoj trga z električno energijo
10	2.3	Razvoj trga z zemeljskim plinom
11	2.4	Glavne dejavnosti regulatorja
12	3	ELEKTRIČNA ENERGIJA
16	3.1	Reguliranje in regulirane dejavnosti
16	3.1.1	Splošno
16	3.1.2	Ločitev dejavnosti
17	3.1.3	Tehnične storitve operaterjev
17	3.1.3.1	Zagotavljanje sistemskih storitev
18	3.1.3.2	Izravnava odstopanj
20	3.1.3.3	Poslovanje organizatorja trga
20	3.1.3.4	Standardi varnosti in zanesljivosti obratovanja ter kakovost storitev
24	3.1.3.5	Večletni razvoj elektroenergetskega omrežja
25	3.1.4	Omrežnine za prenosno in distribucijska omrežja
26	3.1.4.1	Določanje omrežnine
27	3.1.4.2	Obračunavanje omrežnine
27	3.1.5	Poslovanje reguliranih podjetij
27	3.1.5.1	Poslovanje sistemskega operaterja prenosnega omrežja
28	3.1.5.2	Poslovanje sistemskega operaterja distribucijskega omrežja
28	3.1.5.3	Poslovanje lastnikov elektrodistribucijskega omrežja
29	3.1.6	Čezmejne prenosne zmogljivosti
29	3.1.6.1	Dostop do čezmejnih prenosnih zmogljivosti
30	3.1.6.2	Nadzor nad investicijskimi načrti sistemskega operaterja prenosnega omrežja
31	3.1.6.3	Sodelovanje med regulatorji
31	3.1.7	Odločanje v zvezi s spori in pritožbami
32	3.2	Tržne dejavnosti
32	3.2.1	Organizirani trg z električno energijo v Sloveniji
32	3.2.2	Proizvodnja in veleprodajni trg
32	3.2.2.1	Proizvodna podjetja
34	3.2.2.2	Stopnja konkurenčnosti proizvodnih podjetij
37	3.2.2.3	Poslovanje proizvodnih podjetij
39	3.2.2.4	Cene in obseg trgovanja na borzi električne energije
39	3.2.3	Dobava in maloprodajni trg
39	3.2.3.1	Dobavitelji na maloprodajnem trgu
43	3.2.3.2	Stopnja konkurenčnosti na maloprodajnem trgu
47	3.2.3.3	Primerjave cen za tipične odjemalce na maloprodajnem trgu
51	3.2.3.4	Menjave dobavitelja
52	3.2.3.5	Primerjalnik ponudb
53	3.2.4	Ukrepi za preprečevanje zlorab prevladujočega položaja in za zagotovitev delovanja konkurence
54	3.3	Varstvo potrošnikov (odjemalcev) električne energije
55	3.4	Zanesljivost dobave električne energije
55	3.4.1	Spremljanje usklajenosti med proizvodnjo in porabo
58	3.4.2	Spremljanje naložb v proizvodnje zmogljivosti za zagotavljanje zanesljive oskrbe
59	3.4.3	Ukrepi za pokrivanje konične energije in primanjkljajev električne energije
59	3.5	Obnovljivi viri in sproizvodnja električne energije
59	3.5.1	Deklaracije in odločbe o dodelitvi podpore
61	3.5.2	Potrdila o izvoru in certifikati RECS
61	3.5.3	Emisijski kuponi

64	4	ZEMELJSKI PLIN
66	4.1	Reguliranje in regulirane dejavnosti
66	4.1.1	Reguliranje prenosne in distribucijske dejavnosti
67	4.1.1.1	Prenos zemeljskega plina
68	4.1.1.1.1	Prenosno omrežje zemeljskega plina
68	4.1.1.1.2	Poslovanje sistemskega operaterja prenosnega omrežja
68	4.1.1.1.3	Lastništvo sistemskega operaterja prenosnega omrežja
68	4.1.1.1.4	Naložbe v prenosno omrežje
69	4.1.1.2	Distribucija zemeljskega plina
70	4.1.1.2.1	Odjemalci, priključeni na distribucijsko omrežje
71	4.1.1.2.2	Poslovanje sistemskih operaterjev distribucijskih omrežij
71	4.1.1.2.3	Lastniška struktura sistemskih operaterjev distribucijskih omrežij in lastništvo omrežij
71	4.1.1.2.4	Naložbe v distribucijska omrežja
72	4.1.1.3	Omrežnine za omrežja zemeljskega plina
72	4.1.1.3.1	Omrežnina za prenosno omrežje zemeljskega plina
73	4.1.1.3.2	Omrežnina za distribucijska omrežja zemeljskega plina
75	4.1.1.4	Izravnavna odstopanj
76	4.1.1.5	Sekundarni trg s prenosnimi zmogljivostmi
76	4.1.2	Ločitev dejavnosti
77	4.1.3	Dodeljevanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti
77	4.1.3.1	Čezmejne prenosne zmogljivosti omrežja
78	4.1.3.2	Določanje največje tehnične zmogljivosti
79	4.1.3.3	Upravljanje s prenosnimi zmogljivostmi omrežja
79	4.1.4	Mehanizmi za obvladovanje prezasedenosti
80	4.2	Tržne dejavnosti in delovanje konkurence
80	4.2.1	Viri zemeljskega plina in veleprodajni trg
82	4.2.2	Dobava in maloprodajni trg
83	4.2.2.1	Cene zemeljskega plina v Sloveniji
86	4.2.3	Ukrepi za preprečevanje zlorab prevladujočega položaja in za zagotovitev delovanja konkurence
86	4.2.4	Odločanje v zvezi s spori in pritožbami
86	4.2.5	Zagotavljanje skladnosti z zakonodajo
87	4.3	Zanesljivost dobave zemeljskega plina
87	4.4	Varstvo potrošnikov zemeljskega plina
88	4.4.1	Varstvo ranljivih odjemalcev
88	4.4.2	Pravica do pritožbe oziroma pravnega sredstva in reševanje sporov
89	4.4.3	Pravica do odškodnine
89	4.4.4	Objavljanje cen
90	5	DALJINSKA TOPLOTA
91	5.1	Oskrba z daljinsko toploto
93	5.2	Distribucijsko omrežje
94	5.3	Cena toplotne energije
95	5.4	Naloge in dejavnosti agencije s področja daljinske toplote
95	5.4.1	Metodologija za določitev splošnih pogojev za dobavo in odjem toplote iz distribucijskega omrežja
96	5.4.2	Sistemska obratovalna navodila za distribucijsko omrežje za oskrbo s toploto in pravna ureditev statusa izvajalcev gospodarske javne službe daljinskega ogrevanja
96	5.4.3	Evidenca pritožb
96	5.4.4	Poročanje dobaviteljev
96	5.4.5	Odločanje v zvezi s spori in pritožbami
97	6	PRILOGE
98		Seznam slik
101		Seznam tabel
102		Seznam kratic in okrajšav



UVODNA BESEDA

Poročilo o stanju na področju energetike, ki ga vsako leto pripravi Javna agencija Republike Slovenije za energijo – slovenski energetski regulator, zajema vsebine, ki jih predpisuje slovenska energetska zakonodaja, vanj pa so vključene tudi vsebine, s katerimi se o stanju na slovenskem energetskem trgu poroča Komisiji evropskih skupnosti.

Slovenski trg z električno energije deluje in se razvija skladno z usmeritvami, ki so začrtane v direktivah EU ter določene v veljavnem Energetskem zakonu. Spremembe zakonodaje, ki bi v slovenski pravni red prenesle zadnje direktive, se v letu 2011 še niso v celoti uresničile. Strokovna javnost je pričakovala tudi nov Nacionalni energetski program, vendar so okoliščine v državi žal zaustavile odločanje in sprejetje tega dokumenta. Ne glede na to so začela veljati nekatera določila iz uredb EU, ki narekujejo in omogočajo delovanje enotnega trga v EU. S projektom spajanja trgov električne energije Slovenije in Italije, ki bo v prihodnje ciljni model za celotno EU, je hkrati zaživelo trgovanje na slovenski borzi z električno energijo.

Kljub pomembnim spremembam, ki jih narekuje tržni način dobave električne energije, sta bili zanesljivost in sigurnost oskrbe na ravni, ki je v primerjavi z drugimi državami EU označena kot visoko kakovostna. V primerjavi z letom 2010 se je poraba električne energije povečala za 4,1 %, medtem ko je bila proizvodnja zaradi slabše hidrologije za 2,9 % manjša. Izčlenitev dobaviteljev, ki so delovali znotraj distribucijskih podjetij, se je izvedla od septembra do decembra 2011. Na aktivnejšo vlogo dobaviteljev sta vplivali tudi ozaveščenost in aktivnost odjemalcev, ki so se v letu 2011 odločili za največ zamenjav dobavitelja do sedaj – bilo jih je 39.135. Na maloprodajnem trgu je bilo dejavnih 16 dobaviteljev električne energije. V skupni ceni električne energije za gospodinjstve odjemalce za leto 2011 sta se povečala deleža cene za uporabo omrežja in za samo električno energijo.

V prvem polletju leta 2011 je končna cena električne energije za gospodinjstva z letno porabo od 2500 do 5000 kWh v Sloveniji znašala 81 % povprečja v EU-27, za industrijo pa 89 % povprečja v EU-27.

Vlaganja v proizvodnjo električne energije v letu 2011 so glede na strukturo pokazala, da spodbude okolju prijazni proizvodnji že dajejo dobre rezultate. Podporna shema za subvencioniranje proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov energije in v soproizvodnji toplote in električne energije je tudi v letu 2011 spodbujala investitorje h gradnji tovrstnih elektrarn. Največ zanimanja je bilo za gradnjo sočnih elektrarn in elektrarn na bioplin. Skupna inštalirana moč teh elektrarn je že preseгла 90 MW, kar je več, kot je bilo za to obdobje načrtovano v nacionalnem akcijskem načrtu za obnovljive vire.

V tem letu se je začela tudi gradnja enega najpomembnejših prenosnih projektov v zadnjih letih – 400-kV daljnovoda Krško–Beričovo, ki je bila že dolgo načrtovana, vendar so izvedbo ovirale težave pri njegovem umeščanju v prostor. S tem daljnovodom bo zazankano 400-kV omrežje na slovenskem ozemlju in bistveno se bo izboljšala stabilnost delovanja slovenskega prenosnega omrežja.

Za trg z zemeljskim plinom je bilo v letu 2011 značilno manjše povpraševanje po tem energentu, saj se je domača poraba zmanjšala za 13 %. Leto 2011 je bilo tudi prvo leto novega triletnega regulativnega obdobja za omrežnino za prenosno omrežje zemeljskega plina, s čimer sta se povečali stopnji predvidljivosti delovanja sistemskega operaterja in vlaganja v infrastrukturo.

Sistemski operater prenosnega omrežja (Plinovodi, d.o.o.) je tudi v letu 2011 intenzivno nadaljeval z gradnjo nove hrbtnice prenosnega omrežja, ki bo v prihodnjih letih še bistveno povečala zmogljivost tega omrežja.

Glede na leto 2010 je uvoz zemeljskega plina iz Rusije ostal nespremenjen, uvoz iz Alžirije pa se zmanjšal zaradi povečanja uvoza iz Avstrije.

Cene plina so v letu 2011 presegle tudi najvišje cene iz leta 2008, kljub temu pa je bilo zamenjav dobavitelja manj kot leto prej, kar kaže na manjšo aktivnost tega trga. Cene zemeljskega plina za gospodinjse odjemalce so v letu 2011 dosegle najvišje vrednosti v zadnjih dveh letih, kar je splošen trend tudi v EU. V Sloveniji in npr. v Avstriji so se cene zemeljskega plina za gospodinjse odjemalce v letu 2011 zvišale za več kot 20 % in tudi leto pred tem so se zvišale za takšen odstotek.

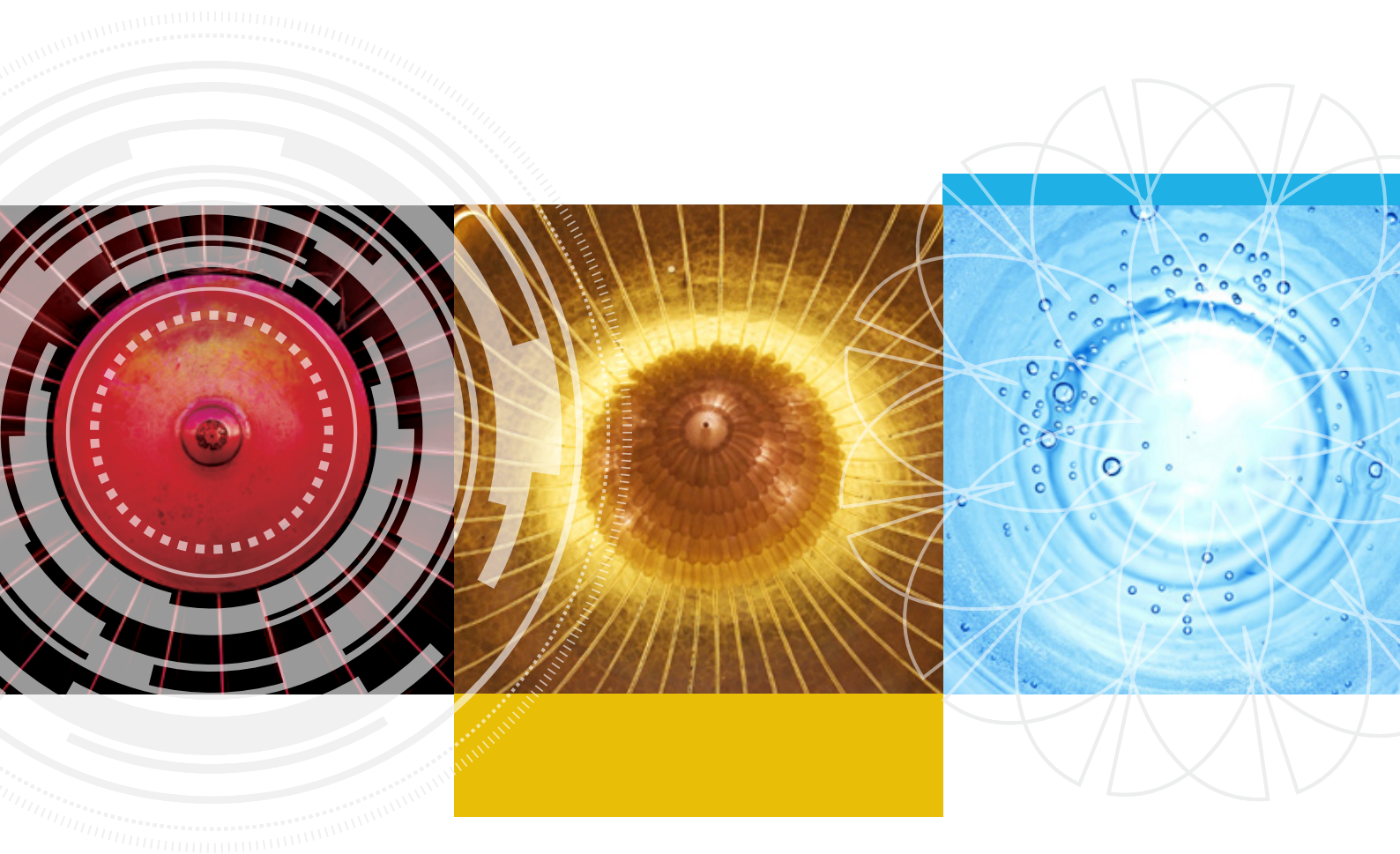
Najpomembnejši razlog za zviševanje cen zemeljskega plina je v spremembah cen nafte in naftnih derivatov na svetovnih trgih, na katere je z dolgoročnimi pogodbami največkrat vezana cena uvoženega zemeljskega plina. To velja tudi za večino odjemalcev v Sloveniji. V zadnjih letih, ko se je ponudba zemeljskega plina iz držav Bližnjega in Daljnega vzhoda na evropskih borzah povečala, je nastala cenovna razlika med tistimi večjimi dobavitelji zemeljskega plina, ki dobavljajo zemeljski plin po dolgoročnih pogodbah, vezanih na spremembo cen nafte, in drugimi dobavitelji, ki dobavljajo zemeljski plin po dolgoročnih pogodbah, vezanih na gibanje cen na borzah.

Pri daljinski toploti smo v letu 2011 v primerjavi z letom pred tem zaznali podražitve, in sicer v povprečju za 8,3 %. Največji delež celotne proizvedene toplotne energije je bil namenjen oskrbi gospodinjstev odjemalcev.

Podatki, zbrani v poročilu, so celovit in zgoščen pregled stanja na področju slovenske energetike v letu 2011. Želim, da bi v njem našli čim več zanimivih, predvsem pa uporabnih podatkov.



Irena Praček, univ. dipl. ekon.,
direktorica



2

RAZVOJ ENERGETSKIH TRGOV
IN GLAVNE DEJAVNOSTI REGULATORJA

2.1 Osnovni podatki o trgih z električno energijo in zemeljskim plinom v Sloveniji

Slovenija

Prebivalstvo (1. 1. 2012)	2.055.496
Površina	20.273 km ²
Število vseh odjemalcev električne energije (31. 12. 2011)	925.283
Število vseh odjemalcev zemeljskega plina (31. 12. 2011)	130.293
Bruto domači proizvod (BDP)	35.639 mio EUR
Stopnja rasti BDP	-0,2 %
Inflacija	2,0 %
BDP/prebivalca	17.361 EUR

Vira: SURS, agencija

Električna energija

Moč na pragu	3.408 MW
Hidroelektrarne	1.069 MW
Termoelektrarne	1.280 MW
Jedrska elektrarna	696 MW
Mali proizvajalci	363 MW
Proizvodnja električne energije	14.878 GWh
Hidroelektrarne	3.362 GWh
Termoelektrarne	4.787 GWh
Jedrska elektrarna	5.899 GWh
Mali proizvajalci	830 GWh
Dolžina prenosnega omrežja	2.603 km
- 400 kV	508 km
- 220 kV	328 km
- 110 kV	1.755 km
- Kablovodi	12 km
Dolžina distribucijskega omrežja	65.576 km
- 110 kV	835 km
- 35, 20 in 10 kV	17.571 km
- 0,4 kV	45.656 km
- Cestna razsvetljava	1.514 km
Poraba električne energije	12.682 GWh
Črpalna hidroelektrarna Avče	193 GWh
Poslovni odjemalci	9.278 GWh
Gospodinjski odjemalci	3.211 GWh
Poraba na prebivalca na leto	6.076 kWh
Povprečna poraba gospodinjstva na mesec	325 kWh

Opomba: V tabeli sta upoštevani celotna moč na pragu in proizvodnja električne energije jedrske elektrarne v Krškem, vendar pa - skladno z meddržavnim sporazumom - Slovenija razpolaga le s polovico proizvedene električne energije te elektrarne.

Viri: podatki podjetij

Zemeljski plin

Dolžina prenosnega omrežja	1.054 km
- več kot 16 barov	845 km
- manj kot 16 barov	209 km
Dolžina distribucijskega omrežja (do 16 barov)	4.305 km
Poraba zemeljskega plina	905 milijonov Sm³
Odjemalci na distribucijskem omrežju	301 milijon Sm ³
Odjemalci na prenosnem omrežju	604 milijone Sm ³
Poraba na prebivalca na leto	440 Sm³

Viri: podatki podjetij

2.2 Razvoj trga z električno energijo

Slovenski trg kljub dogodkom, ki so se vrstili po jedrski nesreči v Fukušimi, ter napovedi Nemčije o postopnem zapiranju jedrskih elektrarn ni doživel večjih sprememb na veleprodajnem trgu. Cene na slovenski borzi BSP so bile sicer višje od cen na nemški borzi EEX zaradi neposredne povezave z italijanskim trgom, na katerem so cene v Evropi še vedno najvišje, vendar so bile po marcu 2011 stabilne. Na ugodne razmere so vplivale razmere na terminskih trgih v Evropski uniji (v nadaljevanju EU). Cene za nakup električne energije za leta po 2012 so po jedrski nesreči v marcu v drugi polovici leta pričele vztrajno padati in ob koncu leta 2011 dosegle raven cen pred dogodkom v Fukušimi. Čedalje večja preglednost na trgu in negativna ekonomska gibanja so slovenske odjemalce spodbudile k aktivnejšemu trgovanju. K preglednejšemu in učinkovitejšemu trgovanju na maloprodajnem trgu je vplivala zakonsko zahtevana ločitev reguliranih in tržnih dejavnosti. Izčlenitev dobaviteljev, ki so delovali znotraj distribucijskih podjetij, se je izvedla od septembra do decembra 2011. Na aktivnejšo vlogo dobaviteljev je vplivala tudi osveščenost in aktivnost odjemalcev, ki so v letu 2011 do sedaj največkrat zamenjali dobavitelja – 39.135.

Podporna shema za subvencioniranje proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov energije in v soproizvodnji toplote in električne energije (v nadaljevanju poročila OVE in SPTE) je tudi v letu 2011 spodbujala investitorje k izgradnji tovrstnih elektrarn. Največji interes je bil za izgradnjo sončnih elektrarn in elektrarn na bioplin, katerih skupna inštalirana moč dosega že skoraj 92 MW. Z leti tako narašča število in zmogljivost decentralizirane proizvodnje, kar pa odpira nove naloge za zagotavljanje kakovostne in zanesljive oskrbe z električno energijo. V ta namen sta se operaterja omrežja aktivno pripravljala s projekti pametnih omrežij, da bi bilo možno čim učinkoviteje obratovati in omogočiti razvoj novih storitev, ki bodo zagotovile tržne dejavnosti ter še učinkovitejše obratovanje elektroenergetskega sistema.

Na prenosnem omrežju je projekt prečnega transformatorja že pokazal pozitivne vplive na zanesljivo oskrbo v regiji, hkrati pa omogočil večje komercialne pretoke v Italijo, kjer je tudi v letu 2011 primanjkovalo električne energije.

2.3 Razvoj trga z zemeljskim plinom

Leto 2011 je trg z zemeljskim plinom zaznamovalo manjše povpraševanje po tem energentu. Domača poraba se je zmanjšala za 13 %, pri čemer se je poraba industrijskih odjemalcev, priključenih na prenosno omrežje, zmanjšala s 730 milijonov Sm³ na 604 milijone Sm³ zemeljskega plina. Poraba končnih odjemalcev na distribucijskih omrežjih je bila za 19 milijonov Sm³ manjša kot leto poprej.

Zelo velikega padca uporabe prenosnega omrežja ni bilo zaznati samo zaradi manjše porabe domačih odjemalcev, ampak tudi zaradi manjše uporabe slovenskega prenosnega omrežja za prenos zemeljskega plina do drugih prenosnih omrežij.

2.4 Glavne dejavnosti regulatorja

V Sloveniji je potekala priprava na implementacijo tretjega svežnja energetske direktive in uredb EU, ki regulatorjem nalaga veliko večji obseg dela in več pristojnosti. Nekatere določbe, ki so neposredno prenosljive, so že v letu 2011 pomembno vplivale na obseg dela agencije, potekala pa je tudi priprava na izvajanje nekaterih nalog po implementaciji. Agencija je dejavno sodelovala z resornim ministrstvom in strokovno javnostjo pri pripravi nove energetske zakonodaje, ki pa v letu 2011 še ni bila sprejeta. Agencija je s pripombami dejavno sodelovala tudi v postopku priprave novega Nacionalnega energetskega programa.

Na področju električne energije je bila v letu 2011 izvedena analiza regulativnega okvira za leto 2010, agencija je spremljala izvajanje tekočega regulativnega okvira (2011-2012), obenem pa je že začela s pripravljalnimi aktivnostmi za pripravo novega regulativnega okvira za obdobje po 1. 1. 2013. Obsežne so bile naloge s področja obnovljivih virov energije in soproizvodnje koristne toplote in električne energije z visokim izkoristkom. Proces odločanja o podpori vsebuje izdajanje deklaracij za proizvodne naprave, izdajanje odločb o dodelitvi podpore in izdajanje potrdil o izvoru ter izdelavo analiz in poročil o izvajanju podporne sheme.

Zagotovitev pogojev za pametna omrežja (ang. Smart Grids), ki bodo ob uvajanju novih tehnologij zagotovila potrebno zanesljivost in kakovost storitev prenosa in distribucije električne energije in zemeljskega plina ter omogočila razvoj novih energetske storitev, vpliva tudi na način reguliranja gospodarskih javnih služb. Zato je agencija v letu 2011 sprejela usmeritve za aktivno reguliranje energetske dejavnosti in omrežij prihodnosti (AREDOP), katerih namen je sproti in pravočasno uvajanje ustreznih rešitev v regulativno prakso.

Na področju zemeljskega plina je največji obseg dela zahtevalo sprejetje in izvajanje Akta o metodologiji za določitev omrežnine in kriterijih za ugotavljanje upravičenih stroškov za distribucijsko omrežje zemeljskega plina. Na njegovi podlagi je agencija prejela 24 vlog in izdala 21 soglasij k omrežninam sistemskih operaterjev plinovodnih omrežij.

Na področju daljinske toplote je bil v letu 2011 poleg rednih nalog opravljen tudi pregled stanja izvajanja gospodarske javne službe daljinskega ogrevanja oziroma oskrbe z drugimi energetske plini iz omrežja.

3 ELEKTRIČNA ENERGIJA



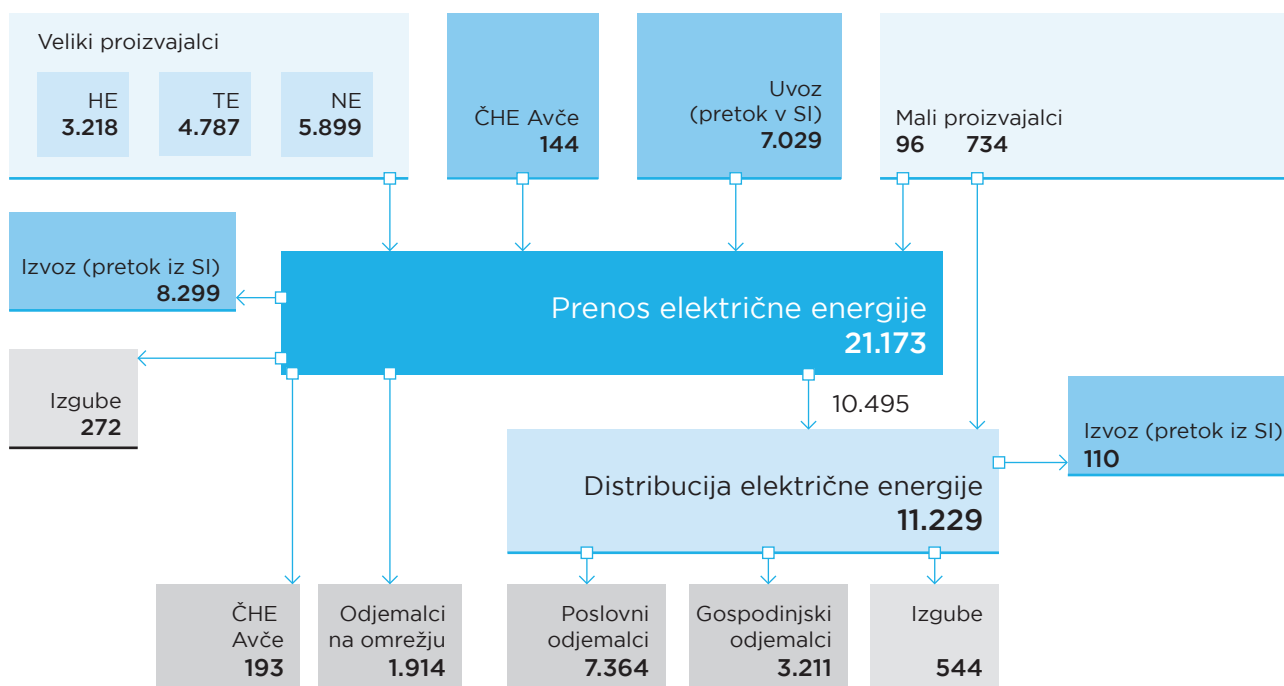
Poraba električne energije v Sloveniji je v letu 2011 znašala 12.682 GWh (brez upoštevanja izgub v prenosnem in distribucijskem omrežju). V primerjavi z letom 2010 je bila poraba večja za 524 GWh ali 4,1 %. Odjemalci, priključeni na prenosno omrežje, so porabili 1914 GWh električne energije oziroma 36,8 % več kot v primerjavi z letom 2010. Poraba odjemalcev, priključenih na distribucijska omrežja, je bila za okoli 0,6 % večja kot leta 2010 in je znašala 10.575 GWh. Črpalna hidroelektrarna Avče (v nadaljevanju ČHE Avče) je za črpanje vode za akumulacijo prispevala k porabi 193 GWh. Izgube električne energije v prenosnem in distribucijskem elektroenergetskem omrežju so znašale 816 GWh ali 6,2 % električne energije, v katero so vključeni tudi tranzit, uvoz in izvoz električne energije.

V Sloveniji je bilo v letu 2011 proizvedene 14.878 GWh električne energije, kar je 382 GWh manj kot leta 2010. Hidroelektrarne, priključene na prenosno omrežje, so skupaj proizvedle 3314 GWh električne energije, kar je 934 GWh manj kot leto pred tem. Termoelektrarne so proizvedle 4787 GWh električne energije, oziroma 120 GWh manj kot v letu 2010. Jedrska elektrarna Krško je proizvedla 5899 GWh električne energije, kar je 528 GWh več kot v letu prej. Proizvodnja električne energije pri malih proizvajalcih (s proizvodnimi enotami, manjšimi od 10 MW), priključenih na distribucijsko omrežje, je v primerjavi s proizvodnjo leta 2010 ostala na enakem nivoju in je znašala 734 GWh. V letu 2011 poraba električne energije, vključno z izgubami v omrežju in ob upoštevanju polovičnega deleža proizvodnje v jedrski elektrarni Krško, ki pripada Republiki Hrvaški, ni bila v celoti pokrita iz proizvodnih virov na območju Republike Slovenije. Tako je pokritost slovenske porabe z domačimi proizvodnimi viri znašala 89 %. V letu 2011 je znašala oddaja električne energije prek prenosnega in distribucijskega omrežja v tujino 8409 GWh, iz tujine pa smo prevzeli 7029 GWh električne energije. Omenjene količine energije so povzete iz bilanc sistemskih operaterjev prenosnega in distribucijskega omrežja.

Delež proizvodnje električne energije v hidroelektrarnah in v elektrarnah na druge obnovljive vire se je v Sloveniji v letu 2011 nekoliko znižal, predvsem zaradi slabših hidroloških razmer v tem letu. Znašal je približno 28 % od celotne proizvodnje. Elektrarne na fosilna goriva so v letu 2011 prispevale približno 32 % celotne proizvodnje, jedrska elektrarna Krško pa 40 %.

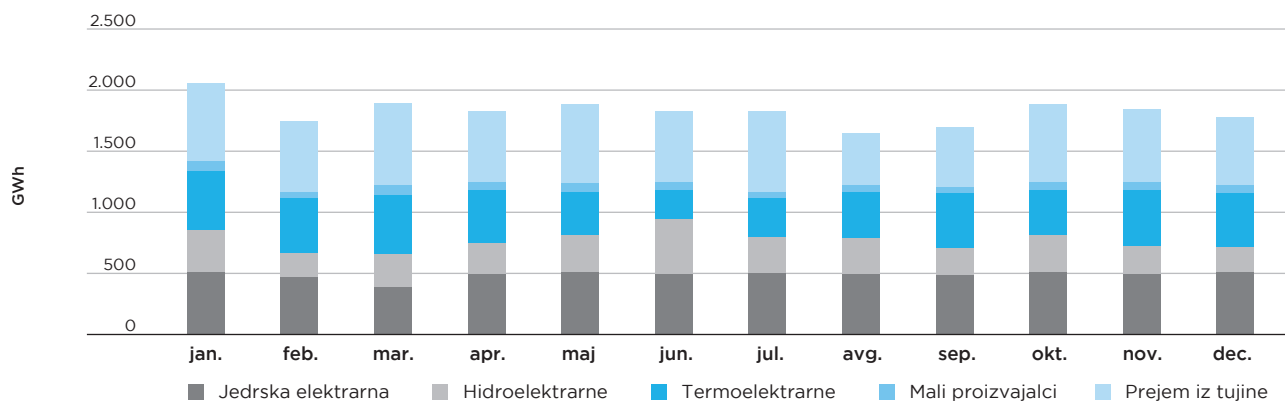
Največja urna obremenitev prenosnega elektroenergetskega sistema je bila v mesecu marcu, in sicer 1950 MW.

Slika 1: Elektroenergetska bilanca proizvodnje in porabe električne energije v letu 2011



Vir: agencija

Slika 2: Mesečni prikaz proizvodnje električne energije in prejema iz tujine



Vir: agencija

Tabela 1: Proizvodnja električne energije in prejem električne energije iz tujine

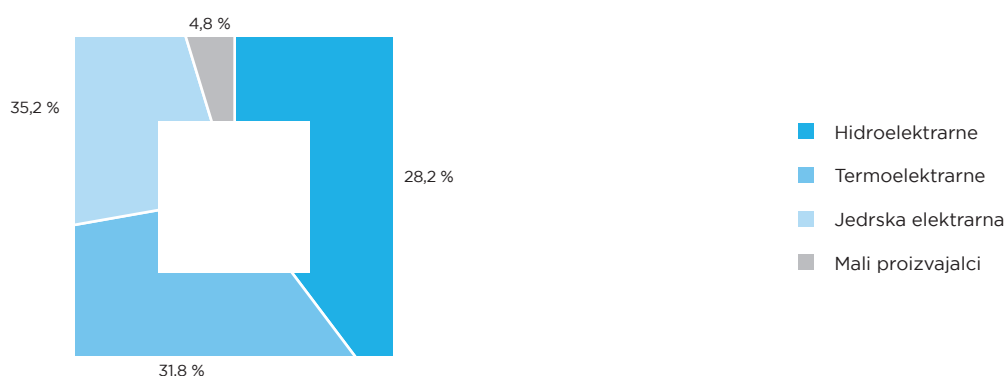
	2010	2011	Indeks 11/10
Hidroelektrarne	4.305	3.406	79,1
Termoelektrarne	4.851	4.839	99,8
Jedrska elektrarna	5.371	5.899	109,8
Mali proizvajalci*	790	734	92,9
Skupna proizvodnja v Sloveniji	15.317	14.878	97,1
Prejem iz tujine	8.599	7.029	81,7
Skupaj	23.916	21.907	91,6

*V kategorijo mali proizvajalci so vključene proizvodne enote z močjo do 10 MW, vključno s tistimi, ki so nameščene pri odjemalcih

Vir: agencija

Podatek o proizvodnji (tabela 1) vsebuje celotno proizvodnjo v NEK, tudi polovico, ki se izvozi na Hrvaško in je upoštevana v podatku o izvozu oziroma pretoku iz Slovenije.

Slika 3: Struktura proizvodnih virov električne energije v Sloveniji v letu 2011

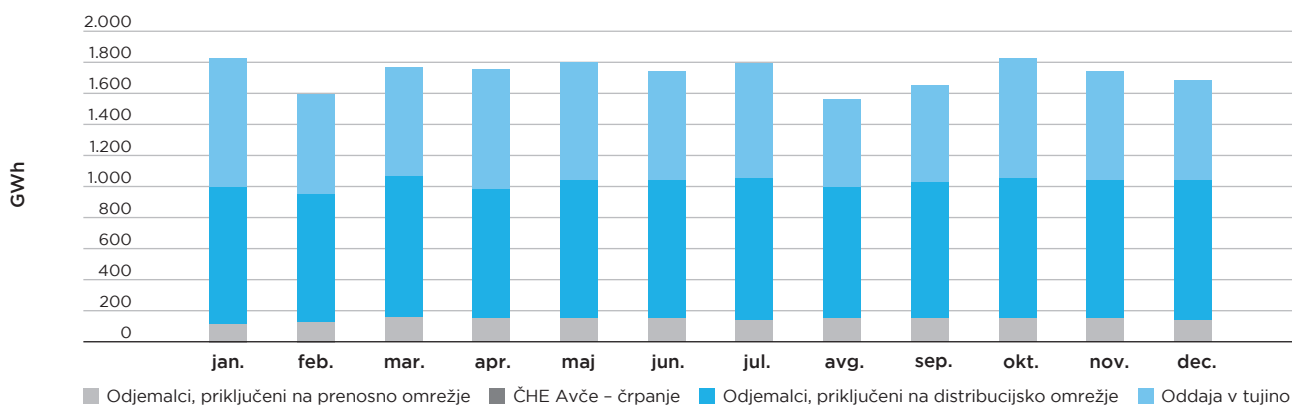


Vir: agencija

Tabela 2: Primerjava porabe električne energije v letih 2010 in 2011 - v GWh

	2010	2011	Indeks 11/10
Poslovni odjemalci na prenosnem omrežju	1.399	1.915	136,9
Poslovni odjemalci na distribucijskem omrežju	7.295	7.363	100,9
Gospodinjski odjemalci	3.219	3.211	99,8
Poraba ČHE Avče	245	193	78,8
Izgube v omrežju	955	816	85,4
Poraba skupaj	13.113	13.498	102,9
Oddaja v tujino	10.745	8.409	78,3
Skupaj	23.858	21.907	91,8

Vir: agencija

Slika 4: Gibanje porabe električne energije v Sloveniji v letu 2011

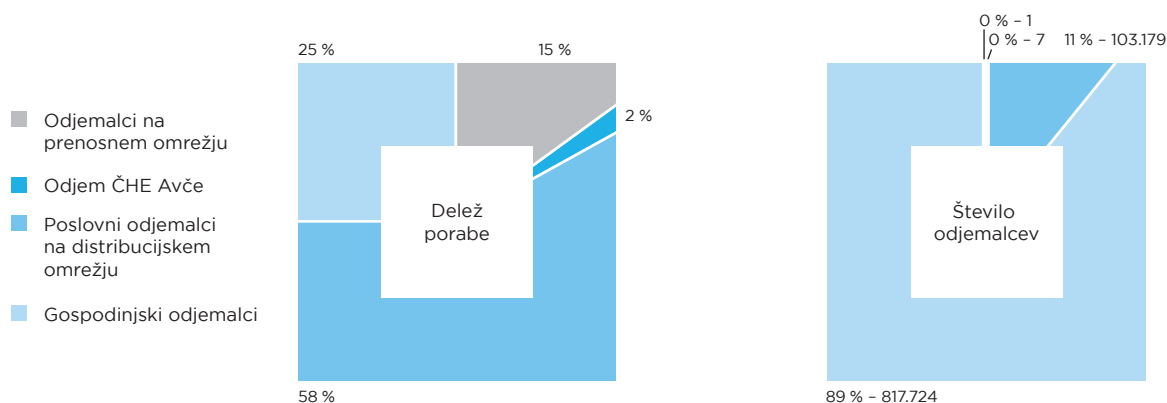
Vir: agencija

Tabela 3: Delež porabe in število odjemalcev električne energije glede na vrsto odjema

	Število	Poraba GWh
Odjemalci na prenosnem omrežju	7	1.914
Odjem ČHE Avče	1	193
Poslovni odjemalci na distribucijskem omrežju	103.947	7.364
Gospodinjski odjemalci	821.328	3.211
Odjemalci skupaj	925.283	12.682

Viri: agencija, sistemska operaterja

Slika 5: Delež porabe in števila odjemalcev električne energije glede na vrsto odjema



Viri: agencija, sistemska operaterja

Ob koncu leta 2011 je bilo na elektroenergetsko omrežje Slovenije priključeno 925.283 odjemalcev električne energije. V primerjavi z letom 2011 se je v strukturi porabe povečal delež porabe odjemalcev, priključenih na prenosno omrežje, in sicer z 12 na 15 %.

3.1 Reguliranje in regulirane dejavnosti

3.1.1 Splošno

Reguliranje je proces, pri katerem regulativna institucija z oblikovanjem pravil za določanje za-mejevanja cen ali prihodkov in z ugotavljanjem upravičenosti stroškov in prihodkov vpliva na re-gulirana podjetja tako, da dosegajo postavljene poslovne, tehnične in druge cilje v določenem obdobju.

Regulirani sta dejavnosti prenosa in distribucije električne energije, ki ob uvedbi tržnih načel v elektroenergetski sistem ostajata naravna monopola.

Dejavnosti prenosa in distribucije električne energije so obvezne republiške gospodarske javne službe (v nadaljevanju GJS), ki ju izvajata sistemska operaterja elektroenergetskih omrežij. Način opravljanja GJS je predpisan z uredbo, ki jo izda vlada.

GJS sistema operaterja prenosnega omrežja električne energije izvaja Elektro Slovenija, d.o.o., Hajdrihova 2, Ljubljana (www.eles.si).

GJS sistema operaterja distribucijske omrežja električne energije izvaja na podlagi koncesije SODO, d.o.o., Minařikova ulica 5, Maribor (www.sodo.si).

Sistemska operaterja prenosnega in distribucijskega elektroenergetskega omrežja sta v 100-od-stotni lasti države.

3.1.2 Ločitev dejavnosti

Pravne osebe, ki opravljajo več kot eno energetska dejavnost na področju oskrbe z električno energijo ali poleg dejavnosti na področju oskrbe z električno energijo opravljajo še drugo dejav-nost (energetska ali drugo tržno dejavnost), morajo skladno z Energetskim zakonom (v nada-ljevanju EZ) zagotoviti ločeno računovodsko spremljanje vsake energetske dejavnosti skladno s Slovenskimi računovodskimi standardi.

Dejavnosti GJS sistema operaterja prenosnega omrežja (Eles) in GJS sistema operaterja di-stribucijskega omrežja (SODO) se na celotnem območju Republike Slovenije izvajata v ločenih pravnih osebah, ki jima je to edina dejavnost. Tako Eles in SODO ne pripravljata ločenih računovodskih izkazov.

Lastniki elektrodistribucijske infrastrukture so pripravili ločene računovodske izkaze za dejavno-sti, ki jih na podlagi pogodbenih razmerij izvajajo za SODO.

3.1.3 Tehnične storitve operaterjev

3.1.3.1 Zagotavljanje sistemskih storitev

Sistemske storitve so storitve, ki jih mora zagotavljati sistemski operater prenosnega omrežja, da zagotovi normalno obratovanje celotnega elektroenergetskega sistema. Sistemske storitve na ravni slovenskega elektroenergetskega sistema zagotavlja Eles, na posameznih delih distribucijskega omrežja pa tudi SODO. Skladno s Sistemskimi obratovalnimi navodili za prenosno omrežje električne energije (Uradni list RS, št. 49/2007) Eles pri zagotavljanju sigurnega obratovanja elektroenergetskega sistema uporablja naslednje sistemske storitve:

- regulacijo frekvence in moči (primarno, sekundarno in terciarno),
- regulacijo napetosti,
- pokrivanje odstopanj dejanskih izmenjav regulacijskega območja od načrtovanih vrednosti,
- zagon agregatov brez zunanjega napajanja,
- pokrivanje tehničnih izgub, ki nastanejo v prenosnem omrežju,
- razbremenjevanje omrežja.

Za leto 2011 je SOPO predvidel naslednji obseg sistemskih storitev:

- rezerva za sekundarno regulacijo frekvence in moči: ± 80 MW
- rezerva za terciarno regulacijo frekvence in moči: 348 MW

Tako kot že za leto 2010 je tudi za leto 2011 Eles predvidel tri produkte za zagotavljanje rezerve za terciarno regulacijo. Na podlagi statistične analize angažiranja rezerve za terciarno regulacijo v preteklih letih je ugotovil, da le v dobrih 10 % primerov aktivacije terciarne regulacije potrebuje skupno moč angažiranja več kot 130 MW. Prav tako v analiziranem preteklem obdobju nikoli ni potreboval angažiranja celotnega obsega terciarne rezerve. Na podlagi teh dejstev je oblikoval tri produkte rezerve, ki se med seboj razlikujejo po parametrih kakovosti in izvoru same rezerve. Značilnosti posameznih produktov terciarne rezerve so prikazane v tabeli 4.

Tabela 4: Zahtevana kakovost produktov terciarne rezerve v letu 2011

	Produkt A	Produkt B	Produkt C
Količina (MW)	134	66	148
Izvor rezerve	Slovenija	ENTSO-E	ENTSO-E
Čas aktivacije	≤ 15 min	≤ 15 min	≤ 15 min
Čas najave spremembe aktivacije	≤ 15 min	≤ 60 min	≤ 120 min
Število aktivacij v letu	≥ 50	≥ 25	≥ 15

Vir: Eles

Za zakup produktov rezerve za terciarno regulacijo za leto 2011 je Eles 4. 11. 2010 izvedel dražbo. Končni rezultati te dražbe so prikazani v tabeli 5.

Tabela 5: Rezultati dražbe za zakup rezerve za terciarno regulacijo za leto 2011

Produkt	Izbrani ponudnik	Dosežena cena (EUR/MW)
Produkt A	GEN energija	43.000,00
Produkt B	GEN energija	20.000,00
Produkt C	Energy Financing Team AG	15.000,00

Vir: Eles

Ponudnike ostalih sistemskih storitev je Eles izbral na podlagi neposrednih pogajanj s potencialnimi ponudniki teh storitev. Zaradi narave preostalih sistemskih storitev je lahko izbral le ponudnike, ki so ponujali storitve s proizvodnimi viri, lociranimi znotraj regulacijskega območja Slovenije.

3.1.3.2 Izravnava odstopanj

V skladu z 22a. členom EZ je v Sloveniji za izravnavo odstopanj v omrežju odgovoren sistemski operater prenosnega omrežja (v nadaljevanju SOPO). V okviru vzpostavljene bilančne sheme, ki jo določajo Pravila za delovanje organiziranega trga z električno energijo (Uradni list RS, št. 98/09, 97/11), so odgovorni bilančnih skupin zadolženi za ohranjanje vozniških redov svojih bilančnih skupin v okvirih napovedanih vrednosti. Odstopanja posameznih bilančnih skupin se velikokrat medsebojno izničijo, saj odstopanje ene bilančne skupine v pozitivno smer ob hkratnem enakem odstopanju druge bilančne skupine v drugo smer ne prinaša odstopanja celotnega elektroenergetskega sistema. Kadar pa vseeno pride do odstopanja celotnega sistema, je za njegovo izravnavo odgovoren SOPO. V skladu s sistemskimi obratovalnimi navodili za prenosno omrežje (Uradni list RS, št. 49/2007) lahko SOPO za izravnavo odstopanj uporabi sekundarno ali terciarno regulacijsko rezervo, potrebno izravnalno energijo pa lahko tudi nakupi oziroma proda na izravnalnem trgu ali na trgu električne energije v Sloveniji ali v tujini. Izravnalni trg v letu 2011 v Sloveniji še ni bil vzpostavljen, zato SOPO ni imel možnosti nakupa in prodaje energije na izravnalnem trgu. Je pa v letu 2011 Borzen, organizator trga z električno energijo, d.o.o., (v nadaljevanju Borzen), po predhodnem usklajevanju s SOPO pripravil osnutek pravil za delovanje izravnalnega trga in izvedel javno obravnavo teh pravil. V letu 2011 je bila sprejeta tudi sprememba Pravil za delovanje organiziranega trga z električno energijo, ki prinašajo spremembe tudi na področju obračuna odstopanj, vendar so se ta spremenjena pravila začela uporabljati šele v letu 2012.

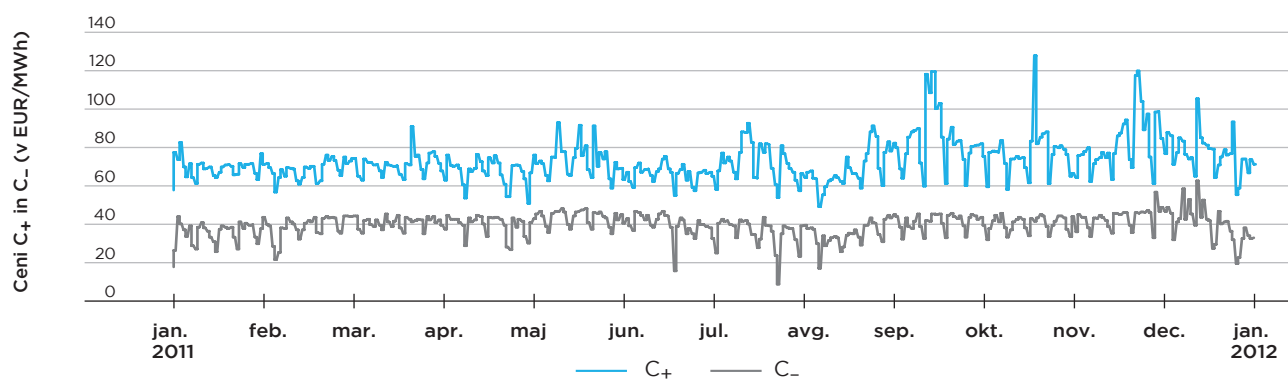
Za izvajanje bilančnega obračuna je v Sloveniji odgovoren Borzen, ki bo odgovoren tudi za izvajanje izravnalnega trga, ko bo ta vzpostavljen. Bilančni obračun na podlagi določil Pravil za delovanje trga z električno energijo izvaja organizator trga. Sam izračun je sestavljen iz dveh delov. Organizator trga najprej na podlagi podatkov o ugotovljenih odstopanjih naredi količinski obračun za vsako bilančno skupino in bilančno podskupino, temu pa sledi finančni obračun, ki je podlaga za poravnavo obračuna odstopanj. Količinski obračun se izračuna kot razlika med celotno realizacijo bilančne skupine oziroma bilančne podskupine in napovedanim tržnim planom iste bilančne skupine (podskupine) v posameznem obračunskem intervalu, ki znaša eno uro. Finančni obračun se izvede za posamezno obračunsko obdobje, ki znaša en mesec.

Pri finančnem obračunu se za vsak posamezni obračunski interval določi cena odstopanj na podlagi indeksov pozitivnih in negativnih odstopanj (C_{SLOp} in C_{SLOn}) in dejanskih stroškov, ki jih je sistemski operater prenosnega omrežja imel z izravnavo odstopanj. Cena odstopanj se določi za vsako smer odstopanj posebej (C_+ in C_-). Finančni obračun posamezne bilančne skupine v obračunskem obdobju je enak seštevku zmnožkov med količino in ceno odstopanj v vsakem obračunskem intervalu obračunskega obdobja.

Finančni obračuni se pripravijo za bilančne skupine, ki imajo pripadajoča odjemna ali proizvodna prevzemno-predajna mesta. Za bilančne skupine, ki nimajo pripadajočih odjemnih ali proizvodnih prevzemno-predajnih mest, torej za bilančne skupine trgovcev, ki energije ne dobavljajo končnim odjemalcem v Sloveniji, se finančni obračun bilančnega obračuna izdelava samo v primeru, ko odgovorni takih bilančnih skupin prijavijo napovedana odstopanja.

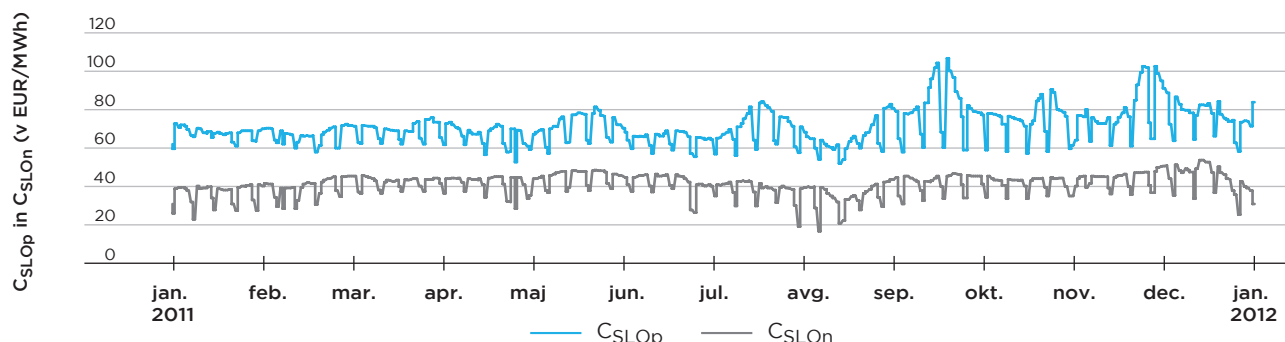
Slika 6 prikazuje gibanja cen C_+ in C_- v letu 2011, medtem ko slika 7 prikazuje gibanje indeksov odstopanj C_{SLOp} in C_{SLOn} v istem časovnem obdobju.

Slika 6: Povprečne dnevne vrednosti osnovnih cen odstopanj C_+ in C_- v letu 2011



Vir: Borzen

Slika 7: Povprečne dnevne vrednosti indeksov C_{SLOp} in C_{SLOn} v letu 2011



Vir: Borzen

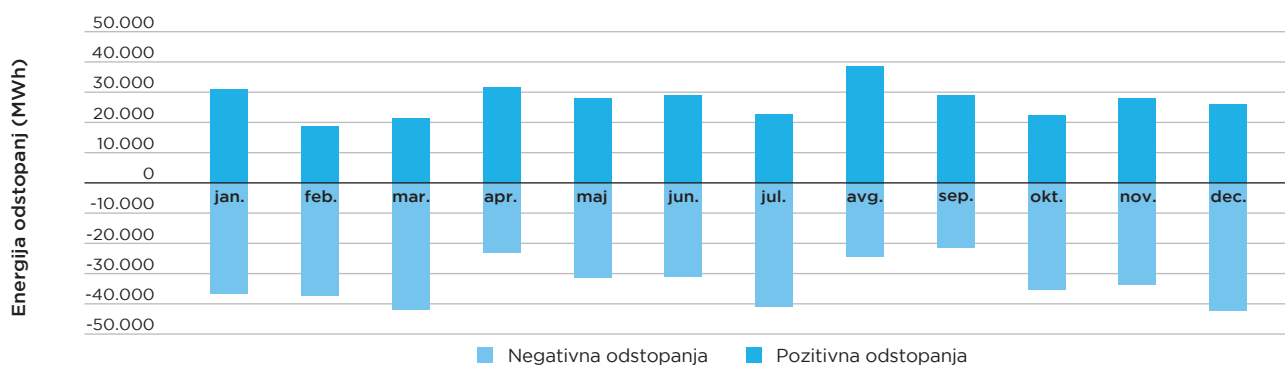
S 1. januarjem 2010 so začela veljati nova Pravila za delovanje organiziranega trga z električno energijo, ki so med drugim prinesla nov način izračunavanja cen pozitivnih in negativnih odstopanj. Zaradi uvedbe novega načina obračunavanja odstopanj je prišlo do večjih razlik med cenama C_+ in C_- , kar negativno vpliva na poslovanje podjetij, ki nastopajo na veleprodajnem trgu z električno energijo. Prav zaradi tega so se v letu 2011 pojavili močni interesi po spremembi načina določanja cen odstopanj.

Povprečne dnevne vrednosti cen C_+ in C_- so se v prvem delu leta 2011 gibale dokaj enakomerno in konstantno, v drugem delu leta 2011 pa so se pojavile večje spremembe teh cen.

V letu 2011 je bila povprečna vrednost osnovne cene za pozitivna odstopanja C_+ 73,13 EUR/MWh in 39,59 EUR/MWh za negativna odstopanja C_- . Za primerjavo - povprečna vrednost slovenskega urnega borznega indeksa SIPX je v letu 2011 znašala 57,20 EUR/MWh. Najvišja vrednost cene C_+ je v tem obdobju znašala 267,08 EUR/MWh, najnižja pa 35,01 EUR/MWh. Najvišja cena C_+ se je pojavila 11. maja 2011 v 21. urnem bloku, najnižja pa 25. septembra 2011 v 5. urnem bloku. Največja vrednost cene C_- je v letu 2011 znašala 158,28 EUR/MWh in se je pojavila 7. decembra v 18. urnem bloku, najnižja vrednost -12,29 EUR/MWh pa 1. januarja 2011 v 7. urnem bloku.

Indeksa C_{SLOp} in C_{SLOn} sta bila določena na podlagi povprečja preteklih istoležnih cen C_+ in C_- za delovne dni, sobote in nedelje ali praznike, kot je bilo določeno v Pravilih za delovanje organiziranega trga z električno energijo. Kot je razvidno iz grafa na zgornji sliki, sta indeksa pričakovano skozi celotno obdobje sledila osnovnim cenam za odstopanja C_+ in C_- . Povprečni vrednosti indeksov C_{SLOp} in C_{SLOn} sta 70,98 EUR/MWh ter 40,87 EUR/MWh.

Slika 8: Mesečna odstopanja slovenskega omrežja v letu 2011 [MWh]



Vir: Borzen

Slika 8 prikazuje skupna pozitivna in negativna odstopanja vseh bilančnih skupin v Sloveniji v letu 2011. Največja pozitivna odstopanja so bila zabeležena v avgustu, in sicer 38.670 MWh, najmanjša pozitivna odstopanja 18.836 MWh pa v februarju. Največja negativna odstopanja so se pojavila v decembru, dosegla so vrednost 42.186 MWh, najmanjša pa v septembru, ko so skupaj znašala

21.388 MWh. Pozitivna odstopanja pomenijo primanjkljaj električne energije v elektroenergetskem sistemu, odstopanja v negativno smer pa višek električne energije v elektroenergetskem sistemu Slovenije. Letna bilanca odstopanj je v letu 2011 znašala 71.970 MWh.

V letu 2011 so na slovenskem veleprodajnem trgu z električno energijo delovale tri bilančne skupine več kot v predhodnem letu. Nekatere bilančne skupine iz predhodnih let so bile preoblikovane, nekatere so začele delovati kot bilančne podskupine znotraj drugih skupin, nekatere so prenehale delovati, nekatere pa delujejo na novo. Iz navedenega lahko sklepamo, da se je razvoj slovenskega veleprodajnega trga na nek način ustalil, saj ni bistvenih sprememb števila delujočih bilančnih skupin.

3.1.3.3 Poslovanje organizatorja trga

Družba Borzen, organizator trga z električno energijo, d.o.o., je gospodarska družba v 100-odstotni lasti Republike Slovenije.

Skladno z Energetskim zakonom, Uredbo o načinu izvajanja gospodarske javne službe organiziranja trga z električno energijo (Uradni list RS, št. 8/09), Aktom o ustanovitvi družbe Borzen, organizator trga z električno energijo, d.o.o., in drugimi veljavnimi predpisi družba Borzen opravlja gospodarsko javno službo organiziranja trga z električno energijo, ki vključuje tudi izvajanje dejavnosti Centra za podpore (izvajanje podporne sheme za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov in visoko učinkovite soproizvodnje toplote in električne energije). Poleg tega pa opravlja še tržno dejavnost (opravljanje storitev za podjetje BSP d.o.o.).

Energetski zakon opredeljuje dejavnost organiziranja trga z električno energijo in dejavnost Centra za podpore kot eno gospodarsko javno službo, vendar istočasno tudi določa, da je treba za dejavnost Centra za podpore voditi ločene računovodske evidences. Za potrebe ločenega vodenja evidenc se organiziranje trga in Center za podpore obravnavata ločeno kot dve poslovnoizidni mesti. Družba Borzen pripravlja izkaz poslovnega izida ločeno za vsako gospodarsko javno službo ter posebej za tržno dejavnost.

Družba kot celota je v letu 2011 (po nerevidiranih izkazih) ustvarila 4,37 milijona evrov prihodkov, ki so glede leto 2010 višji za 20,3 %. Odhodki so znašali 2,30 milijona evrov in so glede na preteklo leto nižji za 16 %. Čisti poslovni izid je znašal 1,66 milijona evrov in je v primerjavi z letom 2010 višji za 249,3 %. Na dejavnosti GJS organiziranje trga z električno energijo je družba ustvarila 1,09 milijona evrov čistega poslovnega izida, na dejavnosti GJS Centra za podpore pa 0,57 milijona evrov čistega poslovnega izida. V družbi je bilo konec leta 2011 zaposlenih 29 delavcev.

3.1.3.4 Standardi varnosti in zanesljivosti obratovanja ter kakovost storitev

V mednarodni standardizaciji je v terminološkem standardu IEC 60050-617: International Electrotechnical Vocabulary – Part 617: Organisation/market of electricity – uveljavljen izraz »quality of the electricity supply«. Definicija tega izraza vključuje neprekinjenost napajanja, kakovost napetosti in komercialno kakovost.

Sistemska operaterja in elektrodistribucijska podjetja (v nadaljevanju EDP) pri svojem delu uporabljajo tudi slovenske standarde oziroma tehnična poročila, ki so sprejeta v sistem slovenske standardizacije:

- SIST EN 50160:2011, ki nadomešča SIST EN 50160:2008: Značilnosti napetosti v javnih razdelilnih omrežjih (Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks);
- SIST-TP IEC/TR3 61000-3-6:2004: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3: Limits - Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV, HV and EHV power systems - Basic EMC publication;
- SIST-TP IEC/TR3 61000-3-7:2004: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3: Limits - Section 7: Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems - Basic EMC publication.

Zaradi zmanjševanja stroškov sistemskih operaterjev se lahko poslabša kakovost oskrbe z električno energijo, še zlasti če podjetja niso regulirana na podlagi dosežene ravni kakovosti oskrbe.

Kakovost oskrbe z električno energijo agencija nadzoruje na podlagi minimalnih standardov kakovosti. Izraz kakovost oskrbe z električno energijo zajema naslednje nivoje:

- neprekinjenost napajanja,
- komercialno kakovost,
- kakovost napetosti.

Neprekinjenost napajanja

V letu 2011 so bili podatki o neprekinjenosti napajanja zbrani na podlagi enotne metodologije v skladu z Aktom o posredovanju podatkov o kakovosti oskrbe z električno energijo in so zato medsebojno primerljivi. Podatki o neprekinjenosti napajanja so bili posredovani z uporabo spletnih storitev.

Vrednosti kazalnikov SAIDI za nenačrtovane prekinitve, ki so posledica lastnih vzrokov in so jih posredovala EDP od leta 2008 do leta 2011, so zbrane v spodnji tabeli.

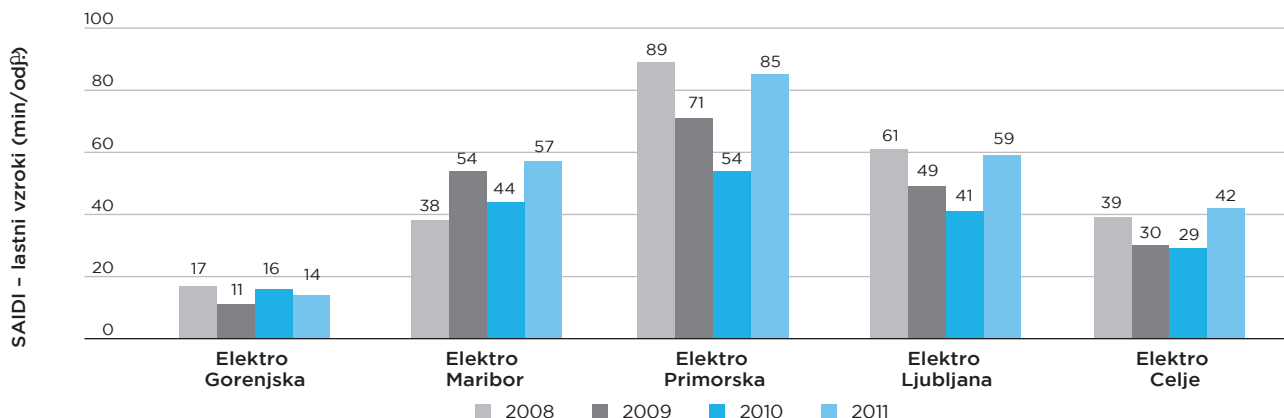
Tabela 6: Kazalnik SAIDI v obdobju 2008–2011 za nenačrtovane prekinitve (samo lastni vzroki)

Elektrodistribucijsko podjetje	SAIDI - nenačrtovane, dolgotrajne prekinitve [min./odj.], lastni vzroki			
	2008	2009	2010	2011
Elektro Gorenjska	17	11	16	14
Elektro Maribor	38	54	44	57
Elektro Primorska	89	71	54	85
Elektro Ljubljana	61	49	41	59
Elektro Celje	39	30	30	42

Viri: podatki elektrodistribucijskih podjetij

Na naslednji sliki je prikazan kazalnik SAIDI med leti 2008 in 2011 za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve (samo lastni vzroki). Opazno je povečanje vrednosti kazalnika SAIDI v letu 2011 pri skoraj vseh EDP (razen Elektro Gorenjska), kar lahko pripisujemo dejstvu, da je z letom 2011 v veljavo prvič stopila regulacija s kakovostjo oskrbe. Podatki, ki so jih EDP posredovali v letu 2011, odražajo realnejšo sliko kazalnikov neprekinjenosti napajanja. Trend zmanjševanja vrednosti kazalnikov iz preteklega obdobja najverjetneje ni odražal popolnoma realnega stanja omrežja. S slike je tudi razvidno, da najslabše vrednosti v prikazanem obdobju izkazuje Elektro Primorska.

Slika 9: Kazalnik SAIDI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve (lastni vzroki) v obdobju 2008–2011



Viri: podatki elektrodistribucijskih podjetij

Iz kazalnikov SAIDI in SAIFI za leto 2011, izračunanih na ravni posameznega distribucijskega podjetja, je agencija izračunala agregirane vrednosti kazalnikov SAIDI in SAIFI glede na število vseh odjemalcev v Sloveniji, kot je to prikazano v tabeli 7. Tabela 8 pa prikazuje podatke, ki zajemajo vse prekinitev; le-te so namreč tiste, ki jih odjemalec utrpi. V izračunu kazalnika so zato poleg prekinitev, ki so posledica lastnih vzrokov, zajete tudi prekinitev zaradi tujih vzrokov in višje sile, posebej pa so prikazane načrtovane prekinitev.

Tabela 7: Kazalnika SAIDI in SAIFI na državni ravni v obdobju 2008–2011 (nenačrtovane prekinitev)

Kazalnik/vzroki	Nenačrtovane prekinitev							
	2008		2009		2010		2011	
	Lastni vzroki	Vsi vzroki	Lastni vzroki	Vsi vzroki	Lastni vzroki	Vsi vzroki	Lastni vzroki	Vsi vzroki
SAIFI - državna raven [prek./odj.]	1,47	2,71	1,16	2,40	1,08	1,81	1,33	1,81
SAIDI - državna raven [min./odj.]	51	116	46	133	39	81	55	76

Viri: podatki elektrodistribucijskih podjetij

Tabela 8: Kazalnika SAIDI in SAIFI na državni ravni v obdobju 2008–2011 (načrtovane prekinitev in vse prekinitev)

Kazalnik	Načrtovane prekinitev				Vse prekinitev			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
SAIFI - državna raven [prek./odj.]	1,09	1,05	0,85	0,98	3,80	3,44	2,65	2,79
SAIDI - državna raven [min./odj.]	138	130	104	127	254	264	185	203

Viri: podatki elektrodistribucijskih podjetij

Komercialna kakovost

V letu 2011 je agencija prvič pridobila podatke o parametrih komercialne kakovosti, ki so na podlagi poenotenega načina (prenovljena spletna aplikacija) definirani v Aktu o posredovanju podatkov o kakovosti oskrbe z električno energijo. Parametri komercialne kakovosti so usklajeni z metodologijo zbiranja podatkov Sveta evropskih energetskih regulatorjev ter tako primerljivi na ravni EU. Zbrani parametri se združujejo v naslednje skupine parametrov:

1. Priključevanje na omrežje
2. Skrb za odjemalce
3. Tehnične storitve
4. Merjenje in zaračunavanje

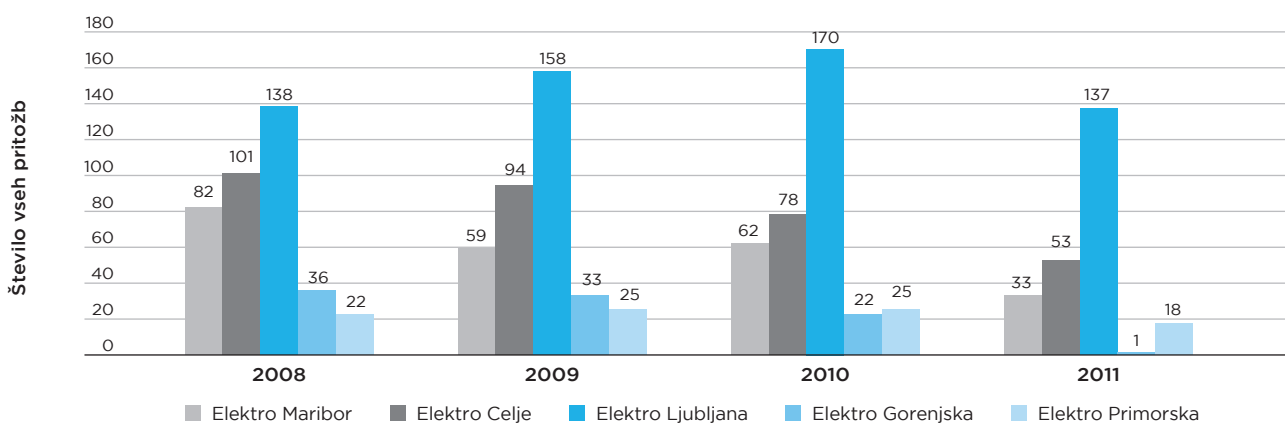
Zahtevana raven komercialne kakovosti je določena s sistemskimi in zjamčenimi standardi komercialne kakovosti. Kršitev zjamčenih standardov komercialne kakovosti, ki so določeni z zakonodajo oziroma jih določi regulator, lahko ima za izvajalca posamezne storitve finančne posledice, in sicer v obliki plačila kompenzacije posameznemu uporabniku. Iz vrednosti sistemskih standardov lahko uporabnik sklepa o pričakovani kakovosti posameznega izvajalca, saj odražajo povprečno raven kakovosti storitev oziroma delež vseh uporabnikov omrežja, ki jim je zahtevana raven kakovosti storitve zagotovljena.

Kakovost napetosti

Sistemske operaterji morajo skladno z zakonodajo izvajati stalni monitoring na meji med prenosnim in distribucijskim omrežjem ter na prevzemno-predajnih mestih večjih proizvajalcev in odjemalcev. Občasni monitoring se izvaja po vnaprej določenem načrtu. Pri obravnavi pritožbe uporabnika se izvede monitoring kakovosti napetosti, ki traja najmanj en teden. Monitoring kakovosti napetosti pa se izvaja tudi v postopku izdaje soglasja za priključitev, ko izdajatelj soglasja na ta način preveri razmere kakovosti napetosti v omrežju.

Podatki za kakovost napetosti se zajemajo iz merilnih mest stalnega in občasnega monitoringa v skladu s standardom SIST EN 50160. Po posameznih podjetjih se število pritožb z leti spreminja (glej slika 10), tako da je zelo težko določiti trend povečevanja ali zmanjševanja pritožb zoper neustrezno kakovost napetosti. Po številu vseh pritožb najbolj izstopa EDP Elektro Ljubljana.

Slika 10: Število vseh pritožb v zvezi s kakovostjo napetosti v obdobju 2008–2011 po posameznih elektrodistribucijskih podjetjih



Viri: podatki elektrodistribucijskih podjetij

Tabela 9: Število in deleži upravičenih pritožb v zvezi s kakovostjo napetosti v obdobju 2009–2011

Elektrodistribucijsko podjetje	2009			2010			2011		
	Skupaj vse pritožbe	Število upravičenih pritožb	Delež upravičenih pritožb	Skupaj vse pritožbe	Število upravičenih pritožb	Delež upravičenih pritožb	Skupaj vse pritožbe	Število upravičenih pritožb	Delež upravičenih pritožb
Elektro Maribor	59	49	83,1 %	62	47	75,8 %	33	25	75,8 %
Elektro Celje	94	77	81,9 %	78	59	75,6 %	53	47	88,7 %
Elektro Ljubljana	158	98	62,0 %	170	110	64,7 %	137	111	81,0 %
Elektro Gorenjska	33	20	60,6 %	22	9	40,9 %	1	0	0,0 %
Elektro Primorska	25	16	64,0 %	25	17	68,0 %	18	10	55,6 %
Skupaj	369	260	70,5 %	357	242	67,8 %	242	193	79,8 %

Viri: podatki elektrodistribucijskih podjetij

Kakovost napetosti v prenosnem omrežju

V skladu z določili Uredbe o splošnih pogojih za dobavo in odjem električne energije (Uradni list RS, št. 117/02), sistemski operater prenosnega omrežja (Eles) izvaja aktivnosti, ki opredeljujejo kakovost storitev upravljavca prenosnega omrežja. V letu 2011 je Eles na visokonapetostnem omrežju izvajal stalni monitoring kakovosti napetosti v skladu s SIST EN 50160 v 162 stičnih točkah (meja z distribucijami, proizvodnjo in neposrednimi odjemalci). Vzpostavitev stalnega monitoringa kakovosti napetosti se bo v prihodnjih letih nadaljevala še v preostalih stičnih točkah med prenosnim omrežjem in njegovimi uporabniki, kjer stalni monitoring trenutno še ni aktiven, in na povezovalnih točkah s sosednjimi prenosnimi omrežji Hrvaške, Avstrije in Italije. Poleg kazalnikov, ki se uporabljajo za nadzor neprekinjenosti napajanja na distribucijskem omrežju (SAIDI, SAIFI, MAIFI), se na prenosnem omrežju spremljajo tudi nekateri drugi kazalniki, ki temeljijo na količini nedobavljene energije (ENS).

Analiza podatkov kaže, da so parametri napetosti v točkah, kjer je vzpostavljen stalni monitoring, v skladu z zahtevami slovenskega standarda SIST EN 50160, razen velikosti napajalne napetosti, harmonske napetosti, neravnotežja napajalne napetosti in flikerja. Problem visokega nivoja flikerja se pojavlja na področjih, kjer so veliki odjemalci, katerih porabniki prevzemajo neenakomeren tok induktivnega karakterja, ki povzroča velika nihanja (kolebanja) napetosti v prenosnem omrežju. Največji vpliv na celotni fliker v elektroenergetskem sistemu ima Jeklarna Jesenice, saj je njegova mejna vrednost presežena na celotnem gorenjskem območju in določenih ljubljanskih vozliščih. Nekoliko manjši vpliv ima fliker na območju Koroške, kjer tovrstne nevesčnosti povzročajo elektro-obločne peči v Železarni Ravne. Tretje območje vpliva flikerja je v okolici Jeklarne Štore. Občasni pojavi flikerjev so prisotni tudi na nekaterih drugih področjih. Ti flikerji nastajajo ob izklopih daljnovodov, transformatorjev, zaradi številnih rednih letnih revizij, remontov in gradenj ter ob izpadih elementov zaradi neviht, atmosferskih praznjenj ipd.

3.1.3.5 Večletni razvoj elektroenergetskega omrežja

Sistemska operaterja prenosnega in distribucijskega omrežja sta za obdobje 2011–2020 pripravila načrte razvoja, v katerih je določen načrtovani fizični in vrednostni obseg naložb v nove objekte in v obnovo obstoječih objektov elektroenergetske infrastrukture tako na prenosnem kot na distribucijskem omrežju.

Načrte, ki morajo biti usklajeni z nacionalnim energetskim programom, ovrednoti in k njim poda soglasje ministrstvo, pristojno za energijo. V načrtih so upoštevane strateške usmeritve nacionalne energetike, načrti so med seboj razvojno usklajeni. Pri načrtovanju sistemski operaterja uporabljata enotno metodologijo, ki upošteva dolgoročne napovedi porabe, analize pričakovanih obratovalnih stanj, stopnjo zanesljivosti napajanja porabnikov in ekonomske analize, ter tudi morebitne lokacije novih večjih proizvodnih virov.

V navedenih načrtih razvoja za obdobje 2011–2020 sta sistemski operaterja načrtovala naložbe v elektroenergetsko infrastrukturo za prenos in distribucijo električne energije v vrednosti 2392 milijonov evrov, od tega za prenosno omrežje 635 milijonov evrov in za distribucijsko omrežje 1757 milijonov evrov.

Po načrtu razvoja distribucijskega omrežja naj bi naložbe distribucijskih podjetij svoj vrh dosegle v letu 2015, potem pa naj bi postopno upadale. Na prenosnem omrežju naj bi se obseg naložb povečeval in svoj vrh dosegel v letu 2014, po tem pa naj bi se postopno zniževal in dosegel najnižji obseg v letu 2019.

Poudariti je treba, da je na izvajanje načrtov razvoja po letu 2009 naprej močno vplivala gospodarska kriza, saj se je obseg novih naložb predvsem v industrijskem in gradbenem sektorju močno zmanjšal. Enako je pričakovati tudi v začetku obdobja 2011–2020. Realizacijo posameznih naložb zavirajo tudi problemi pri umeščanju elektroenergetskih objektov v prostor. To velja predvsem za linijske elektroenergetske objekte napetostnih nivojev 400 kV in 110 kV.

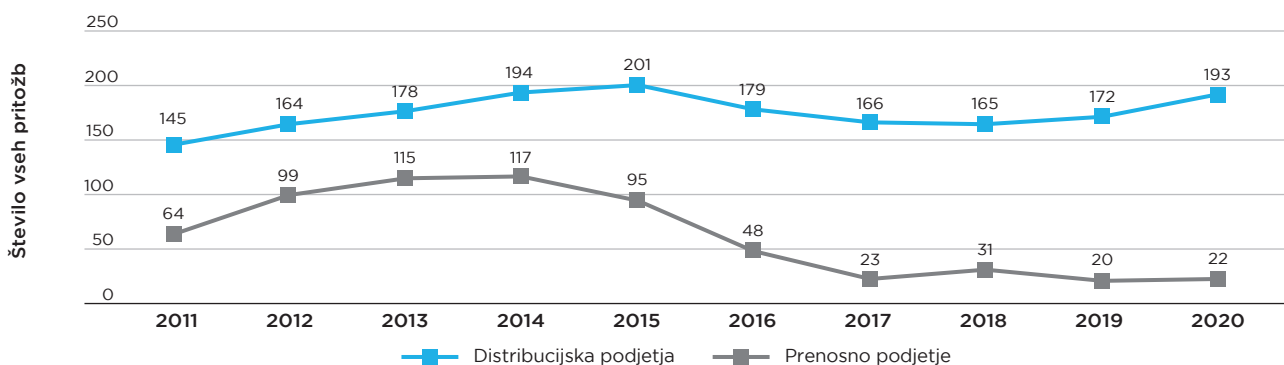
Na prenosnem notranjem omrežju so v obdobju do leta 2020 predvidene naslednje večje naložbe: DV 2 x 400 kV Beričevo–Krško, DV 2 x 400 kV Podlog–Cirkovce – prehod z 220 kV na 400 kV, DV 2 x 400 kV Beričevo–Divača ter DV 2 x 110 kV Beričevo–Trbovlje. Predvidene so naložbe v mednarodne povezave z Italijo 2 x 400 kV Okroglo–Videm in z Madžarsko DV 2 x 400 kV Cirkovce–Pince. Za vse te naložbe, predvsem pa za 400-kV povezave je značilno, da

se rok izgradnje z vsakim novim desetletnim načrtom razvoja podaljša za nekaj let, predvsem zaradi težav pri umeščanju objektov v prostor. Hkrati z gradnjo daljnovoda Cirkovce–Pince bo v Cirkovcah zgrajena tudi nova 400 kV razdelilno-transformatorska postaja. V Avčah bo nova RTP 400/110 kV vključena v daljnovodno povezavo Okroglo-Videm. Nova 110 kV RTP-ja sta predvidena v Brestanici in v Mostah, v načrtu pa so tudi rekonstrukcije obstoječih razdelilno-transformatorskih postaj.

Sistemeski operater distribucijskega omrežja bo v naslednjih 10 letih največ sredstev namenil naložbam v sredjenapetostno omrežje (31 %), sledijo vlaganja v 110 kV (30 %), sekundarno (17 %) in nizkonapetostno elektroenergetsko infrastrukturo. Vlagal bo v sistem naprednega merjenja, za kar so v nekaterih posameznih elektrodistribucijskih podjetjih že izvedli pilotske projekte, prav tako pa po naravni poti obstoječe mehanske števec zamenjujejo s sistemskimi (AMI) števci. Nadaljuje se trend kabliranja SN-omrežja. Te investicije so pomembne, ker so vplivi okolja na kabelske vode v primerjavi z nadzemnimi vodi manjši, kar posledično izboljšuje kakovost oskrbe z električno energijo, lažja pa je tudi umestitev v prostor. Na SN-omrežju se z novimi investicijami in rekonstrukcijami sčasoma prehaja z 10 in 35 kV na 20-kV napetostni nivo.

Distribucijsko omrežje se mora prilagajati povečanemu priključevanju novih razpršenih virov iz OVE in SPTA na NN- in SN-omrežje. Obstoječe distribucijsko omrežje, ki je bilo grajeno predvsem za pretoke moči od velikih proizvajalcev, priključenih na prenosno omrežje, do porabnikov na distribucijskem omrežju, za takšno obratovanje ni načrtovano. V primeru izpada dela omrežja, ki vsebuje veliko razpršenih virov, lahko pride do otočnega obratovanja in nevarnih ponovnih vklopov v omrežje. Pri velikem deležu razpršenih virov je lahko problematično tudi obvladovanje napetostnih razmer. Omrežje se bo zato moralo iz pasivnega transformirati v aktivno, v katerem bodo sodelovali sistemeski operaterji, proizvajalci in odjemalci. Prav tako se bodo morali prilagoditi tudi zaščitni sistemi in sistemi vodenja. Razpršene vire je smiselno priključevati v omrežje tam, kjer so vplivi nanj najmanjši. Zato se izvajajo analize in študije možnih lokacij za umestitev razpršenih virov, ki bodo opredelile tiste dele omrežja, ki so najbolj primerni za priključitev.

Slika 11: Načrtovane naložbe prenosnega podjetja in distribucijskih podjetij skupaj po načrtih razvoja za obdobje 2011–2020



Vira: Eles, SODO

3.1.4 Omrežnine za prenosno in distribucijska omrežja

Agencija določi metodologijo za določitev omrežnine in kriterije za ugotavljanje upravičenih stroškov za elektroenergetsko omrežje ter metodologijo za obračunavanje omrežnine. Na podlagi metodologije za določitev omrežnine in kriterijev za ugotavljanje upravičenih stroškov za elektroenergetsko omrežje agencija določi omrežnino za prenosno elektroenergetsko omrežje, omrežnino za distribucijsko elektroenergetsko omrežje in omrežnino za sistemske storitve. Na podlagi določenih omrežnin in metodologije za obračunavanje omrežnine agencija določi tarifne postavke za omrežnino za prenosno omrežje, distribucijsko omrežje, sistemske storitve, posebne sistemske storitve in priključno moč.

3.1.4.1 Določanje omrežnine

V letu 2010 je agencija uveljavila nov Akt o metodologiji za določitev omrežnine in kriterijih za ugotavljanje upravičenih stroškov za elektroenergetsko omrežje in metodologiji za obračunavanje omrežnine, s katerim je določila, da traja tretje regulativno obdobje od 1. januarja 2011 do 31. decembra 2012.

Metodologija za določitev omrežnine temelji na metodi regulirane omrežnine. Metoda regulirane omrežnine se izvaja tako, da se sistemskemu operaterju z določitvijo omrežnine in drugih prihodkov ter ob upoštevanju presežka omrežnine iz preteklih let zagotovi pokritje vseh upravičenih stroškov regulativnega obdobja in primanjkljaj omrežnine preteklih let.

Agencija je pred začetkom tretjega regulativnega obdobja sistemskima operaterjema za regulativno obdobje z odločbama določila regulativni okvir. Regulativni okvir je vrednostna opredelitev upravičenih stroškov in virov za pokrivanje upravičenih stroškov sistema operaterja ter primanjkljajev oz. presežkov omrežnine preteklih let po posameznih letih regulativnega obdobja.

Upravičeni stroški sistema operaterja so:

- stroški delovanja in vzdrževanja,
- stroški električne energije za izgube v omrežju,
- amortizacija in
- reguliran donos na sredstva.

Viri za pokrivanje upravičenih stroškov sistema operaterja so zraven omrežnine in presežka iz preteklih let tudi drugi prihodki, in sicer:

- prihodki iz zaračunavanja storitev,
- prihodki od telekomunikacij,
- prihodki iz medsebojnih nadomestil med sistemskimi operaterji prenosnega omrežja,
- prihodki od prezasedenosti,
- prihodki, povezani s povprečnimi stroški priključevanja in omrežnine za priključno moč, brezplačno prevzetimi sredstvi, sovlaganji in s sredstvi, ki se financirajo s prihodki od prezasedenosti,
- prevrednotovalni poslovni prihodki v zvezi s terjatvami zaradi stečajev in prisilnih poravnav in
- drugi prihodki, ki izvirajo iz opravljanja regulirane dejavnosti.

Prihodki, povezani s povprečnimi stroški priključevanja in omrežnine za priključno moč, brezplačno prevzetimi sredstvi, sovlaganji in s sredstvi, ki se financirajo s prihodki od prezasedenosti, se letno priznajo v višini obračunane amortizacije.

Metoda regulirane omrežnine temelji tudi na spodbudah, ki so odvisne od doseganja nižjih stroškov od upravičenih stroškov in od dosežene ravni kakovosti oskrbe.

Če sistemski operater doseže nižje stroške, kot so dejanski upravičeni stroški, sme razliko zadržati.

Reguliranje s kakovostjo oskrbe se izvaja s pomočjo kazalnikov neprekinjenosti napajanja (SAIDI, SAIFI) za dejavnost sistema operaterja distribucijskega omrežja. Za vsako leto regulativnega obdobja agencija na podlagi izhodiščnih vrednosti kazalnikov SAIDI in SAIFI ter ob upoštevanju sistemskih standardov neprekinjenosti napajanja določi referenčne ravni kazalnikov neprekinjenosti napajanja. Ob koncu leta se ugotovi odstopanje dosežene ravni od referenčne ravni, kar je osnova za določitev faktorjev q za posamezna območja distribucijskega omrežja. Faktorji q se določijo s pomočjo sheme upravičenosti nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja ter predstavljajo za sistema operaterja delež (ne)upravičenost nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja. Če sistemski operater ne doseže zahtevane kakovosti oskrbe, se mu nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja ustrezno znižajo (penali), v primeru doseganja zahtevane ravni kakovosti oskrbe pa je sistemski operater upravičen do dejanskih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja (spodbuda).

Po zaključku posameznega regulativnega leta je sistemski operater dolžan ugotoviti odstopanja od regulativnega okvira. Odstopanja se ugotavljajo kot razlika med načrtovanimi in dejanskimi upravičenimi stroški sistema operaterja ter kot razlika med načrtovanimi in dejanskimi viri za financiranje upravičenih stroškov. Metoda regulirane omrežnine določa obvezo sistema operaterja, da mora presežek omrežnine upoštevati kot namenski vir za pokrivanje primanjkljajev preteklih let oziroma upravičenih stroškov naslednjih let. Istočasno pa metoda regulirane omre-

žnine daje sistemskemu operaterju pravico, da lahko primanjkljaj omrežnine uveljavi pri določitvi omrežnine v naslednjih letih.

Agencija spremlja izvajanje regulativnega okvira med regulativnim obdobjem, tako da spremlja mesečno realizacijo omrežnine, izvaja analize določenih kriterijev upravičenosti stroškov in preverja izračunana odstopanja od regulativnega okvira.

Če agencija ugotovi, da so znotraj regulativnega obdobja nastale bistvene spremembe pri poslovanju sistema operaterja, lahko spremeni regulativni okvir že med regulativnim obdobjem.

Prav tako mora agencija izdati posebno odločbo, če ugotovi, da odstopanja niso izračunana skladno z metodologijo.

Agencija je skladno z EZ dolžna izvesti tudi preizkus metodologije ali dela metodologije, če se v dveh mesecih po objavi metodologije izkaže pravni interes in navedejo razlogi za ponovni preizkus. Zahtevan preizkus mora agencija izvesti v dveh mesecih in vlagatelja obvestiti o svojih ugotovitvah.

3.1.4.2 Obračunavanje omrežnine

Za določanje obračunavanja omrežnine agencija uporablja netrancijsko metodo poštnih znamke, kar pomeni sistem enotnih tarifnih postavk za obračunavanje omrežnine na celotnem območju Slovenije v okviru posamezne odjemne skupine. Za razdelitev stroškov po napetostnih nivojih je določen bruto pristop za obračun omrežnine za prenosno in distribucijsko omrežje.

3.1.5 Poslovanje reguliranih podjetij

3.1.5.1 Poslovanje sistema operaterja prenosnega omrežja

Eles je poslovno leto 2011 končal s 4,11 milijona evrov čistega poslovnega izida, kar je 1,2 milijona evrov manj kot leta 2010.

V letu 2011 je sistemski operater prenosnega omrežja pridobil prihodek iz omrežnine za prenosno omrežje, omrežnine za sistemske storitve, omrežnine za posebno sistemske storitve in drugih prihodkov.

Tabela 10: Omrežnina, namenjena sistemskemu operaterju prenosnega omrežja

V mio EUR

Leto 2011	Regulativni okvir	Realizacija	Indeks real./reg. okvir
Omrežnina za prenosno omrežje	63,78	64,12	100,53
Omrežnina za sistemske storitve	35,29	34,88	98,84
Omrežnina za posebne sistemske storitve	0	0,18	
Skupaj omrežnina	99,07	99,18	100,11

Vir: Eles

Eles je v letu 2011 realiziral za 0,5 % več omrežnine za prenosno omrežje, kot je načrtovala agencija v regulativnem okviru. Omrežnine za sistemske storitve je bilo realizirane za 2,16 % manj, kot je bilo načrtovano v regulativnem okviru za leto 2011. Omrežnina za posebne sistemske storitve v regulativnem okviru ni bila načrtovana, realizirana pa je bila v vrednosti 0,18 milijona evrov.

Med drugimi prihodki je Eles realiziral tudi prihodek od dražb za dodeljevanje prezasedenih čezmejnih prenosnih zmogljivosti (prihodek od prezasedenosti) in prihodek iz mehanizma čezmejnih poravnjav med sistemskimi operaterji v znesku 42,62 milijona evrov, kar je 23,97 % več kot v letu 2010.

V letu 2011 je Eles skladno s 46.a členom EZ in Uredbo o pogojih za dostop do omrežja za čezmejno izmenjavo električne energije št. 714/2009 del prihodka od dražb za dodeljevanje prezasedenih čezmejnih prenosnih zmogljivosti v izkazu poslovnega izida zmanjšal oziroma razmejil.

Eles izvaja GJS sistemskega operaterja prenosnega omrežja na prenosnem elektroenergetskem omrežju, katerega lastnik je. V letu 2011 je bila skupna sistemska dolžina daljnovodov 2603 kilometre.

Konec leta 2011 je bilo v Elesu 530 zaposlenih ali trije manj kot leta 2010.

3.1.5.2 Poslovanje sistemskega operaterja distribucijskega omrežja

SODO je poslovno leto 2011 (po nerevidiranih izkazih) končal s 1,95 milijona evrov čistega poslovnega izida, kar je 0,24 milijona evrov manj kot leta 2010.

Sistemski operater distribucijskega omrežja je v letu 2011 pridobil prihodek iz omrežnine za distribucijsko omrežje, omrežnine za posebno sistemsko storitev, omrežnine za priključno moč in drugih prihodkov.

V regulativnem okviru za leto 2011 je agencija načrtovala 244,94 milijona evrov prihodka iz omrežnine za distribucijsko omrežje. Ker je bila poraba električne energije manjša od načrtovane, je prihodek iz omrežnine za distribucijsko omrežje znašal 241,17 milijona ali 1,54 % manj, kot je bilo načrtovano. Prihodek iz omrežnine za posebno sistemsko storitev je znašal 2,33 milijona evrov.

Konec leta 2011 je bilo v družbi 26 zaposlenih, kar so 3 zaposleni več kot konec leta 2010.

SODO izvaja GJS sistemskega operaterja distribucijskega omrežja na distribucijskem elektroenergetskem omrežju v skupni dolžini 65.576 kilometrov, kamor je vključena tudi cestna razsvetljava. Od tega je SODO lastnik 19 kilometrov distribucijskega elektroenergetskega omrežja, v lasti odjemalcev pa je 955 kilometrov. Preostalo omrežje ima v najemu, in sicer:

- 17.267 kilometrov distribucijskega elektroenergetskega omrežja od Elektra Celje, podjetja za distribucijo električne energije, d.d., Vrunčeva 2a, Celje, www.elektro-celje.si,
- 5349 kilometrov distribucijskega elektroenergetskega omrežja od Elektra Gorenjska, podjetja za distribucijo električne energije, d.d., Ulica Mirka Vadnova 3a, Kranj, www.elektro-gorenjska.si,
- 17.150 kilometrov distribucijskega elektroenergetskega omrežja od Elektra Ljubljana, podjetja za distribucijo električne energije, d.d., Slovenska cesta 58, Ljubljana, www.elektro-ljubljana.si,
- 16.165 kilometrov distribucijskega elektroenergetskega omrežja od Elektra Maribor, podjetja za distribucijo električne energije, d.d., Vetrinjska ulica 2, Maribor, www.elektro-maribor.si in
- 8671 kilometrov distribucijskega elektroenergetskega omrežja od Elektra Primorska, podjetja za distribucijo električne energije, d.d., Erjavčeva 22, 5000 Nova Gorica, www.elektro-primorska.si.

SODO ima z lastniki distribucijskega elektroenergetskega omrežja sklenjeno Pogodbo o najemu elektrodistribucijske infrastrukture in izvajanju storitev za sistemskega operaterja distribucijskega omrežja (v nadaljevanju besedila pogodba).

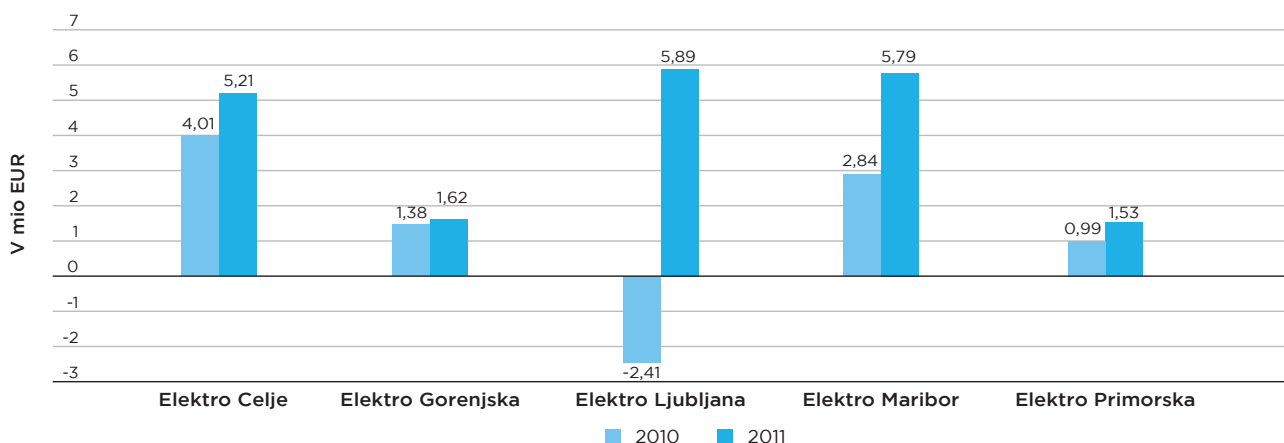
S pogodbo so urejena vsa vprašanja v zvezi z obsegom in namenom uporabe elektrodistribucijske infrastrukture, višina najemnine, pogoji in način vzdrževanja te infrastrukture in druga vprašanja v zvezi z infrastrukturo ter izvajanjem ostalih storitev, ki sistemskemu operaterju distribucijskega omrežja omogočajo učinkovito opravljanje svojih nalog.

3.1.5.3 Poslovanje lastnikov elektrodistribucijskega omrežja

V letu 2011 so lastniki elektrodistribucijskega omrežja iz družb izločili dejavnost prodaja upravičenim odjemalcem. Tako so lastniki elektrodistribucijske infrastrukture v letu 2011 pridobivali prihodek z oddajanjem elektrodistribucijskega omrežja v najem sistemskemu operaterju distribucijskega omrežja in z izvajanjem storitev za sistemskega operaterja distribucijskega omrežja ter z drugimi storitvami, ki so jih nudili na trgu.

Lastniki elektrodistribucijske infrastrukture so v letu 2011 po nerevidiranih izkazih ustvarili 19,20 milijona evrov čistega poslovnega izida. Od tega so z oddajanjem elektrodistribucijske infrastrukture v najem in izvajanjem storitev za sistemskega operaterja distribucijskega omrežja (najem in storitve) dosegli 20,04 milijona evrov čistega poslovnega izida.

Slika 12: Poslovni izid za dejavnost najem in storitve za SODO v mio EUR



Viri: podatki podjetij, agencija

Konec leta 2011 so lastniki elektrodistribucijske infrastrukture skupaj zaposlovali 3059 delavcev, kar je 7,61-odstotno zmanjšanje števila zaposlenih v primerjavi z letom 2010. V dejavnosti najem in storitve je bilo 2428 zaposlenih, kar je 1,24-odstotno zmanjšanje števila zaposlenih v primerjavi z letom prej.

3.1.6 Čezmejne prenosne zmogljivosti

3.1.6.1 Dostop do čezmejnih prenosnih zmogljivosti

Dodeljevanje in uporabo čezmejnih prenosnih zmogljivosti (v nadaljevanju ČPZ) je v letu 2011 do 2. marca urejala Uredba o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije (v nadaljevanju Uredba 1228/2003). Od 3. marca je isto področje urejala nova Uredba o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije in razveljavitvi Uredbe (ES) št. 1228/2003 (v nadaljevanju Uredba 714/2009), ki je bila sprejeta v okviru tretjega energetskega svežnja EU.

Na področju določanja in dodeljevanja razpoložljivih čezmejnih prenosnih zmogljivosti nova Uredba 714/2009 glede na predhodno ureditev ne prinaša bistvenih novosti. Po obeh uredbah so za to področje v vsaki državi odgovorni nacionalni sistemski operaterji prenosnega omrežja. Z ustrezno določenimi ČPZ in s postopkom dodeljevanja pravic njihove uporabe zagotovimo, da bodo pretoki po čezmejnih prenosnih vodih in tudi na vseh delih notranjih prenosnih omrežij v mejah, ki še omogočajo varno in zanesljivo obratovanje vseh medsebojno povezanih elektroenergetskih sistemov. Uredbi med drugim zahtevata obvezno uporabo tržnih metod dodeljevanja pravice uporabe prostih ČPZ, med katerimi v Evropi trenutno uporabljamo eksplicitne in implicitne dražbe.

Na področju dodeljevanja ČPZ je bilo v letu 2011 uvedenih več pomembnih sprememb glede na pretekla leta. Najpomembnejša sprememba je bila uvedba spojitve trgov Slovenije in Italije, s katero so se ČPZ za dan vnaprej začele dodeljevati prek implicitnih dražb. To je bil prvi korak Slovenije v smeri uvedbe ciljnega evropskega modela trga po letu 2014, ki predvideva implicitno dodeljevanje ČPZ za dan vnaprej na vseh evropskih mejah. Naslednja pomembna sprememba je bil začetek skupnega koordiniranega eksplicitnega dodeljevanja ČPZ v regijah Srednja vzhodna Evropa (v nadaljevanju CEE) in Srednja južna Evropa (v nadaljevanju CSE). Tako je v regiji CEE v letu 2011 vse razpoložljive zmogljivosti dodeljevala dražbena hiša CAO s sedežem v Nemčiji, v regiji CSE pa je od aprila 2011 zmogljivosti dodeljevala dražbena hiša CASC EU s sedežem v Luksemburgu. Naslednja sprememba v letu 2011 je bila uvedba bilateralno koordiniranih eksplicitnih dražb na meji med Slovenijo in Hrvaško. Tako je Eles v letu 2011 izvajal eksplicitne dražbe na slovensko-hrvaški meji v smeri Slovenije, v prvih treh mesecih pa še na slovensko-italijanski meji v smeri Italije. V nasprotnih smereh sta dražbe izvajala sosednja sistemski operaterja prenosnega omrežja, HEP-OPS na meji s Hrvaško in Terna na meji z Italijo. S tem je Slovenija na obeh mejah

proti državama EU na področju dodeljevanja ČPZ v celoti zadostila zahtevam zgoraj navedenih uredb, pomemben korak pa je storila tudi na meji s Hrvaško, kjer je uvedla osnovno raven izvajanja koordiniranih dražb.

Na vseh treh slovenskih mejah so se v okviru skupnega regijskega ali bilateralno koordiniranega dodeljevanja dodeljevale zmogljivosti na letni, mesečni in dnevni osnovi. Razen na meji z Italijo, kjer so se v okviru spojitve trgov zmogljivosti za dan vnaprej dodeljevale prek implicitnih dražb v okviru spojitve trgov, so bile vse preostale dražbe eksplisitne.

Količine dodeljenih ČPZ po posameznih mejah, skupaj s prihodki od dražb in ceno dodeljene megavatne ure električne energije, prikazuje tabela 11.

Tabela 11: Pregled dodeljenih količin ČPZ in prihodkov od dražb po posameznih mejah

Meja	Dodeljeno (MWh)	Prihodek (EUR)	Cena dodeljene ČPZ (EUR/MWh)
SI-IT	2.545.325	35.609.338	13,99
IT-SI	374.561	18.989	0,05
SI-AT	7.202.288	490.570	0,07
AT-SI	4.450.765	5.542.644	1,25
SI-HR	6.486.518	275.232	0,04
HR-SI	15.779.555	9.061.030	0,57

Vir: Eles

Dražbene hiše in sistemski operaterji prenosnih omrežij Slovenije, Italije in Avstrije so v letu 2011 dodelili čezmejne prenosne zmogljivosti v obsegu, ki omogoča veliko večje pretoke, kot so bili dejansko doseženi. To je posledica uporabe pravila »uporabi ČPZ ali jo izgubiš«, po katerem se vse dodeljene ČPZ, dodeljene na dražbi za daljše časovno obdobje, katerih uporabe njihovi nosilci ne najavijo (nominirajo) do roka, ponovno dodeljujejo na dražbi za krajše obdobje. Tako se del skupnih razpoložljivih zmogljivosti večkrat pojavi na dražbah. Iz tabele je prav tako razvidno, da je imela v letu 2011 najvišjo vrednost prenosna zmogljivost v smeri iz Slovenije v Italijo, kar je predvsem posledica razlik v cenah električne energije na veleprodajnih trgih Slovenije in Italije. V primerjavi z letom 2010 se je vrednost zmogljivosti iz Slovenije v Italijo sicer nekoliko znižala, in sicer s 15,92 EUR/MWh na 13,99 EUR/MWh. Hkrati se je vrednost zmogljivosti iz Avstrije v Slovenijo povečala z 0,25 EUR/MWh na 1,25 EUR/MWh. V zvezi z vrednostmi prihodkov v tabeli je treba poudariti, da vsi prihodki na mejah z Avstrijo in Italijo dejansko pripadajo slovenskemu sistemskemu operaterju prenosnega omrežja, medtem ko se prihodki na meji s Hrvaško delijo na polovico med slovenskim in hrvaškim sistemskim operaterjem prenosnega omrežja.

Glede na svojo zemljepisno lego je Slovenija vključena v tri regionalne trge z električno energijo – Srednja vzhodna Evropa, Srednja južna Evropa in tako imenovana osma regija Jugovzhodna Evropa. Sodelovanje v teh regijah pri obvladovanju prezasedenosti je predvideno tudi v Smernicah za obvladovanje prezasedenosti, ki so sestavni del Uredb 1228/2003 in 714/2009. Podrobnosti o dogajanjih v posameznih regijah so podane v poglavju 3.1.6.3 Sodelovanje med regulatorji.

3.1.6.2 Nadzor nad investicijskimi načrti sistema operaterja prenosnega omrežja

V juniju 2010 je evropsko združenje operaterjev prenosnih sistemov za električno energijo ENT-SO-E objavilo 10-letni načrt razvoja za obdobje od 2010 do 2020. 10-letni načrt razvoja vsebuje predvidene naložbe v prenosno infrastrukturo na področju 34 evropskih držav. Za prvih 5 let obravnavanega obdobja načrt predvideva skoraj 500 naložb v vrednosti prek 23 milijard evrov.

Cilji 10-letnega načrta razvoja je uveljavljanje načela preglednosti na področju investicij v prenosno omrežje ter nudenje podpore odločanju o investicijah na regionalni ravni.

Vsebinsko 10-letni načrt razvoja spodbuja integracijo obnovljivih virov, zanesljivost dobave električne energije ter promovira delovanje notranjega trga z električno energijo.

V 10-letnem načrtu razvoja 2010–2020 so za področje slovenskega prenosnega omrežja bistvene naslednje naložbe:

- 400 kV prečni transformator v RTP Divača,
- DV 2 x 400 kV Okroglo–Videm,
- DV 2 x 400 kV Cirkovce–Pince,
- DV 2 x 400 kV Beričevo–Krško,
- DV 2 x 400 kV Divača–Cirkovce prehod z 220 kV na 400 kV.

Naložba v 400 kV prečni transformator v RTP Divača je že izvedena, ostale naložbe pa so v načrtu označene kot dolgoročne. Sistemski operater slovenskega prenosnega omrežja Eles je vse navedene projekte uvrstil v svoj 10-letni načrt razvoja.

3.1.6.3 Sodelovanje med regulatorji

V letu 2011 je začela delovati Agencija za sodelovanje energetske regulatorje, ki ima sedež v Ljubljani. Sodelovanje med regulatorji evropskih držav, ki je predhodno potekalo predvsem v okviru evropskih združenj CEER in ERGEG, regionalnih pobud in bilateralnega sodelovanja, se je s tem v veliki meri preneslo prav na ACER.

Slovenski trg z električno energijo je vpet med tri različne regionalne trge z zelo različnimi cenami energije. To so trgi Srednje vzhodne Evrope (Nemčija, Avstrija, Poljska, Češka, Slovaška in Madžarska, regija CEE), italijanski trg in trg Jugovzhodne Evrope. V okviru vseh treh trgov potekajo regionalne pobude, ki delujejo pod vodstvom regulatorjev.

V regiji CEE že od leta 2006 potekajo aktivnosti za vzpostavitev določanja in dodeljevanja ČPZ po novi metodi, ki bo temeljila na dejanskih pretokih moči v omrežju (tako imenovana FB oz Flow Based metoda). Vse potrebne priprave za uvedbo te metode pod nadzorom regulatorjev izvajajo sistemski operaterji prenosnih omrežij iz regije. Začetek uporabe te metode je v bil v preteklih letih že večkrat prestavljen. V septembru 2011 pa so sistemski operaterji na svojem sestanku ugotovili, da se ne morejo poenotiti o uporabi te metode in so za pomoč pri odločitvi zaprosili regulatorje. Slednji so skupaj z ACER-jem prišli do zaključka, da je najboljša rešitev za regijo, da se začnejo takojšnje priprave za uvedbo ciljnega evropskega modela za dodeljevanje ČPZ za dan vnaprej, to je spojitve trgov z uporabo FB metode. Pri tej nalogi bodo vključeni tudi udeleženci iz regij Srednja zahodna Evropa (CWE) in Severna zahodna Evropa (NWE). Spojitev trgov vseh treh regij je predvideno ob koncu leta 2013.

V regiji Srednja južna Evropa, ki obsega Italijo in njene sosednje države, je bila večina aktivnosti v letu 2011 posvečena harmonizaciji pravil za dodeljevanje ČPZ v tej regiji in v sosednji regiji CWE. Po tem, ko je v aprilu 2011 začela vse dražbe za dodeljevanje ČPZ za obe regiji izvajati dražbena hiša CASC.EU, vendar po ločenih pravilih za vsako regijo, so stekle priprave za pripravo skupnih pravil za obe regiji. Te aktivnosti, ki so pod nadzorom regulatorjev potekale v obdobju od aprila, so se uspešno končale v oktobru, ko so sistemski operaterji regulatorjem za izdajo soglasja poslali nova pravila za leto 2012.

V tako imenovani osmi regiji (Jugovzhodna Evropa) so v letu 2011 še vedno potekale priprave na ustanovitev skupne dražbene hiše. Ker večino te regije sestavljajo države podpisnice pogodbe o Energetski skupnosti, v katerih se je liberalizacija trga z električno energijo začela kasneje kot v državah EU in še vedno poteka, se ta regija v precejšnji meri razlikuje od ostalih. Precejšnja ovira na poti do napredka v tej regiji so tudi nerešena politična vprašanja med posameznimi državami in območji v regiji.

3.1.7 Odločanje v zvezi s spori in pritožbami

Agencija ima zakonsko pooblastilo za odločanje v upravnem postopku na prvi stopnji v sporih med uporabniki omrežja in sistemskimi operaterji oziroma organizatorjem trga, na drugi stopnji pa o pritožbah proti odločbam sistema operaterja o soglasju za priključitev na omrežje.

Število vloženih sporov se je v letu 2011 primerjavi z letom 2010, ko je bilo na agencijo vloženih 48 zahtev za odločanje, zmanjšalo za 37 %. Leta 2011 je agencija namreč prejela skupaj 30 zahtev za odločanje, od tega je bilo na področju električne energije vloženih 27 zahtev.

V zadnjih treh letih je prevladovalo odločanje o pritožbah proti izdanemu soglasju za priključitev na elektroenergetsko omrežje. Odjemalci so se na izdana soglasja za priključitev pritoževali zlasti zaradi zavrnitve soglasij za priključitev in zaradi neustrezne kakovosti napetosti električne energije.

3.2 Tržne dejavnosti

3.2.1 Organizirani trg z električno energijo v Sloveniji

Slovenski organizirani trg z električno energijo se v osnovi deli na veleprodajni in maloprodajni trg. Na veleprodajnem nastopajo proizvajalci, trgovci in dobavitelji električne energije, ki med sabo sklepajo zaprte pogodbe, pri katerih so količine in časovni potek dobave pogodbenih količin električne energije vnaprej določeni, cena pa ni odvisna od dejanske realizacije pogodb. Na veleprodajnem trgu udeleženci posle sklepajo bilateralno na t.i. OTC trgu ali na borzah v Sloveniji in v tujini. Na maloprodajnem trgu nastopajo dobavitelji in odjemalci, ki sklepajo odprte pogodbe, pri katerih količine dobavljene energije in časovni potek dobave niso vnaprej določeni. Odjemalci plačajo dobavljeno energijo na podlagi dejansko porabljene količine električne energije, merjene z ustreznimi števci.

Organizator slovenskega trga z električno energijo, družba Borzen, je po EZ zadolžena, da evidentira vse pogodbe, sklenjene na organiziranem trgu. Tako organizator trga evidentira vse pogodbeno dogovorjene obveznosti, v katerih se električna energija kupi ali proda v Sloveniji oziroma se energija prenese prek regulacijskega območja. To zajema evidentiranje vseh pogodb, sklenjenih med člani bilančne sheme, vseh izvoznih in uvoznih zaprtih pogodb ter poslov, sklenjenih na borzi. Razen tega organizator trga v obliki obratovalnih napovedi proizvodnje in odjema evidentira tudi pogodbe med dobavitelji in odjemalci ter proizvajalci električne energije.

V letu 2011 je bilo skupaj evidentiranih 93.958 zaprtih pogodb, medtem ko je znašala skupna količina električne energije iz evidentiranih obratovalnih napovedi v okviru odprtih pogodb 73.114.379 MWh. V primerjavi s predhodnim letom je bilo število evidentiranih zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi višje za 19,8 %, skupna količina električne energije iz evidentiranih zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi pa je bila višja za 16,2 %.

3.2.2 Proizvodnja in veleprodajni trg

3.2.2.1 Proizvodna podjetja

V letu 2011 so na proizvodnem trgu električne energije delovala naslednja proizvodna podjetja, ki imajo velike objekte z močjo nad 10 MW:

- Dravske elektrarne Maribor, d.o.o. (DEM),
- Soške elektrarne Nova Gorica, d.o.o. (SENG),
- Termoelektrarna Šoštanj, d.o.o. (TEŠ),
- Termoelektrarna Trbovlje, d.o.o. (TET),
- Savske elektrarne Ljubljana, d.o.o. (SEL),
- Termoelektrarna Brestanica, d.o.o. (TEB),
- Nuklearna elektrarna Krško, d.o.o. (NEK) in
- Termoelektrarna toplotna Ljubljana, d.o.o. (TE-TOL).

Podjetja DEM, SEL, HESS in SENG pridobivajo električno energijo v hidroelektrarnah, NEK v jedrski elektrarni, TEŠ in TET v termoelektrarnah na premog, TEB iz tekočih in plinastih goriv, TE-TOL pa proizvaja toploto in električno energijo v procesu sproizvodnje na premog.

V okviru skupine Holding slovenske elektrarne (HSE) so v letu 2011 delovala podjetja DEM, SENG, TEŠ, TET in HESS. HSE je z omenjenimi proizvodnimi zmogljivostmi na slovenskem veleprodajnem trgu z električno energijo predstavljal prvi energetske steber. Drugi energetske steber na slovenskem veleprodajnem trgu je tvorila skupina GEN energija, v katero so v letu 2011 bila vključena proizvodna podjetja SEL, TEB in NEK.

Razen proizvodnje v velikih elektrarnah, ki so priključene na prenosno omrežje, so v slovenski elektroenergetski sistem na prenosno in distribucijsko omrežje priključeni tudi proizvodni objekti

razpršene proizvodnje. V Sloveniji sta z vidika razpršenih virov pomembni predvsem proizvodnja v malih hidroelektrarnah (MHE) in proizvodnja v industrijskih objektih za soproizvodnjo toplote in električne energije. Razen malih sončnih elektrarn se je povečalo tudi število na novo izgrajenih in v omrežje vključenih elektrarn, ki električno energijo proizvajajo iz drugih obnovljivih virov (biomasa, bioplin, lesna biomasa, odlagališčni plin ipd.).

Tabela 12: Inštalirane moči proizvodnih objektov, ki so udeleženi na slovenskem elektroenergetskem trgu

Proizvajalec	Inštalirana moč na pragu [MW]	Delež - vsi proizvajalci v RS (%)	Delež na prenosnem omrežju (%)
HSE, d.o.o.	1.806	59,1 %	66,5 %
Hidroelektrarne	951		
Termoelektrarne	855		
GEN energija, d.o.o.	778	25,3 %	28,4 %
Hidroelektrarne	118		
Termoelektrarne	312		
Nuklearna elektrarna*	348		
TE-TOL, d.o.o.	113	3,7 %	4,2 %
Drugi manjši proizvajalci (na prenosnem omrežju)	25,6	0,8 %	0,9 %
Male hidroelektrarne	10,4		
Kogeneracije	15,2		
Drugi manjši proizvajalci (na distribucijskem omrežju)	251,77	11,1 %	-
Male hidroelektrarne	101,42		
Sončne elektrarne	115,49		
Vetrne elektrarne	0,02		
Elektrarne na biomaso	5,20		
Geotermalne elektrarne	0,00		
Elektrarne na odlagališčni plin	7,06		
Elektrarne na plin iz čistilnih naprav	0,20		
Elektrarne na bioplin	27,67		
Soproizvodnja na lesno biomaso	10,05		
Soproizvodnja na fosilna goriva	37,19		
Drugo	33,49		
Skupaj v Republiki Sloveniji	3.060	100 %	-
- na prenosnem omrežju	2.722	-	100 %

* upoštevan je 50-% delež inštalirane moči NEK

Viri: podatki proizvodnih podjetij

Skladno z meddržavnim sporazumom med Slovenijo in Hrvaško polovica proizvodnje NEK pripada Hrvaški, kar zmanjšuje delež NEK v dejanski slovenski proizvodnji električne energije. Tako so v letu 2011 slovenske elektrarne sicer proizvedle skupaj 15.137 GWh električne energije, dejanska slovenska proizvodnja električne energije pa je bila manjša in je znašala 12.186 GWh.

K proizvodnji električne energije na območju Slovenije, ki pripada slovenskim porabnikom električne energije (upoštevaje polovico proizvodnje NEK), so v letu 2011 največji delež prispevale termoelektrarne in hidroelektrarne, v katerih je bilo proizvedenih dobrih 68 % vse električne energije, namenjene slovenskemu trgu. Deležu termoelektrarn in hidroelektrarn sledi jedrska elektrarna s skoraj četrtino vse proizvedene električne energije.

Tabela 13: Deleži različnih vrst proizvodnje električne energije v Sloveniji

Vrsta proizvodnje	Proizvodnja (GWh)	Delež	Proizvodnja - 50 % NEK (GWh)	Delež
Jedrska elektrarna	5.902	39,0 %	2.951	24,2 %
Termoelektrarne	4.916	32,5 %	4.916	40,3 %
Hidroelektrarne	3.420	22,6 %	3.420	28,1 %
Drugi manjši proizvajalci (na prenosnem omrežju)	97	0,6 %	97	0,8 %
Drugi manjši proizvajalci (na distribucijskem omrežju)	803	5,3 %	803	6,6 %
Skupaj	15.137	100,0 %	12.186	100,0 %

Viri: podatki podjetij

V letu 2011 je bilo na slovensko elektroenergetsko omrežje priključenih za 79 MW novih proizvodnih zmogljivosti, največ je bilo sončnih elektrarn. Hkrati pa na elektroenergetskem omrežju ni prišlo do zaustavitve starih proizvodnih zmogljivosti.

Tabela 14: Priključitve novih in zaustavitve starih proizvodnih zmogljivosti v Sloveniji v letu 2011

Vrsta proizvodnje	Moč na pragu v letu 2011 priključenih novih elektrarn (MW)	Moč na pragu v letu 2011 zaustavljenih elektrarn (MW)
Hidroelektrarne	1,0	0,0
Sončne elektrarne	61,0	0,0
Elektrarne na bioplin	10,3	0,0
Soproizvodnja na fosilna goriva	6,4	0,0
Drugo	0,3	0,0
Skupaj	79,0	0,0

Viri: podatki proizvodnih podjetij

3.2.2.2 Stopnja konkurenčnosti proizvodnih podjetij

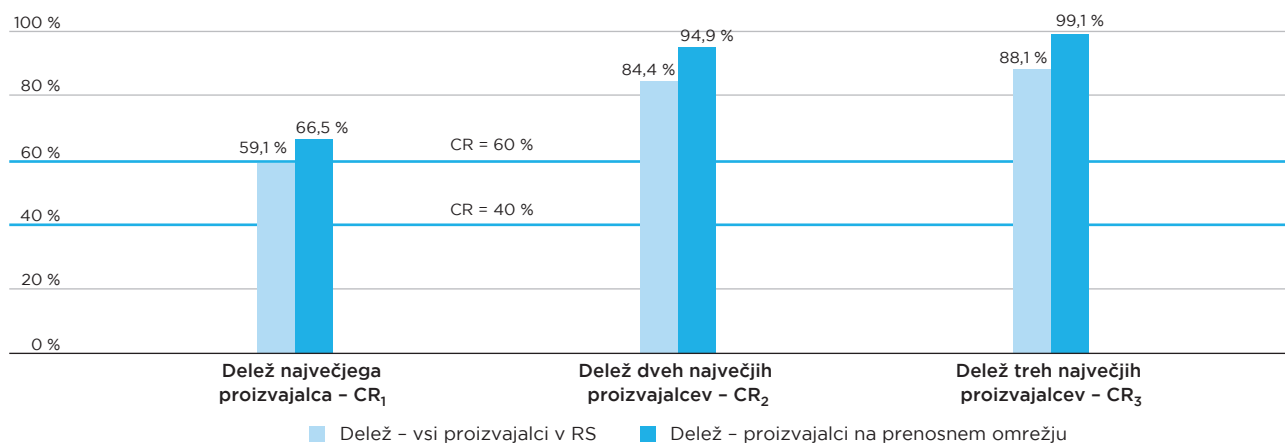
S stopnjo koncentracije označujemo skupni tržni delež največjih podjetij v panogi in merimo stopnjo tržne dominacije oziroma oligopola. Nanjo vplivata predvsem dva dejavnika – število podjetij na trgu in njihova relativna velikost. Ker je stopnja koncentracije vsota kvadratov tržnih deležev izbranega števila (n) le največjih podjetij na trgu, razporeditve tržne moči ne pojasnjuje v celoti. Stopnjo koncentracije za izbrano število (n) največjih podjetij označimo s CR_n .

V Sloveniji ima na podlagi 9. člena Zakona o preprečevanju omejevanja konkurence – ZPOMK-1 (Uradni list RS, št. 36/08) podjetje prevladujoč položaj na trgu, če njegov tržni delež preseže 40 %. Velja tudi, da ima dvoje ali več podjetij prevladujoč položaj, če je njihov tržni delež višji od 60 %. Izjemno pomembna je koncentracija na področju proizvodnje električne energije.

Na spodnjih slikah so prikazani trije različni kazalniki stopnje koncentracije, in sicer tržni delež največjega proizvajalca (CR_1), tržni delež dveh največjih proizvajalcev (CR_2) in tržni delež treh največjih proizvajalcev električne energije (CR_3) v Sloveniji.

Slika 13 prikazuje kazalnike CR_n glede na inštalirano moč ločeno za vse proizvajalce v Sloveniji in za proizvajalce samo na prenosnem omrežju (upoštevanih je 50 % inštalirane moči NEK).

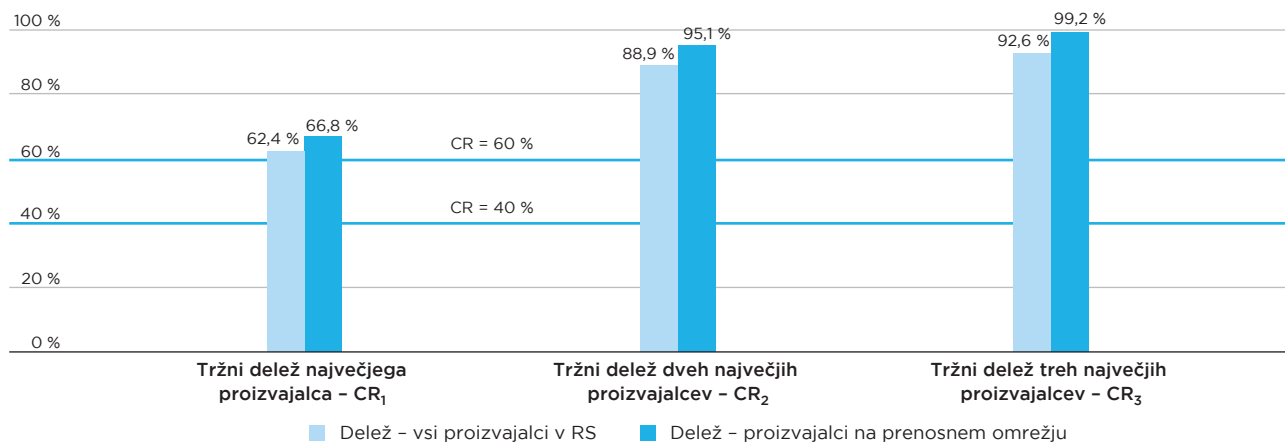
Slika 13: Kumulativni deleži enega (CR_1), dveh (CR_2) in treh (CR_3) največjih proizvajalcev električne energije glede na inštalirano moč (50 % NEK)



Viri: podatki podjetij

Naslednja slika prikazuje kazalnike CR_n glede na proizvedeno električno energijo (upoštevanih je 50 % pridobljene energije iz NEK).

Slika 14: Kumulativni deleži enega (CR_1), dveh (CR_2) in treh (CR_3) največjih proizvajalcev električne energije glede na količino proizvedene električne energije (50 % NEK)



Viri: podatki podjetij

Tudi v letu 2011 ne zaznavamo bistvenih sprememb tržne strukture proizvodnih podjetij. Na slovenskem veleprodajnem trgu sta oblikovana dva energetska stebra: HSE in GEN energija. HSE, katerega tržni delež močno presega 40 % (CR_1), ostaja tudi v letu 2011 prevladujoče podjetje. Delež dveh največjih proizvajalcev električne energije na prenosnem omrežju presega 95 % (CR_2), delež treh največjih proizvajalcev električne energije na prenosnem omrežju (CR_3) pa obvladuje več 99 %. Na veleprodajnem trgu z električno energijo je oblikovan tesen oligopol, saj imamo vzpostavljena le dva energetska stebra.

Herfindahl-Hirschmanov indeks (HHI) upošteva število vseh podjetij na trgu in njihovo relativno velikost. Podjetja z manjšim tržnim deležem imajo manjšo utež. Vrednost HHI, ki je manjša od 1000, kaže nizko koncentracijo, vrednost med 1000 in 1800 srednjo, nad 1800 pa visoko koncentracijo trga. Visoka koncentracija trga pomeni majhno število udeležencev trga z velikimi tržnimi deleži.

HHI so izračunani na podlagi skupne inštalirane moči, inštalirane moči na prenosnem omrežju in na podlagi proizvedene električne energije ob upoštevanju 50-odstotne proizvodnje NEK. Stanje prikazujeta tabeli 15 in 16.

Tabela 15: HHI glede na inštalirano moč proizvajalcev, ki so udeleženi na trgu

Proizvajalec	Tržni deleži po inštalirani moči	
	Skupaj v RS	Na prenosnem omrežju
HSE	59,1 %	66,5 %
GEN energija	25,3 %	28,4 %
TE-TOL	3,7 %	4,2 %
Drugi manjši proizvajalci na prenosnem omrežju	0,8 %	0,9 %
Drugi manjši proizvajalci na distribucijskem omrežju	11,1 %	-
Skupaj	100,0 %	100,0 %
HHI po inštalirani moči	4.272	5.246

Viri: podatki proizvodnih podjetij

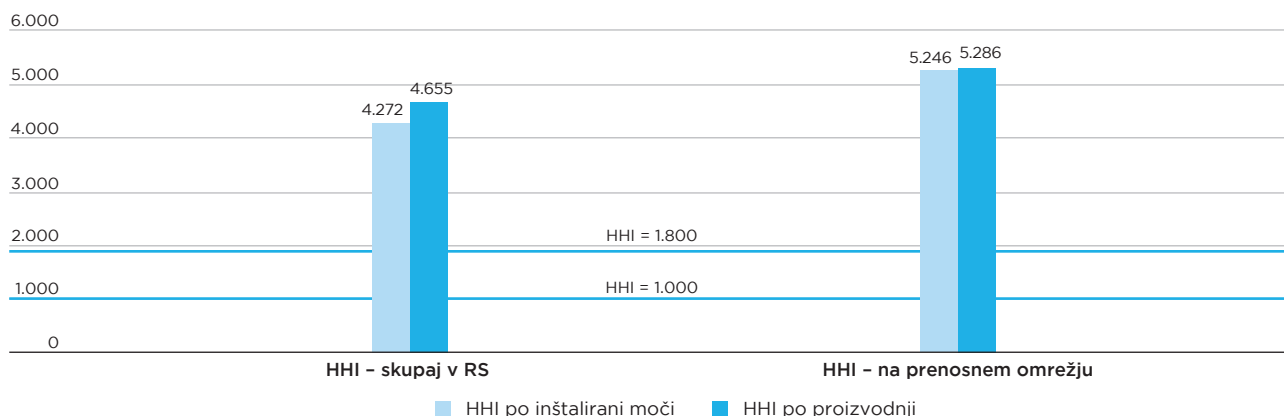
Tabela 16: HHI glede na proizvodnjo proizvajalcev, ki so udeleženi na trgu

Proizvajalec	Tržni deleži po proizvodnji	
	Skupaj v RS	Na prenosnem omrežju
HSE	62,4 %	66,8 %
GEN energija	26,4 %	28,3 %
TE-TOL	3,7 %	4,0 %
Drugi manjši proizvajalci na prenosnem omrežju	0,8 %	0,8 %
Drugi manjši proizvajalci na distribucijskem omrežju	6,6 %	-
Skupaj	100,0 %	100,0 %
HHI po proizvodnji	4.655	5.286

Viri: podatki proizvodnih podjetij

HHI v letu 2011 še vedno dosegajo precej visoke vrednosti in močno presegajo zgornjo mejo srednje koncentracije (HHI = 1800). Na ta način kažejo prevladujoč položaj proizvajalcev DEM, SENG, TEŠ, TET in HESS, združenih v HSE pri proizvodnji električne energije ter zagotavljanju večine sistemskih storitev. Drugi energetski steber, ki ga predstavlja GEN energija, razpolaga s proizvodnimi kapacitetami SEL, TEB in NEK. Tretje največje proizvodno podjetje je TE-TOL. K skupni proizvodnji električne energije v slovenskem prostoru prispevajo še drugi manjši proizvajalci, ki so priključeni na prenosno ali distribucijsko omrežje.

Slika 15: HHI proizvodnih podjetij električne energije



Viri: podatki podjetij

3.2.2.3 Poslovanje proizvodnih podjetij

Podjetja za proizvodnjo električne energije so (po nerevidiranih izkazih) leto 2011 končala s 25,71 milijona evrov čistega poslovnega izida, kar je 5 % manj kot v letu 2010. V letu 2011 so najboljši rezultat, ki v skupni strukturi pomeni 40,8 %, dosegle Dravske elektrarne Maribor.

Tabela 17: Čisti poslovni izid proizvodnih podjetij električne energije

V mio EUR

	2010	2011	Indeks 11/10
Dravske elektrarne Maribor	12,98	10,50	80,9
Savske elektrarne Ljubljana	0,63	0,77	122,2
Soške elektrarne Nova Gorica	9,70	6,16	63,5
Hidroelektrarne na spodnji Savi	0,59	0,45	76,3
Termoelektrarna Brestanica	1,65	1,07	64,8
Termoelektrarna Šoštanj	4,20	6,06	144,3
Termoelektrarna Trbovlje	-0,45	0,05	-11,1
Termoelektrarna toplarna Ljubljana	-2,24	0,65	-29,0
Nuklearna elektrarna Krško	0,00	0,00	
Skupaj	27,06	25,71	95,0

Viri: podatki podjetij (nerevidirani izkazi podjetij za leto 2011)

Podjetja za proizvodnjo električne energije so konec leta 2011 zaposlovala 2265 delavcev, od tega v hidroelektarnah 559, v termoelektarnah 1083 in v Nuklearni elektrarni Krško 623. V primerjavi z letom 2010 se je število zaposlenih v termoelektarnah zmanjšalo za 10 ali za 0,9 %, v Nuklearni elektrarni Krško se je število zaposlenih povečalo za 32 ali za 5,4 %, v hidroelektarnah pa se je število zaposlenih povečalo za 9 ali za 1,6 %.

Tabela 18: Število zaposlenih v podjetjih za proizvodnjo električne energije

	2010	2011	Indeks 11/10
Dravske elektrarne Maribor	282	285	101,1
Savske elektrarne Ljubljana	116	115	99,1
Soške elektrarne Nova Gorica	126	133	105,6
Hidroelektrarne na spodnji Savi	26	26	100,0
Termoelektrarna Brestanica	112	117	104,5
Termoelektrarna Šoštanj	488	477	97,7
Termoelektrarna Trbovlje	209	204	97,6
Termoelektrarna toplarna Ljubljana	284	285	100,4
Nuklearna elektrarna Krško	591	623	105,4
Skupaj	2.234	2.265	101,4

Viri: podatki podjetij

Država je neposredno ali posredno (prek lastništva HSE in GEN energije) večinska lastnica vseh podjetij za proizvodnjo električne energije, razen Nuklearne elektrarne Krško, kjer ima 50-odstotni lastniški delež in Termoelektrarne Toplarnne Ljubljana, kjer ima večinski lastniški delež Javno podjetje Energetika Ljubljana. HSE in GEN energija sta v 100-odstotni lasti države.

Tabela 19: Lastniška struktura podjetij za proizvodnjo električne energije

	Republika Slovenija	Holding slovenske elektrarne, d.o.o.	GEN energija, d.o.o.	Javno podjetje Energetika Ljubljana, d.o.o.	Drugi delničarji	Dravske elektrarne, d.o.o.	Hrvatska elektroprivreda, d.d.
Dravske elektrarne Maribor		100,0 %					
Savske elektrarne Ljubljana			100,0 %				
Soške elektrarne Nova Gorica		100,0 %					
Hidroelektrarne na spodnji Savi		51,0 %	12,6 %		5,6 %	30,8 %	
Termoelektrarna Brestanica			100,0 %				
Termoelektrarna Šoštanj		100,0 %					
Termoelektrarna Trbovlje		81,3 %			18,7 %		
Termoelektrarna toplarna Ljubljana	14,8 %			85,2 %			
Nuklearna elektrarna Krško			50,0 %				50,0 %

Viri: podatki podjetij

3.2.2.4 Cene in obseg trgovanja na borzi električne energije

Dejavnost izvajanja borze z električno energijo v Republiki Sloveniji izvaja družba BSP Regionalna energetska borza, d.o.o., ki enako dejavnost izvaja tudi na območju Republike Srbije. Na dan 31. december 2010 je na borzi BSP sodelovalo 31 polnopravnih članov, ki so trgovali na slovenskem trgu z električno energijo, kar je za 5 več kot v predhodnem letu.

V letu 2011 je borza BSP prevzela ključno vlogo na slovenski strani pri spojitvi trgov Slovenije in Italije. Spojitev trgov se je pričela izvajati 1. januarja 2011 in je pomembno prispevala k povečanju likvidnosti na slovenski borzi, saj so se v letu 2011 vse razpoložljive čezmejne prenosne zmogljivosti na slovensko-italijanski meji dodeljevale prek implicitnih dražb, torej s trgovanjem z energijo na borzi. Povečana likvidnost je v letu 2011 omogočila, da je slovenski trg dobil realen borzni indeks in realne urne cene električne energije.

Trgovci, ki trgujejo na borzi BSP, so lahko v letu 2011 trgovali v obliki avkcijskega ali sprotnega trgovanja. Pri avkcijskem trgovanju lahko trgovci do zaključka trgovanja vnašajo in preklicujejo svoje ponudbe, posli pa se sklepajo šele po zaključku trgovanja. Pri sprotne trgovanju lahko trgovci vnašajo in preklicujejo svoje doslej nesprejete ponudbe, vidijo trenutne cene ter imajo vpogled v knjigo ponudb. Posli se sklepajo, kakor hitro za to obstajajo pogoji v obliki prekrivanja ponudbe in povpraševanja. Pri avkcijskem trgovanju so lahko trgovci trgovali le z urnimi produkti (za vsako uro med 00.00 in 24.00), medtem ko je bilo pri sprotne trgovanju mogoče trgovati v več različnimi produkti. Vendar pa so v letu 2011 trgovci na slovenski borzi trgovali le v obliki avkcijskega trgovanja. Razen omenjenih borznih poslov so imeli tržni udeleženci v letu 2011 na borzi BSP možnost izvajanja obračuna sklenjenih bilateralnih poslov (tako imenovani OTC kliring), vendar tudi na tem področju ni bil sklenjen noben posel.

Celotni obseg trgovanja na borzi BSP je v letu 2011 znašal 1.527.966 MWh. To je bistveno več kot v predhodnem letu 2010, ko je znašal le 195.433 MWh. Glavni razlog za povečanje obsega trgovanja je uvedba spojitve trgov z Italijo. V okviru spojitve trgov je obseg trgovanja znašal 1.132.441 MWh, kar pomeni, da je tudi brez njega bilo na borzi prodanih in nakupljenih 395.525 MWh električne energije, kar predstavlja več kot podvojitve količin iz leta 2010, ko spojitve trgov še ni bilo.

V letu 2011 je povprečna cena za pasovno energijo znašala 57,20 EUR/MWh, za evro trapezno energijo pa 64,67 EUR/MWh, kar je pri pasovni energiji za 22,5 % več kot v predhodnem letu, pri evro trapezni energiji pa kar za 20,8 %. V istem obdobju so se povprečne cene za pasovno energijo na nemški borzi EEX povečale s 44,5 na 51,1 EUR/MWh, cene evro trapezne energije pa s 55,0 na 61,1 EUR/MWh. Tako stopnje povečanja kot povprečne vrednosti so bile v letu 2011 na slovenskem trgu višje kot na nemškem. Med razlogi za to povečanje je gotovo tudi uvedba spojitve trga z italijanskim, na katerem so cene električne energije med najvišjimi v Evropi.

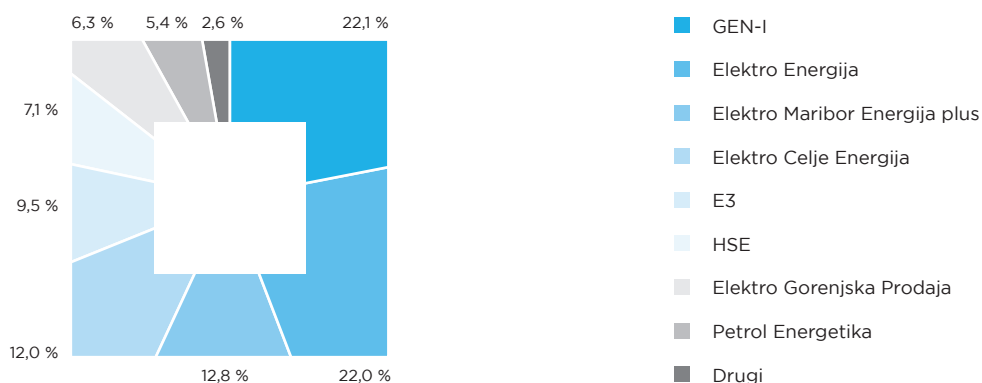
V letu 2011 se je borza BSP vključila v evropski projekt PCR (Price Coupling of Regions – Cenovno spajanje regij), katerega namen je pripraviti vse podrobnosti za uvedbo ciljnega evropskega tržnega modela dodeljevanja ČPZ za dan vnaprej, torej cenovno spojitve evropskih trgov z električno energijo.

3.2.3 Dobava in maloprodajni trg

3.2.3.1 Dobavitelji na maloprodajnem trgu

V letu 2011 je bilo na maloprodajnem trgu v Sloveniji dejavnih 16 dobaviteljev električne energije, ki so na podlagi pogodb dobavljali električno energijo tako velikim odjemalcem, priključenih na prenosno omrežje, in 925.283 poslovnim in gospodinjstvom odjemalcem, priključenih na distribucijsko omrežje. Električno energijo je bilo mogoče kupovati tudi na borzah z električno energijo, v Sloveniji na Borzenu, na tujih borzah pa ob upoštevanju zmogljivosti oziroma zasedenosti čezmejnih prenosnih poti.

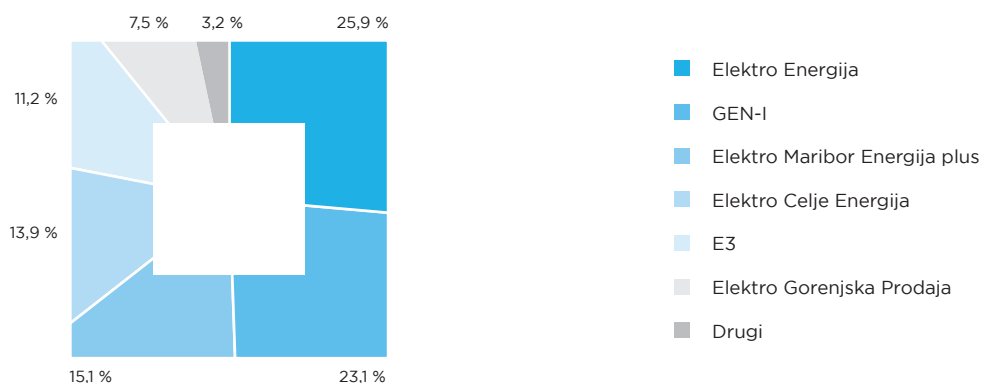
Slika 16: Tržni deleži dobaviteljev električne energije vsem odjemalcem v Sloveniji ob koncu leta 2011



Viri: podatki podjetij

Ob koncu leta 2011 je bilo končnim odjemalcem v Sloveniji dobavljenih 12,3 TWh električne energije. Največji tržni delež v prodaji električne energije sta si delili podjetji GEN-I. in Elektro Energija, vsako z nekaj več kot 22-odstotnim tržnim deležem, pri čemer je slednje podjetje svoj tržni delež glede na leto 2010 izgubilo za 3 %. Podjetje GEN-I je svoj tržni delež iz leta 2010 okrepilo za dobra 2 %. Svoj tržni delež je za 3 % glede na leto 2010 povečalo tudi podjetje Petrol Energetika, ki je ob koncu leta 2011 energijo dobavljalo 5,4 % vseh odjemalcev v Sloveniji (pretežno poslovnim odjemalcem).

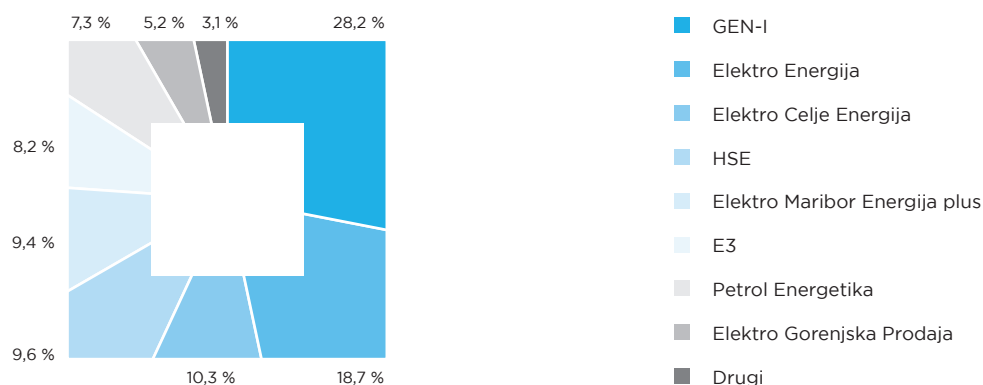
Slika 17: Tržni deleži dobaviteljev električne energije odjemalcem na distribucijskem omrežju ob koncu leta 2011



Vir: podatki podjetij

Največji tržni delež dobaviteljev električne energije odjemalcem na distribucijskem omrežju je v letu 2011 znova imelo podjetje Elektro Energija, ki pa je svoj tržni delež iz leta 2010 izgubilo za 2,7 %. Po drugi strani pa je podjetje GEN-I svoj tržni delež okrepilo glede na predhodno leto, in sicer za 3,7 %. Drugi dobavitelji so na distribucijskem omrežju ohranili približno enake tržne deleže, kot so jih imeli v letu 2010.

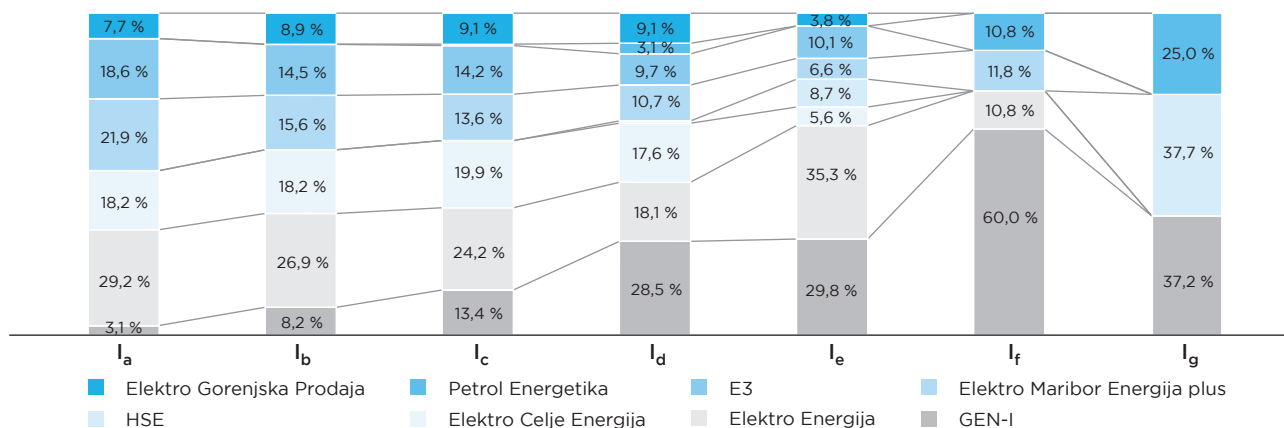
Slika 18: Tržni deleži dobaviteljev električne energije poslovnim odjemalcem ob koncu leta 2011



Viri: podatki podjetij

V segmentu poslovnih odjemalcev je v letu 2011 imel največji tržni delež dobavitelj GEN-I, njegov delež je 28,2 %. Elektro Energija se je na lestvici uvrstila na drugo mesto s skoraj 10-odstotnim manjšim tržnim deležem. Preostali dobavitelji so na maloprodajnem trgu z električno energijo za poslovne odjemalce zastopani z relativno izenačenimi tržnimi deleži, in sicer v pasu med dobrimi 5 in 10 %.

Slika 19: Tržni deleži dobaviteljev električne energije poslovnim odjemalcem glede na skupino odjema ob koncu leta 2011 (nova metodologija)



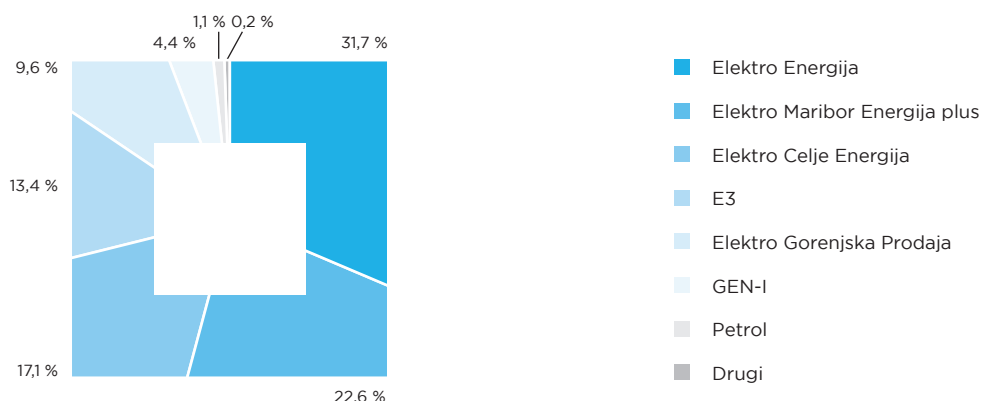
Viri: podatki podjetij

Na sliki 19 so podrobneje prikazani tržni deleži dobaviteljev na segmentu poslovnih odjemalcev po novi metodologiji glede na skupino odjema, po kateri so na podlagi letne porabe električne energije odjemalci razvrščeni v naslednje skupine:

- I_a: letna poraba pod 20 MWh,
- I_b: letna poraba od 20 MWh do 500 MWh,
- I_c: letna poraba od 500 MWh do 2000 MWh,
- I_d: letna poraba od 2000 MWh do 20.000 MWh,
- I_e: letna poraba od 20.000 MWh do 70.000 MWh,
- I_f: letna poraba od 70.000 MWh do 150.000 MWh,
- I_g: letna poraba nad 150.000 MWh.

Dobavitelj GEN-I ima prevladujoč tržni delež v skupini odjema I_f v višini 60 %, kar predstavlja med vsemi segmenti skupin največjo stopnjo deleža posameznega dobavitelja. Z naraščanjem letne porabe praviloma pada število aktivnih dobaviteljev. Odjemni skupini z največjo letno porabo (I_g) električno energijo dobavljajo praktično samo trije dobavitelji: GEN-I, HSE in Petrol Energetika.

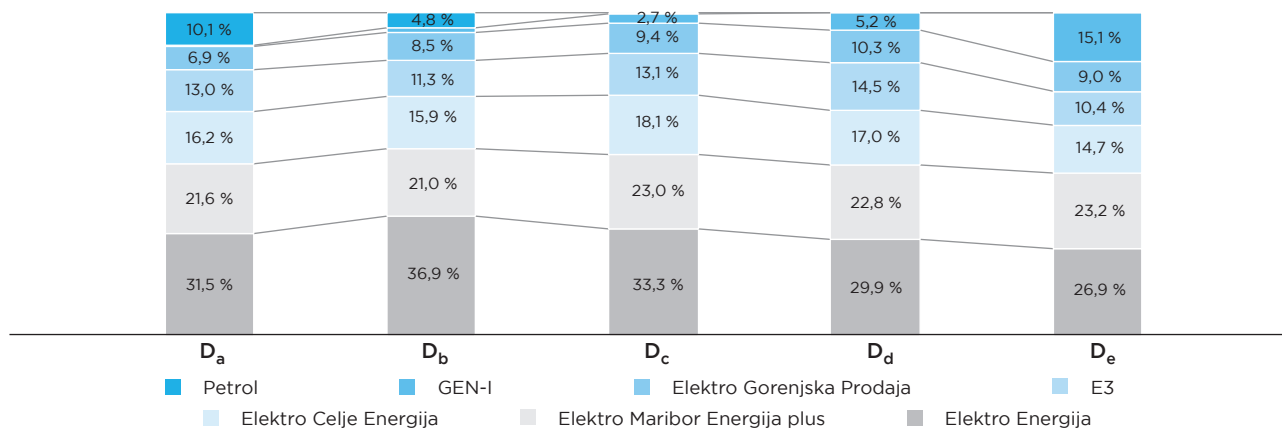
Slika 20: Tržni deleži dobaviteljev električne energije gospodinjskim odjemalcem ob koncu leta 2011



Viri: podatki podjetij

Na segmentu gospodinjskih odjemalcev največji tržni delež pripada dobavitelju Elektro Energija, ki z električno energijo oskrbuje skoraj tretjino vseh gospodinjskih odjemalcev v Sloveniji. Sledijo mu ostala podjetja – danes dobavitelji, ki so pred razmejitvijo dejavnosti pripadala elektrodistribucijskim podjetjem. GEN-I sicer oskrbuje nekaj več kot 4,4 % vseh gospodinjskih odjemalcev.

Slika 21: Tržni deleži dobaviteljev električne energije gospodinjskim odjemalcem glede na skupino odjema ob koncu leta 2011 (nova metodologija)



Viri: podatki podjetij

Slika 21 prikazuje razpršenost tržnih deležev dobaviteljev gospodinjskim odjemalcem, ki jih skladno z novo metodologijo glede na letno porabo električne energije razdelimo v naslednje skupine odjema:

- D_a: letna poraba pod 1000 kWh,
- D_b: letna poraba od 1000 kWh do 2500 kWh,
- D_c: letna poraba od 2500 kWh do 5000 kWh,
- D_d: letna poraba od 5000 kWh do 15000 kWh,
- D_e: letna poraba nad 15.000 kWh.

Pregled tržnih delež dobaviteljev, ki so pred razmejitvijo dejavnosti delovali v okviru distribucijskih podjetij, kaže na precej podobno zastopanost deležev odjemnih skupin. Petrol ima svoj največji tržni del v segmentu odjemalcev z manjšo letno porabo električne energije (skupini D_a in D_b). Zastopanost tržnega deleža dobavitelja GEN-I je največja na segmentu gospodinjskih odjemalcev, ki imajo največjo letno porabo (v skupina D_e).

3.2.3.2 Stopnja konkurenčnosti na maloprodajnem trgu

V tabeli 20 je predstavljen celoten maloprodajni trg, v katerega se vključuje še trg večjih upravičenih odjemalcev, priključenih na prenosno omrežje.

Tabela 20: Tržni deleži dobaviteljev vsem odjemalcem v Sloveniji

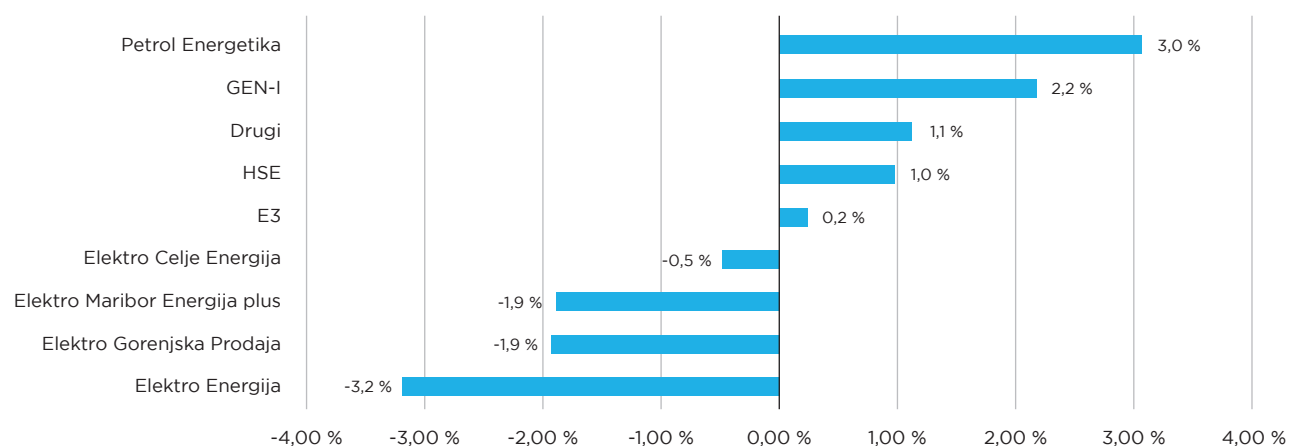
DOBAVITELJ	Dobavljena energija (GWh)	Tržni delež
GEN-I	2.749,7	22,1 %
Elektro Energija	2.743,5	22,0 %
Elektro Maribor Energija plus	1.597,8	12,8 %
Elektro Celje Energija	1.499,2	12,0 %
E3	1.187,5	9,5 %
HSE	886,4	7,1 %
Elektro Gorenjska Prodaja	787,7	6,3 %
Petrol Energetika	678,2	5,4 %
Drugi	319,6	2,6 %
Skupaj	12.449,6	100,0 %
HHI dobaviteljev vsem odjemalcem		1.501

Viri: podatki podjetij

Pogled na celoten segment trga, ki vključuje tudi odjemalce na prenosnem omrežju, izkazuje tržno koncentracijo srednje stopnje, saj je HHI izpod zgornje meje 1800.

S slike 22 je razvidno, da je v letu 2011 največji tržni delež pridobil dobavitelj Petrol Energetika, in sicer 3 %, nekaj več pa je Elektro Energija na celotnem maloprodajnem trgu izgubila. GEN-I je svoj tržni delež znova okrepil, tokrat za 2,2 %.

Slika 22: Sprememba tržnih deležev dobaviteljev vsem odjemalcem v letu 2011 glede na leto 2010



Vir: agencija

Tržne deleže dobaviteljev na maloprodajnem trgu odjemalcev, ki so priključeni na distribucijskem omrežju, prikazuje naslednja tabela:

Tabela 21: Tržni deleži dobaviteljev odjemalcem na distribucijskem omrežju

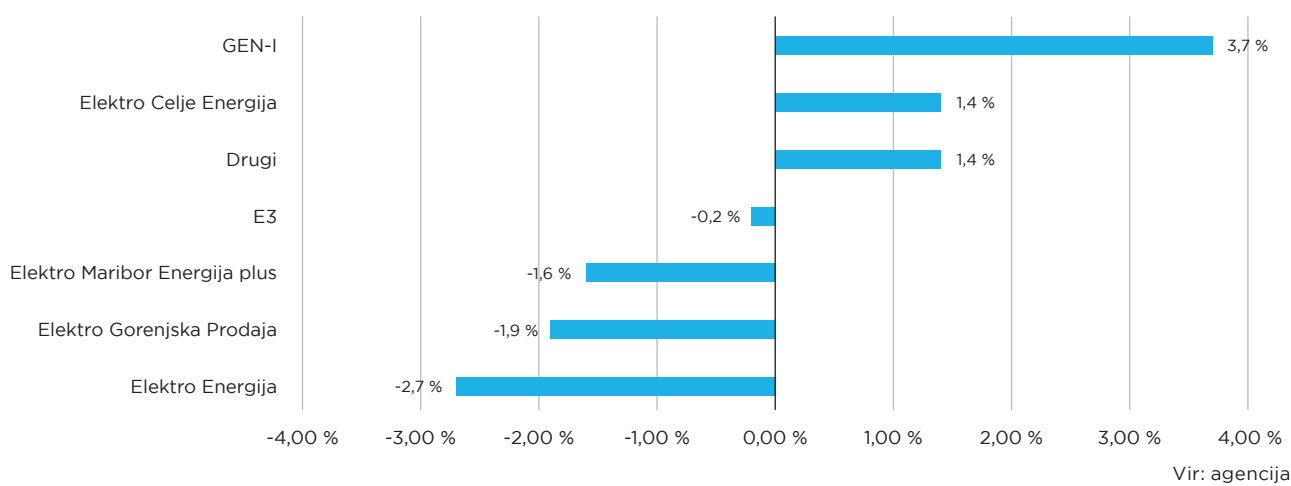
DOBAVITELJ	Dobavljena energija (GWh)	Tržni delež
Elektro Energija	2.743,5	25,9 %
GEN-I	2.443,7	23,1 %
Elektro Maribor Energija plus	1.597,8	15,1 %
Elektro Celje Energija	1.473,0	13,9 %
E3	1.187,7	11,2 %
Elektro Gorenjska Prodaja	788,0	7,5 %
Drugi	340,7	3,2 %
Skupaj	10.574,5	100,0 %
HHI dobaviteljev odjemalcem na distribucijskem omrežju		1.822

Viri: podatki podjetij

Tudi v letu 2011 nobeno od podjetij za dobavo električne energije ni imelo prevladujočega položaja, saj posamezni tržni deleži niso presegali 40 %. Kljub razpršenosti oskrbe je koncentracija še vedno visoka, saj vrednost HHI presega 1800. Še zmeraj je tržni delež dobavitelja Elektro Energija največji in dosega skoraj 26 %. S stališča lastništva pa je stopnja koncentracije veliko večja, saj so podjetja v večinski državni lasti.

V letu 2011 je svoj tržni delež odjemalcem na distribucijskem omrežju znova povečal dobavitelj GEN-I, in sicer za 3,7 %, kot prikazuje slika 23.

Slika 23: Sprememba tržnih deležev dobaviteljev odjemalcem na distribucijskem omrežju v letu 2011 glede na leto 2010



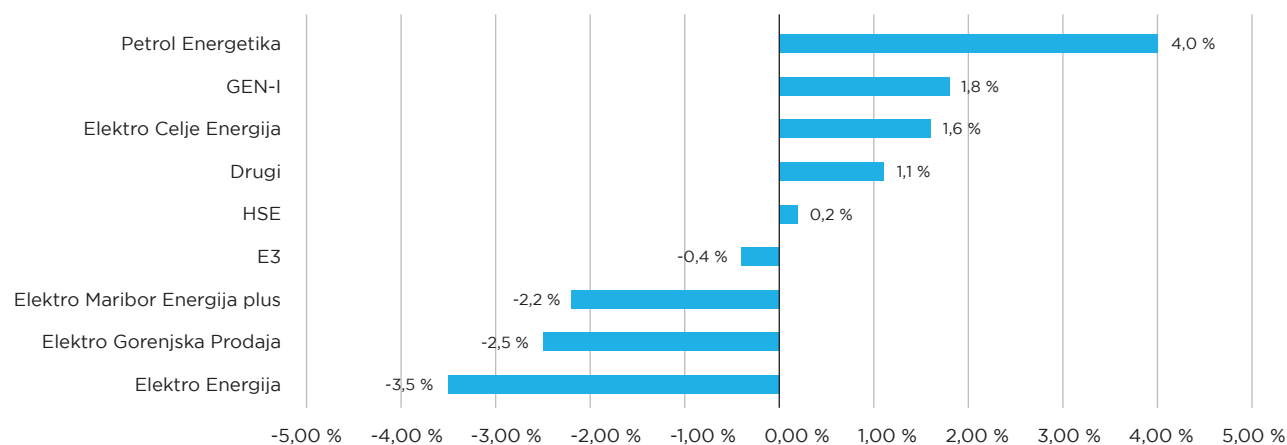
Tržni deleži dobaviteljev električne energije na segmentu poslovnih odjemalcev v letu 2011 so prikazani v tabeli 22.

Tabela 22: Tržni deleži dobaviteljev poslovnim odjemalcem

DOBAVITELJ	Dobavljena energija (GWh)	Tržni delež
GEN-I	2.609,9	28,2 %
Elektro Energija	1.726,2	18,7 %
Elektro Celje Energija	951,9	10,3 %
HSE	886,4	9,6 %
Elektro Maribor Energija plus	872,7	9,4 %
E3	758,4	8,2 %
Petrol Energetika	673,1	7,3 %
Elektro Gorenjska Prodaja	480,1	5,2 %
Drugi	282,4	3,1 %
Skupaj	9.241,1	100,0 %
HHI dobaviteljev poslovnim odjemalcem		1.591

Viri: podatki podjetij

Na segmentu poslovnih odjemalcev se je v letu 2011 vzpostavila srednja stopnja koncentracije, saj je HHI izpod meje 1800. Največji tržni delež je imelo podjetje GEN-I, ki je z nekaj več kot 28 % največ prispevalo k vrednosti HHI.

Slika 24: Sprememba tržnih deležev dobaviteljev poslovnim odjemalcem v letu 2011 glede na leto 2010

Vir: agencija

S slike 24 je razvidno, da je največji tržni delež v letu 2011 glede na leto 2010 pridobil dobavitelj Petrol Energetika s 4 %, sledi mu GEN-I z 1,8 % sprememb. Na drugi strani pa je Elektro Energija svoj tržni delež v tem segmentu izgubila za 3,5 %.

Tržne deleže dobaviteljev električne energije na segmentu gospodinskih odjemalcev v letu 2011 prikazuje tabela 23.

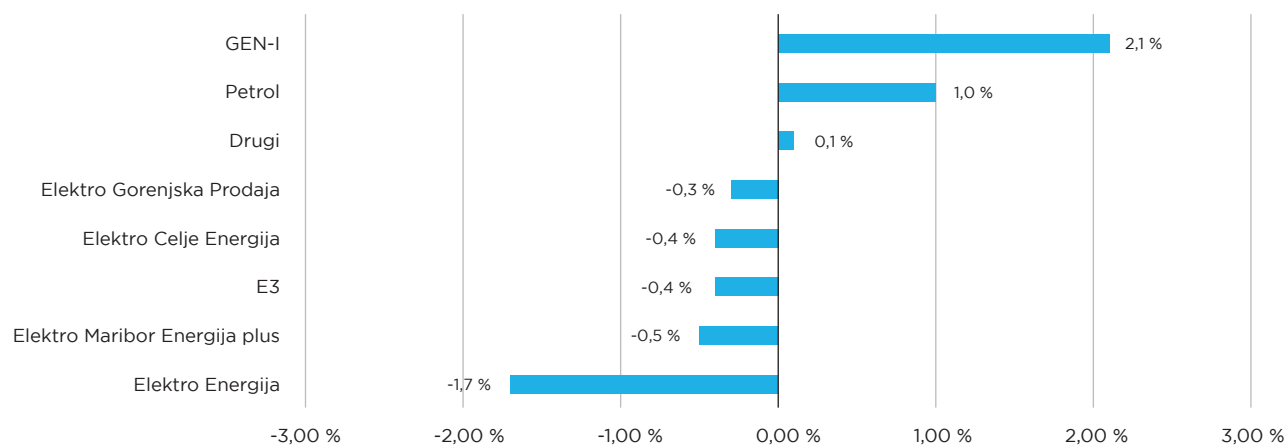
Tabela 23: Tržni deleži dobaviteljev gospodinskim odjemalcem

DOBAVITELJ	Dobavljena energija (GWh)	Tržni delež
Elektro Energija	1.017,3	31,7 %
Elektro Maribor Energija plus	725,1	22,6 %
Elektro Celje Energija	547,3	17,1 %
E3	429,1	13,4 %
Elektro Gorenjska Prodaja	307,7	9,6 %
GEN-I	139,8	4,4 %
Petrol	36,0	1,1 %
Drugi	6,3	0,2 %
Skupaj	3.208,5	100,0 %
HHI dobaviteljev gospodinskim odjemalcem		2.098

Viri: podatki podjetij

Na segmentu gospodinskega odjema je tržna koncentracija visoka, saj HHI presega vrednost 1800. Med vsemi dobavitelji ima Elektro Energija največji tržni delež, saj oskrbuje 31,7 % vseh gospodinskih odjemalcev, na drugem mestu pa je Elektro Maribor Energija plus z 22,6-odstotnim tržnim deležem. Skupaj oba dobavitelja oskrbujeta več kot polovico vseh gospodinskih odjemalcev.

Slika 25: Sprememba tržnih deležev dobaviteljev gospodinskim odjemalcem v letu 2011 glede na leto 2010



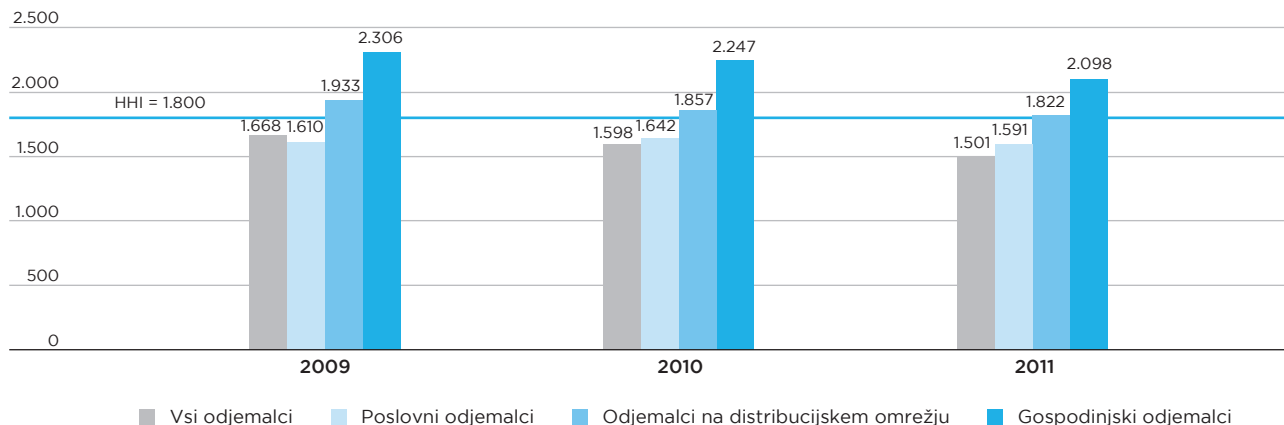
Vir: agencija

S slike 25 je razvidno, da je GEN-I v letu 2011 ponovno okrepil svoj tržni delež glede na podatke iz leta 2010. Prav tako se je na trgu okrepil delež dobavitelja Petrol, ki beleži pozitiven trend tržnega deleža v segmentu gospodinskih odjemalcev. Vsi ostali dobavitelji praviloma beležijo zmanjšanje tržnega deleža.

Trend gibanja HHI v zadnjih treh letih je na vseh prikazanih maloprodajnih trgih negativen, kar kaže na krepitev konkurence med posameznimi dobavitelji. Lahko ocenimo, da maloprodajni trg na segmentu vseh odjemalcev v Sloveniji izkazuje stanje srednje koncentracije (HHI < 1800). Trg poslovnih odjemalcev na podlagi HHI že izkazuje preseženo zgornjo stopnjo srednje koncentracije, medtem ko se na trgu gospodinskih odjemalcev HHI gibljejo čez 2000 in s tem prikazuje-

jo visoko stopnjo koncentracije oziroma kljub negativnemu trendu še vedno prenizko stopnjo konkurenčnosti med dobavitelji.

Slika 26: Gibanje HHI na maloprodajnih trgih v obdobju 2009–2011



Viri: podatki podjetij

3.2.3.3 Primerjave cen za tipične odjemalce na maloprodajnem trgu

Cene električne energije

Cena dobavljene električne energije zajema:

- ceno za uporabo elektroenergetskih omrežij,
- prispevek za zagotavljanje podpor proizvodnji iz domačih virov energije, OVE in SPTE,
- prispevek za zagotavljanje zanesljive oskrbe z uporabo domačih virov primarne energije za proizvodnjo električne energije
- prispevek za izvajanje programov za povečanje učinkovitosti rabe električne energije,
- trošarina od električne energije,
- davek na dodano vrednost.

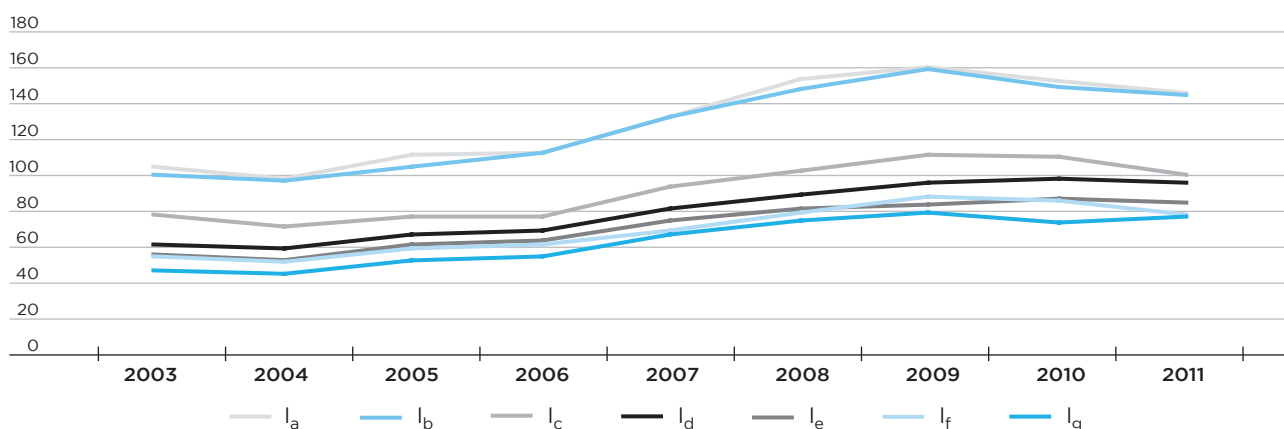
Cene električne energije za industrijske odjemalce

Povprečna cena električne energije brez davka na dodano vrednost za industrijo se je v letu 2011 znižala za 1 %. V strukturi cene brez davka na dodano vrednost je delež za energijo znašal 68 %, delež omrežnine 24 %, delež prispevkov in dodatkov pa 8 % končne cene.

Slika 27 prikazuje gibanje cen električne energije za značilne industrijske odjemalce v Sloveniji v obdobju 2003–2011. V grafu so uporabljene standardne porabniške skupine:

- I_a: letna poraba 30 MWh, moč 30 kW,
- I_b: letna poraba 50 MWh, moč 50 kW,
- I_c: letna poraba 160 MWh, moč 100 kW,
- I_d: letna poraba 1250 MWh, moč 500 kW,
- I_e: letna poraba 2000 MWh, moč 500 kW,
- I_f: letna poraba 10000 MWh, moč 2500 kW,
- I_g: letna poraba 24000 MWh, moč 4000 kW.

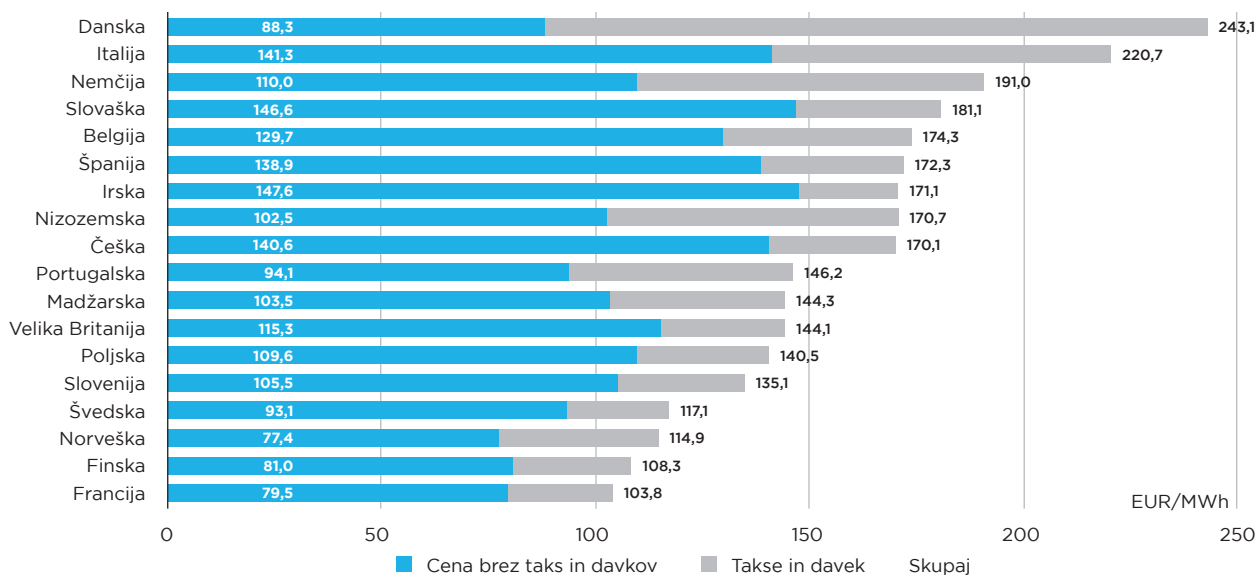
Slika 27: Gibanje cen električne energije za značilne industrijske odjemalce v Sloveniji v obdobju 2003–2011 (po stari metodologiji Eurostata)



Vir: SURS

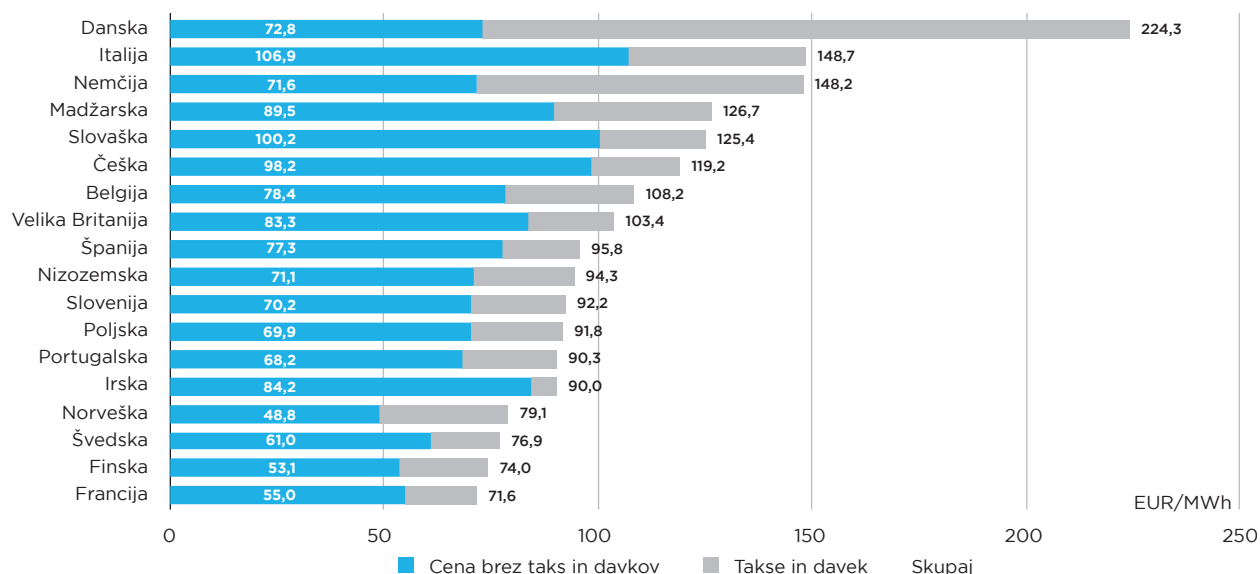
V nadaljevanju je prikazana primerjava cen električne energije v nekaterih državah evropske skupnosti za drugo polovico leta 2011 za dva značilna odjemalca v industriji, izbrana po novi metodologiji Eurostata. Prikazane so končne cene električne energije, v katerih je za Slovenijo vključena cena za energijo, cena za uporabo elektroenergetskih omrežij, trošarina, prispevki in davek na dodano vrednost.

Slika 28: Primerjava cen električne energije za značilnega industrijskega odjemalca z letno porabo od 20 do 500 MWh v državah EU in Sloveniji za drugo polovico leta 2011



Vir: Eurostat

Slika 29: Primerjava cen električne energije za značilnega industrijskega odjemalca z letno porabo od 20 do 70 GWh v državah EU in Sloveniji za drugo polovico leta 2011



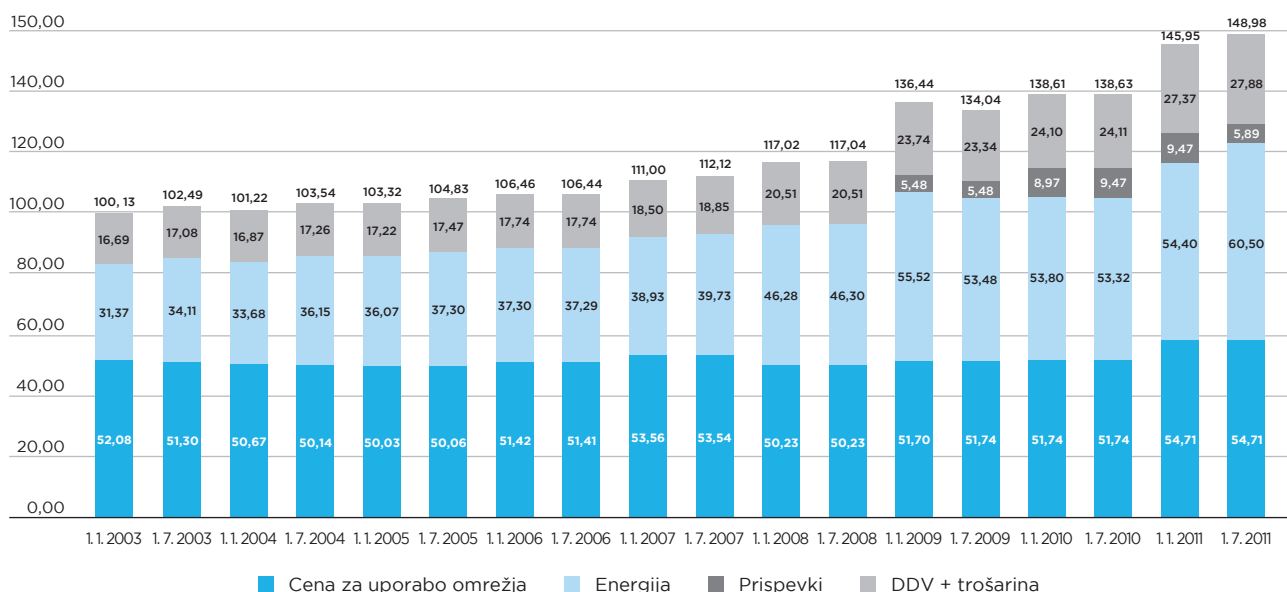
Vir: Eurostat

Povprečna cena električne energije za industrijo brez upoštevanja davka na dodano vrednost je v Sloveniji v drugem polletju znašala 84,1 EUR/MWh.

Cene električne energije za gospodinjstva odjemalce

Električno energijo dobavitelji ponujajo v obliki različnih paketov, ki upoštevajo količino porabe, obliko porabe in ali gre za energijo, pridobljeno iz obnovljivih virov.

Slika 30: Gibanje končne cene električne energije v Sloveniji za značilnega gospodinjstvenega odjemalca (D_c - 3500 kWh na leto) v EUR/MWh

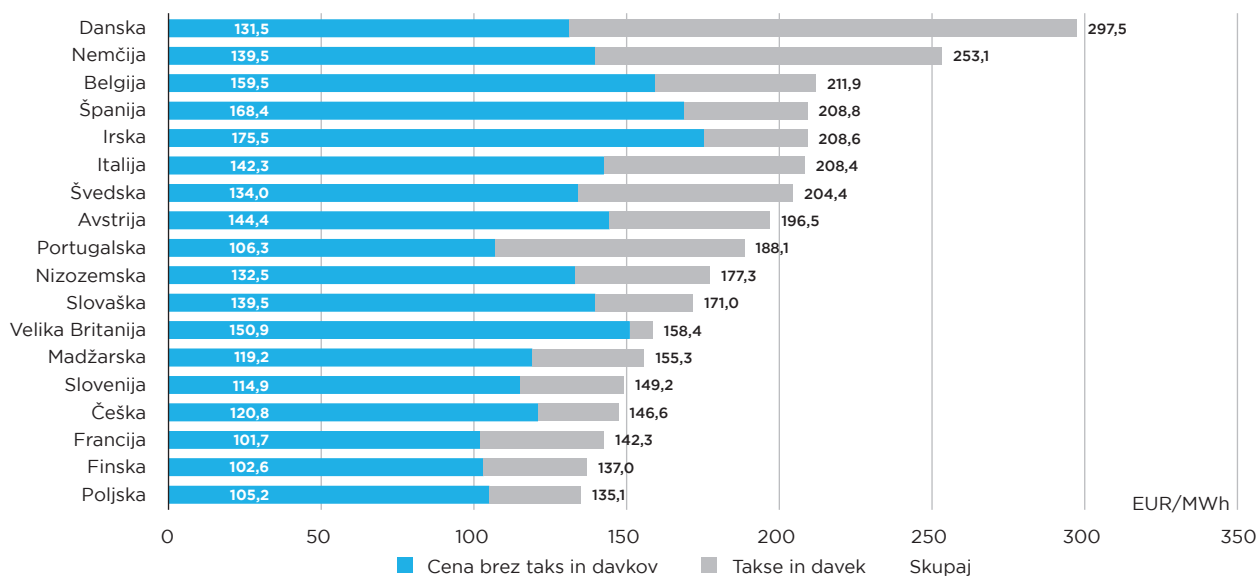


Vir: agencija

Končna cena električne energije za značilnega gospodinjstvega odjemalca D_C se je od leta 2003 pa do konca leta 2008 zviševala s povprečno letno stopnjo rasti 3,1 %, medtem ko je bila cena za uporabo omrežja v tem času relativno stabilna in je znašala za značilnega gospodinjstvega odjemalca D_C okoli 51 EUR/MWh. Do 1. julija 2007, do odprtja trga z električno energijo za vse odjemalce, je ceno električne energije gospodinjstvom odjemalcem določala vlada. V tem času prodajna cena električne energije, v katero je bila vključena tudi cena za uporabo omrežij, dobaviteljem ni v celoti pokrila nabavne cene energije na veleprodajnem trgu. Zato se je cena energije gospodinjstvom odjemalcem po odprtju trga za vse odjemalce v primerjavi s ceno v letu 2007 zvišala za okoli 19 %. V letu 2009 in 2010 se je končna cena električne energije gospodinjstvom odjemalcem povečevala kljub nižji ceni energije in relativno stabilni ceni za uporabo omrežja na račun prispevkov, ki so namenjeni zagotavljanju podpor proizvodnji iz domačih virov proizvodnje (DVO), OVE in SPTE ter izvajanju programov za povečanje učinkovitosti rabe električne energije. V letu 2011 se je v skupni ceni električne energije povečal delež cene za uporabo omrežja in delež za električno energijo.

V nadaljevanju je prikazana primerjava cen električne energije v nekaterih državah evropske skupnosti za drugo polovico leta 2011 za značilnega gospodinjstvega odjemalca, izbranega po novi metodologiji Eurostata. Prikazane so končne cene električne energije, v katere je vključena cena za uporabo elektroenergetskih omrežij, trošarina, prispevki in davek na dodano vrednost.

Slika 31: Primerjava cen električne energije za značilnega gospodinjstvega odjemalca z letno porabo od 2500 do 5000 kWh v državah EU in v Sloveniji za drugo polovico leta 2011



Vir: Eurostat

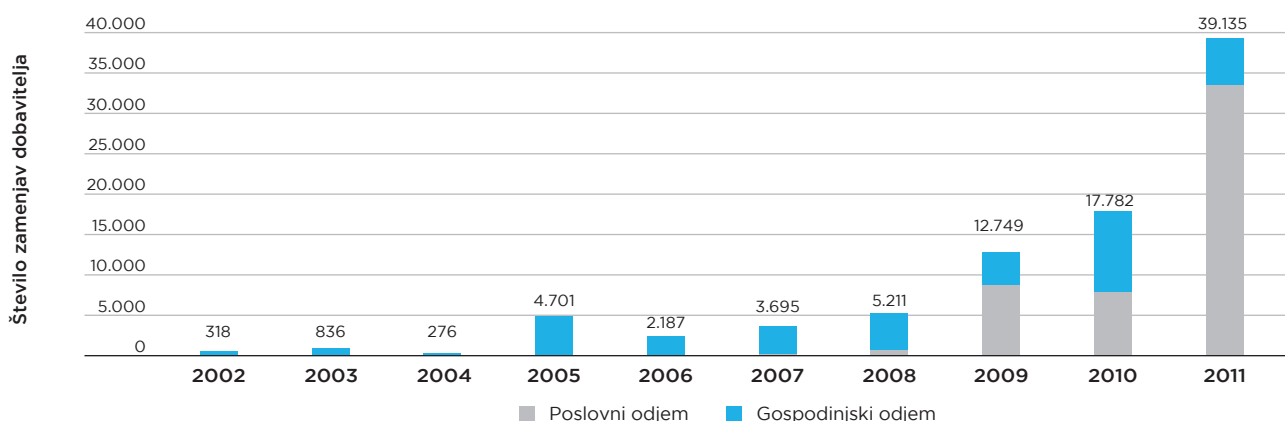
Povprečna maloprodajna cena električne energije za gospodinjstva je v Sloveniji v drugem polletju 2011 znašala 149,2 EUR/MWh.

Končna cena električne energije za gospodinjstva z letno porabo od 2500 do 5000 kWh je znašala 81 % povprečja v Evropski skupnosti (EU-27), za industrijo pa 89 % (skupina I_C , brez DDV) povprečja EU-27 (SURS: Cene energentov, 2. polletje 2011).

3.2.3.4 Menjave dobavitelja

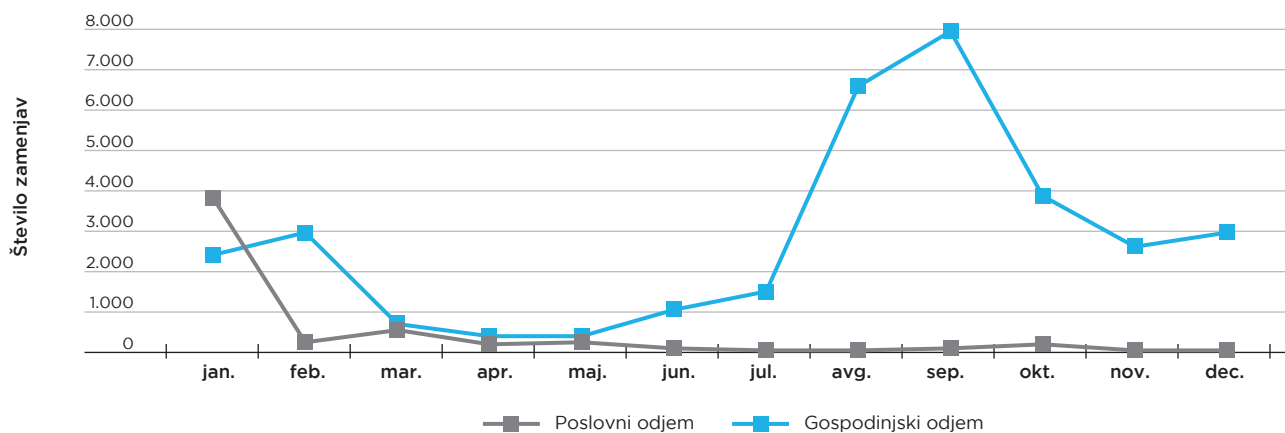
Svojega dobavitelja električne energije je v letu 2011 zamenjalo 39.135 odjemalcev, od tega velika večina (33.518) gospodinjskih odjemalcev, kar ponovno predstavlja velik skok rasti zamenjave dobavitelja in največje število zamenjav od odprtja slovenskega trga z električno energijo (v letu 2010 je zamenjav dobavitelja bilo več kot polovica manj oziroma 17.782).

Slika 32: Število zamenjav dobavitelja v obdobju 2002–2011



Vira: sistemska operaterja

Slika 33: Dinamika števila zamenjav dobavitelja v letu 2011 glede na tip odjema



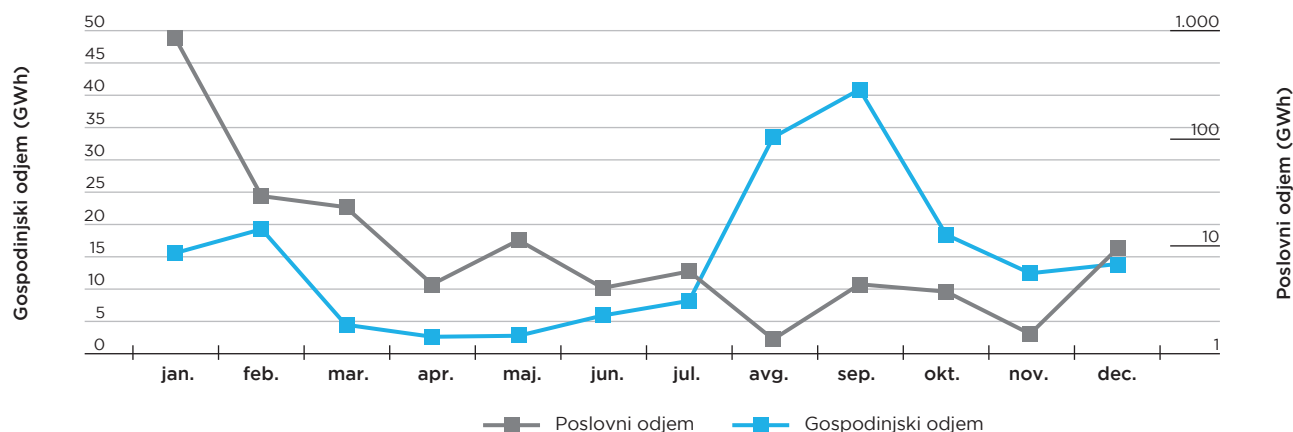
Vira: sistemska operaterja

Večina poslovnih odjemalcev se je za zamenjavo dobavitelja odločila na začetku leta, ker ob koncu leta običajno tudi potečejo sklenjene pogodbe o dobavi. Delež zamenjav poslovnih odjemalcev v začetku leta 2011 tako predstavlja večino vseh zamenjav iz tega segmenta odjemalcev.

Gospodinjski odjemalci so se za zamenjavo dobavitelja v veliki večini odločali predvsem v obdobjih januar–februar in avgust–september, ko so dobavitelji v večji meri oglaševali nove ponudbe (tako imenovane pakete) za dobavo električne energije.

Na sliki 34 je prikazana dinamika zamenjav dobavitelja glede na količino energije. Obstaja tesna korelacija med dinamiko količine energije in dinamiko števila zamenjav. Pri poslovnih odjemalcih so te količine bistveno večje v začetku leta.

Slika 34: Dinamika zamenjav dobavitelja v letu 2011 glede na količino energije



Vira: sistemska operaterja

3.2.3.5 Primerjalnik ponudb

Z namenom doseganja zadostne preglednosti na maloprodajnem trgu z električno energijo (predvsem za gospodinjiski pa tudi mali poslovni odjem) je na spletnih straneh agencije na voljo spletna aplikacija »Primerjalnik ponudb«, ki omogoča izračun in primerjavo zneskov za porabljeno električno energijo za vse ponudbe (pakete), ki so jih v aplikacijo vnesli dobavitelji. Aplikacija omogoča mesečni in letni izračun ter prikaz vseh posameznih elementov računa, ki skupaj sestavljajo končni znesek za plačilo:

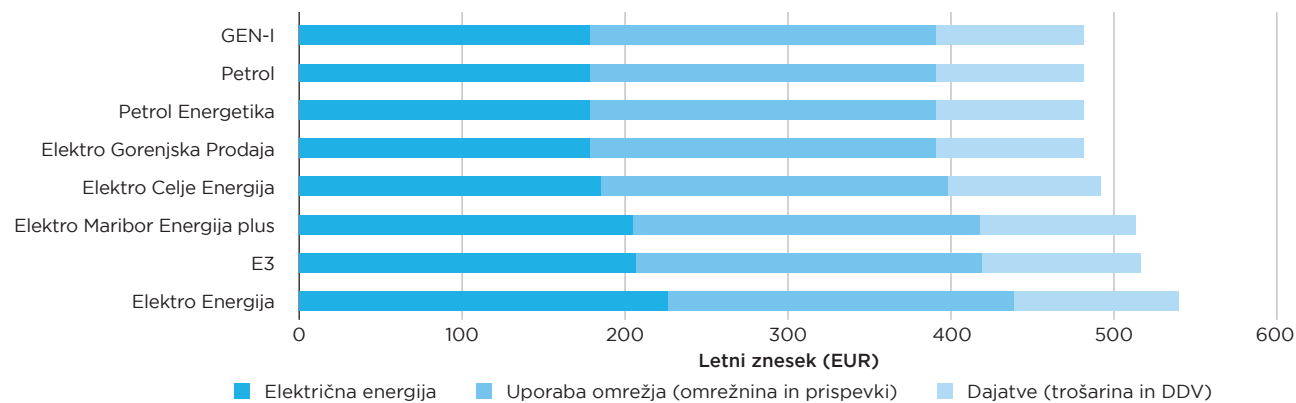
- električna energija,
- omrežnina z dodatki k omrežnini,
- prispevki po EZ,
- trošarina in
- davek na dodano vrednost (DDV).

Standardne porabniške skupine so definirane z naslednjo letno porabo električne energije:

- skupina Dc: priključna moč 7 kW, poraba VT: 2200 kWh in MT 1300 kWh,
- skupina Dd: priključna moč 7 kW, poraba VT: 5000 kWh in MT 2500 kWh,
- skupina De: priključna moč 7 kW, poraba VT: 5000 kWh in MT 15.000 kWh.

Slika 35 prikazuje primerjavo med ponudbami (paketi) dobaviteljev električne energije. Zneski predstavljajo letni strošek gospodinjstva v standardni porabniški skupini D_c, izračun pa upošteva najugodnejšo ponudbo posameznega dobavitelja (razen pogojne ponudbe).

Slika 35: Primerjava najugodnejših ponudb (paketov) letnega zneska za dobavljeno električno energijo za standardno porabniško skupino D_c

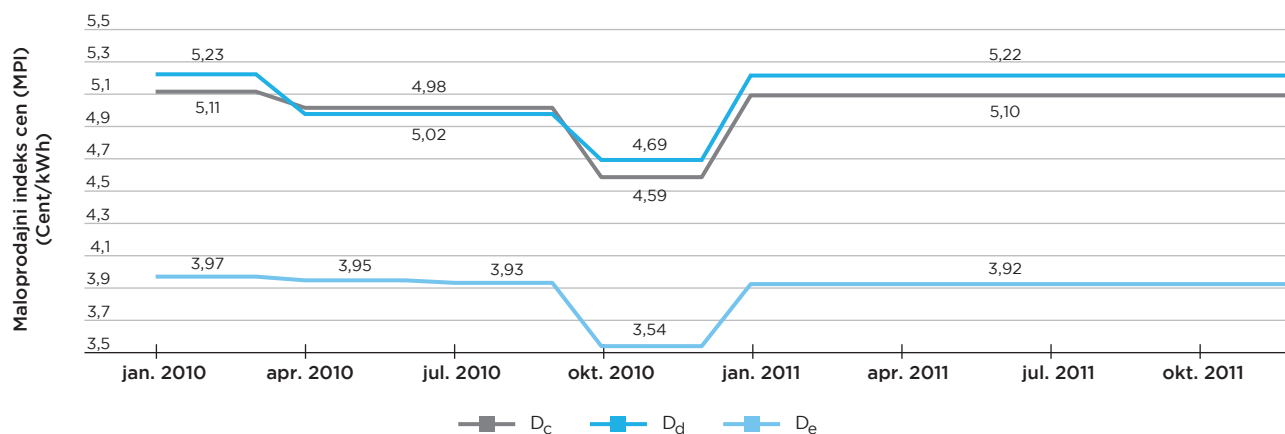


Vir: agencija, december 2011

Iz zbranih podatkov spletne aplikacije agencija na svojih spletnih straneh periodično objavlja mesečna poročila o cenah električne energije in maloprodajni indeks cen (MPI), ki predstavlja najnižjo ceno električne energije vseh veljavnih ponudb dobaviteljev v določenem obdobju (razen pogojnih ponudb).

Slika 36 prikazuje trend gibanja maloprodajnega indeksa cen (MPI) za standardne porabniške skupine D_C, D_D in D_E v obdobju 2010–2011. Indeksi so se po negativnem trendu iz leta 2010 v začetku leta 2011 ponovno okrepili in se do konca leta niso spremenili.

Slika 36: Maloprodajni indeksi cen (MPI) za standardne porabniške skupine D_C, D_D in D_E v obdobju 2010–2011



Vir: agencija

3.2.4 Ukrepi za preprečevanje zlorab prevladujočega položaja in za zagotovitev delovanja konkurence

Na veleprodajnem trgu veljajo za električno energijo enaka pravila kot za druge vrste blaga, predvsem z vidika preprečevanja omejevanja konkurence in zlorab prevladujočega položaja. Preglednost na trgu je zagotovljena z objavljanjem informacij, ki so v večini primerov dostopne na spletnih straneh posameznih udeležencev na trgu. Podjetja, ki izvajajo dejavnost GJS, imajo po veljavnih splošnih aktih tudi predpisan način objave potrebnih informacij. Največji delež informacij za veleprodajni trg vzdržujeta in prikazujeta Eles in Borzen.

Na maloprodajnem trgu je agencija tudi v letu 2011 ključno prispevala k preglednosti cen in ponudbe za gospodinjske odjemalce in s tem prispevala k delovanju konkurence. V ta namen je zagotavljala visoko razpoložljivost spletnih aplikacij za primerjavo ponudb in preverjanje obračunov električne energije. Poleg tega je omogočala e-storitve nadzora posameznih ponudb z avtomatskim obveščanjem ob spremembah lastnosti. Celoten nabor spletnih aplikacij v okviru e-storitve je za povečanje uporabnosti nadgradila in prenovila. Objavljala je tudi mesečna poročila o ponudbah storitev dobave električne energije ter indeksa MPI za trg z gospodinjskimi odjemalci.

Agencija je v skladu z nalogami iz tretjega svežnja direktiv aktivno prispevala k poenotenju procesov izmenjave podatkov za najpomembnejše tržne procese na trgu z električno energijo. Tako je bila aktivna v Sekciji IPET (pri Energetski zbornici Slovenije), kjer je dejavno prispevala k reševanju problematike tekočih projektov prenove izmenjave podatkov na trgu z električno energijo.

Urad Republike Slovenije za varstvo konkurence (UVK) v letu 2011 ni sprejel nobene odločbe niti ni ukrepal zoper katerega od udeležencev trga z električno energijo.

3.3 Varstvo potrošnikov (odjemalcev) električne energije

Gospodinjski odjemalci električne energije kot fizične osebe kupujejo in uporabljajo energijo za lastno, domačo rabo in njihove pravice so zato varovane s predpisi, ki urejajo trg z energijo, imajo pa tudi pravice potrošnikov po Zakonu o varstvu potrošnikov in Zakonu o varstvu potrošnikov pred nepoštenimi poslovnimi praksami.

Podjetja in druge organizacije, ki potrošnikom v Sloveniji zagotavljajo javne storitve in dobrine, so dolžni zagotoviti redno in kakovostno opravljanje storitev ter skrbeti za ustrezen razvoj in izboljševanje kakovosti storitev.

Na podlagi Splošnih pogojev za dobavo in odjem mora dobavitelj gospodinjskega odjemalca kot potrošnika pred podpisom pogodbe o dobavi seznaniti s pogodbenimi pogoji, prav tako pa mora biti tudi pravočasno obveščen o kakršni koli nameravani spremembi pogodbenih pogojev (predvsem o zvišanju cene) in pravici do odpovedi od pogodbe o dobavi.

Za dobavitelje velja poleg zakonodaje, ki ureja splošno varstvo potrošnikov, še dodatno varstvo potrošnikov oziroma odjemalcev, določeno v energetske zakonodaji. Splošni pogoji za dobavo in odjem določajo nekatere obvezne vsebine, ki morajo biti urejene v teh pogodbah in so usklajene z zahtevami evropskih direktiv.

Dobavitelji električne energije morajo svoje odjemalce vsaj enkrat na leto seznaniti z njihovo letno porabo električne energije in s sestavo proizvodnih virov te energije. Dobavitelji električne energije do dolžni na izdanih računih in v svojih propagandnih gradivih objaviti:

- deleže posameznih proizvodnih virov v celotni strukturi električne energije posameznega dobavitelja v preteklem letu in
- navesti vsaj imena spletnih strani ali drugih virov informacij, kjer je možno pridobiti informacije o vplivu obstoječe strukture proizvodnih virov na okolje (emisije ogljikovega dioksida - CO₂ in problematike radioaktivnih odpadkov).

Agencija na svoji spletni strani nudi gospodinjskim odjemalcem aplikacijo Primerjalnik ponudb, ki omogoča različne izračune in analize cen s področja električne energije ter druge interaktivne storitve, na podlagi katerih si lahko gospodinjski odjemalec izbere dobavitelja. Menjava dobavitelja se izvede brez stroškov za odjemalca. Menjavo izvede SODO prvi dan v koledarskem mesecu, če je bila popolna zahteva za menjavo dobavitelja prijavljena pri SODO do desetega dne predhodnega meseca.

Varstvo ranljivih odjemalcev je ena najpomembnejših oblik varstva odjemalcev in je urejena v EZ. Ta določa, da sistemski operater ne sme ustaviti dobave električne energije pod količino, ki je glede na okoliščine nujno potrebna, da nista ogrožena življenje in zdravje odjemalca in oseb, ki prebivajo z njim.

Za nujno oskrbo oziroma oskrbo ranljivih odjemalcev z električno energijo je zadolžen SODO, ki izvaja tudi zasilno oskrbo oziroma oskrbo tistih odjemalcev, ki jim preneha veljati pogodba o dobavi električne energije zaradi plačilne nesposobnosti in nelikvidnosti dobavitelja. SODO mora odjemalce obvestiti o pogojih za zagotovitev obeh oblik oskrbe.

Zasilna oskrba je časovno omejena in namenjena preprečevanju možnosti, da bi odjemalec zaradi navedenih razlogov na strani dobavitelja ostal brez električne energije. Zasilna oskrba lahko traja največ 60 dni in se na prošnjo odjemalca lahko podaljša. Cena dobave za zasilno oskrbo mora biti javno objavljena in višja od tržne cene za dobavo primerljivemu odjemalcu, vendar je ne sme presegati za več kakor 25 %. To ceno določi SODO oziroma agencija. V letu 2011 so bili pod pogoji zasilne oskrbe oskrbovani trije odjemalci (iz skupine ostali odjem na NN). Upravičenost do nujne oskrbe z električno energijo presoja SODO na podlagi dokazil, ki jih predloži gospodinjski odjemalec, in sicer odločbe pristojne socialne službe o premoženjskem stanju ter mnenja zdravnika, da odjemalec ali oseba, ki z njim prebiva, uporablja take medicinske naprave, ki za svoje delovanje nujno potrebujejo električno energijo in bi bilo ob odklopu ogroženo življenje in zdravje njega in oseb, ki z njim prebivajo. Leta 2011 ni bil noben gospodinjski odjemalec oskrbovan pod pogoji nujne oskrbe.

Vsi stroški, ki nastanejo dobavitelju električne energije zato, ker se dobava ne ustavi, se pokrijejo iz cene za uporabo omrežij.

V Sloveniji imajo potrošniki na področju trga z energijo možnosti uveljavljanja pravice do pritožbe oziroma pravnega sredstva in reševanja sporov.

Na podlagi EZ ima uporabnik elektroenergetskega omrežja pravico do pritožbe zoper odločitev sistemskega operaterja o izdaji ali zavrnitvi soglasja za priključitev; o pritožbi odloča agencija. Uporabnik omrežja ima tudi pravico, da o njegovi zahtevi, ki jo je sistemski operater zavrnil oziroma o njej ni odločil in izvira iz dostopa do omrežja, iz obračunane cene za uporabo omrežij, zatrjevana kršitve splošnih dobavnih pogojev in sistemskih obratovalnih navodil, ugotovljenih odstopanj ali statusa posebnega odjemalca, odloča agencija.

Skladno s splošnimi pravili civilnega prava je za reševanje sporov, ki izvirajo iz pogodbenega razmerja in ki niso v pristojnosti agencije, pristojno sodišče. Morebitne kršitve splošnih pravil varstva potrošnikov v Sloveniji nadzoruje in ustrezno sankcionira tudi tržni inšpektorat.

Skladno z določili splošnih pogojev za dobavo in odjem električne energije iz distribucijskega omrežja električne energije je eden bistvenih elementov pogodbe o dobavi, sklenjene s potrošnikom, dogovor o načinu reševanja sporov, ki izvirajo iz pogodbenega razmerja.

Splošni pogoji za dobavo in odjem električne energije iz distribucijskega omrežja električne energije dajejo uporabniku omrežja pravico do uveljavljanja odškodnine za škodo, če mu je operater omrežja neutemeljeno prekinil ali ustavil odjem električne energije, če prekinitve odjema traja neupravičeno dolgo, če kakovost električne energije ne ustreza veljavnim standardom ali pogodbeno dogovorjeni vrednosti, ali zaradi motenj, ki jih povzroča drug uporabnik.

Dobavitelji električne energije so leta 2011 objavljali cene električne energije za gospodinjstva odjemalce na svojih spletnih straneh. Objave so bile za različne produkte oziroma tako imenovane pakete dobave električne energije za gospodinjstva odjemalce.

Sistemski operater elektroenergetskih distribucijskih omrežij je objavljala pogoje in cene električne energije za zasilno oskrbo.

3.4 Zanesljivost dobave električne energije

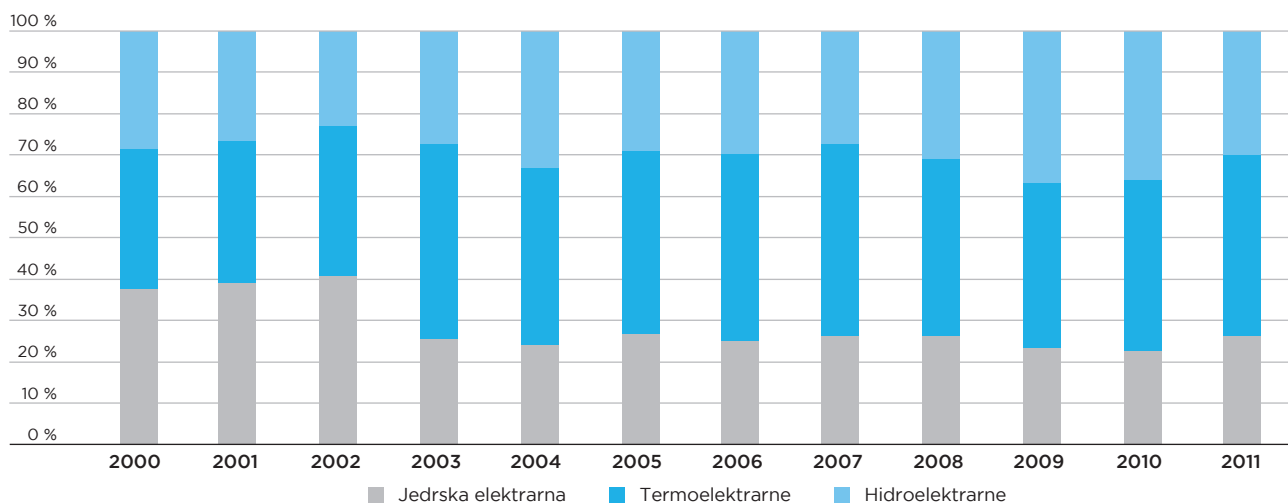
Zanesljivost dobave električne energije odjemalcem je odvisna od zmogljivosti elektroenergetskega sistema ter razpoložljivosti zadostne količine električne energije ter energentov. Govorimo lahko o dveh funkcionalnih vidikih zanesljivosti dobave, to sta zadostnost in sigurnost omrežja. Zadostnost opisuje zmogljivost elektroenergetskega sistema, da v vsakem trenutku pokrije porabo električne energije vseh odjemalcev, pri čemer je treba upoštevati tudi načrtovane izklope in nenačrtovane izpade elementov sistema. V širšem smislu pomeni zadostnost tudi dovolj veliko količino cenovno dostopnih surovin in virov za proizvodnjo električne energije.

Sigurnost omrežja pomeni sposobnost omrežja, da prenese motnje, kot so izpadi elementov, ali okvare, kot so na primer kratki stiki. Da bi zagotovili sigurnost omrežja, se pri načrtovanju prenosnega omrežja in distribucijskega omrežja na višjem napetostnem nivoju uporablja kriterij N-1. Če je kriterij N-1 izpolnjen, je zagotovljeno, da v primeru izpada katerega koli elementa elektroenergetskega sistema v omrežju ne pride do preobremenitev, prekoračitev mejnih vrednosti ali prekinitve dobave.

3.4.1 Spremljanje usklajenosti med proizvodnjo in porabo

Skupna oddaja električne energije v prenosno omrežje se je v letu 2011 zmanjšala za 5,4 % v primerjavi z lanskim obdobjem, upoštevajoč polovično proizvodnjo nuklearne elektrarne Krško. Hidroelektrarne in termoelektrarne v Sloveniji so v letu 2011 v prenosno omrežje oddale manj električne energije kot leta 2010. Jedrska elektrarna je v prenosno omrežje v letu 2011 oddala več električne energije kot v letu 2010, pri čemer je treba upoštevati, da se je v letu 2010 izvedel načrtovani remont, zaradi česar je bila količina oddane energije manjša. Od leta 2000 se struktura oddaje ni bistveno spremenila. V prenosno omrežje so največ, 44 % vse oddane električne energije, oddale termoelektrarne, 30 % hidroelektrarne in 26 % jedrska elektrarna, pri čemer je upoštevana njena polovična proizvodnja.

Slika 37: Struktura proizvodnje električne energije v Sloveniji na prenosnem omrežju od 1999 do 2011 (za obdobje 1999–2002 je upoštevana celotna proizvodnja NEK)

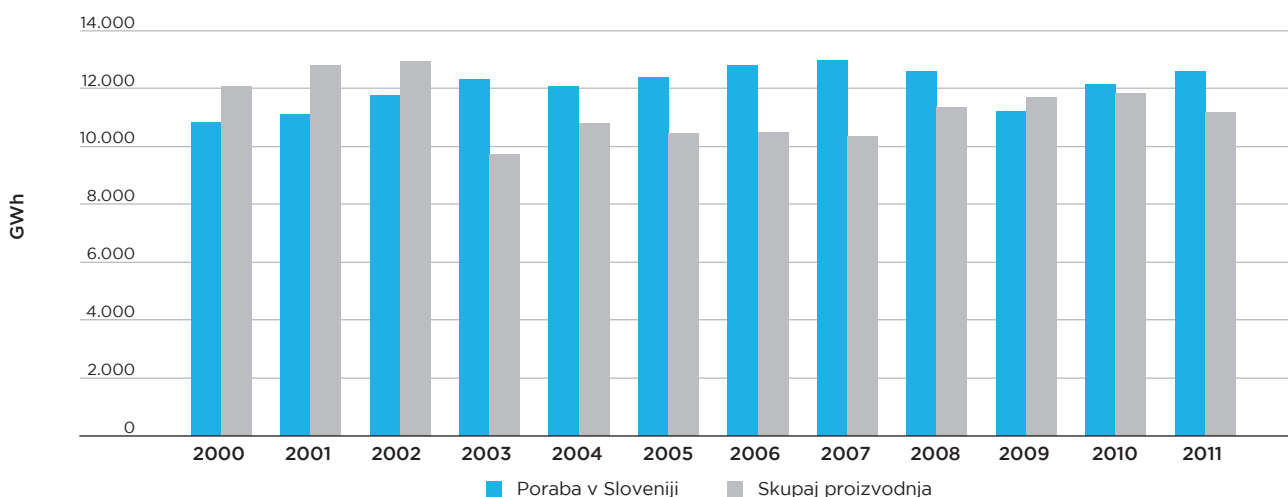


Vir: Eles

V letu 2011 se je odjem povečal predvsem zaradi prevzema električne energije neposrednih odjemalcev. Povečanje odjema neposrednih odjemalcev je bilo 37 % večje glede na leto 2010. Glavni vzrok za povečanje je zagon dodatne elektrolize pri proizvodnji primarnega aluminija konec meseca februarja 2011 v Talumu. Prevzem električne energije distribucijskih podjetij se je v primerjavi s preteklim letom povečal za 0,5 %, črpalna elektrarna Avče pa je bila v zadnjem četrtletju 2011 nerazpoložljiva in je iz omrežja prevzela 21 % manj energije za črpanje kot leto poprej.

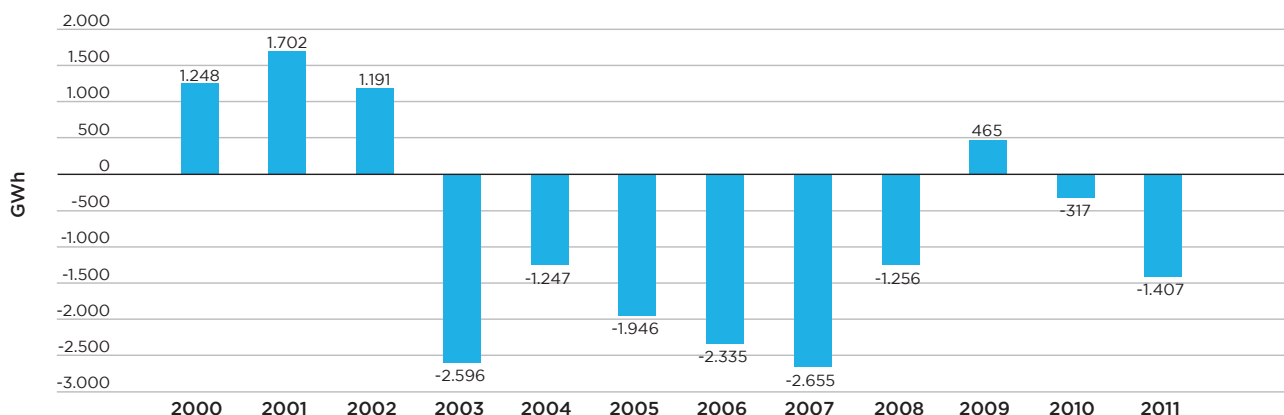
Usklajenost med proizvodnjo in porabo električne energije prikazujeta naslednji sliki. Po letu 2009, ko je kot posledica gospodarske krize poraba električne energije v Sloveniji padla, kar je povzročilo presežek proizvodnje nad porabo, se je v letu 2010 pojavil primanjkljaj, ki se je leta 2011 še povečal.

Slika 38: Proizvodnja in poraba električne energije v Sloveniji na prenosnem omrežju od 1999 do 2011 (za obdobje 1999–2002 je upoštevana celotna proizvodnja NEK)



Vir: Eles

Slika 39: Presežki in primanjkljaji električne energije v Sloveniji na prenosnem omrežju od 1999 do 2011 (za obdobje 1999–2002 je upoštevana celotna proizvodnja NEK)



Vir: Eles

Konična obremenitev, to je največja povprečna urna obremenitev v letu, se je v primerjavi z letom 2010 povečala za 0,5 %. Del povečanja lahko pripišemo vplivu povečanega obsega obratovanja elektrolize v Talumu. Zaradi tega se je spremenil tudi čas nastopa konične obremenitve v omrežju. Maksimalna urna vrednost prevzema, ki je v preteklosti navadno nastopala v mesecih januarja in decembra, je bila v letu 2011 zabeležena v začetku marca.

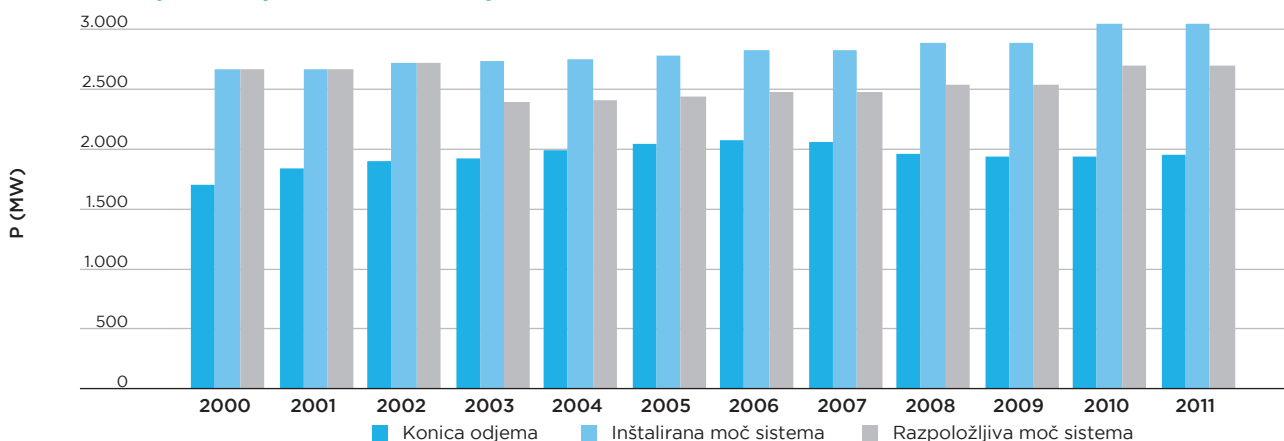
Če primerjamo vrednosti konične obremenitve v preteklem desetletju, lahko ugotovimo, da se je vrednost v posameznem letu nenehno povečevala glede na prejšnje leto, razen v obdobju od leta 2007 do 2009, ko so se vrednosti močno zmanjšale. Vrednost konične obremenitve v letu 2011 zato še vedno ne dosega tiste iz leta 2004, ko je znašala 1991 MW.

Na sliki 40 so prikazane vrednosti konične obremenitve, inštalirane moči proizvodnih objektov in razpoložljive moči za slovenski trg za obdobje 2000–2011.

Razlika med inštalirano močjo proizvodnih virov in dejansko razpoložljivo močjo za slovenski trg predstavlja polovična moč nuklearne elektrarne Krško, ki pripada v skladu s 6. členom Pogodbe med Vlado Republike Slovenije in Vlado Republike Hrvaške o ureditvi statusnih in drugih pravnih razmerij, povezanih z vlaganjem v Nuklearno elektrarno Krško, njenim izkoriščanjem in razgradnjo, hrvaški strani.

V letu 2011 ni bilo v slovensko prenosno omrežje vključenih nobenih novih zmogljivosti, zato sta vrednosti inštalirane moči in razpoložljive moči za slovenski trg ostali nespremenjeni. S spodnje slike je razvidno, da slovenski proizvodni sistem v celoti zagotavlja pokrivanje potreb po moči.

Slika 40: Inštalirane moči proizvodnih objektov, razpoložljive moči za slovenski trg in konična moč odjema na prenosnem omrežju v letih 1999–2011



Vir: Eles

3.4.2 Spremljanje naložb v proizvodnje zmogljivosti za zagotavljanje zanesljive oskrbe

Sistemske operater elektroenergetskega prenosnega omrežja je za desetletno obdobje od leta 2011 do 2020 pripravil načrt razvoja elektroenergetskega prenosnega omrežja. V načrtu razvoja so predstavljene napovedi porabe končne energije, energije prevzete iz prenosnega omrežja in spremembe konične moči za naslednje desetletno obdobje. Poraba končne energije je ocenjena na osnovi različnih predpostavljenih stopnjah gospodarske rasti, vplivov demografskega razvoja ter usmeritve energetske politike. Na podlagi ocenjene porabe končne električne energije je bila izdelana ocena prevzema električne energije iz prenosnega omrežja. Ocena konične moči prenosnega omrežja je bila določena kot funkcija prevzema končne energije in prevzema električne energije iz prenosnega omrežja. Načrt vsebuje tudi scenarije pokrivanja porabe s proizvodnimi objekti ter pričakovane spremembe pri proizvodnih enotah, priključenih na prenosno omrežje.

Tabela 24: Predvidene spremembe proizvodnih enot v obdobju 2012–2020

	Inštalirana moč (MW)	Predvideno leto spremembe
Hidroelektrarne		
Zlatoličje (prenova)	12	2012
Krško	41	2012
Brežice	42	2014
Mokrice	30	2015
Suhadol	41	2015
Učja	26	2015
Trbovlje	33	2016
ČHE Kozjak	440	2016
Moste 2,3	48	2017
Renke	34	2018
Vetrne elektrarne		
Dolenja vas	80	2015
Senožeška Brda	100	2015
Volovja reber	30	2015
Selivec-Vremščica	134	2015
Termoelektrarne		
TET PB I + II	-58	2013
TEŠ blok III	-50	2014
TEŠ blok IV	-248	2014
TEB TA 1 in TA 2	-21	2014
TE-TOL blok IV	118	2014
TET PPE	291	2015
TET PE	170	2015
TEB PE 4 50	200	2015
TEŠ blok VI	545	2016
TEB PB 1, 2 in 3	-63	2016
TE-TOL blok V	80	2020
TE-TOL bloka I in II	-68	2020

Vir: Eles

Tabela 24 prikazuje spremembe pri slovenskih proizvajalcih električne energije, predvidene v načrtu razvoja prenosnega omrežja. Pozitivna vrednost moči v drugem stolpcu pomeni, da gre za nov proizvodni objekt ali za obnovo obstoječega, pri katerem je predvideno povečanje moči, negativna vrednost pa pomeni zaustavitev enote.

3.4.3 Ukrepi za pokrivanje konične energije in primanjkljajev električne energije

Skupna količina nedobavljene energije na prenosnem omrežju je v letu 2011 znašala 69,7 MWh in je občutno nižja kot leto poprej, ko je predvsem zaradi enkratnega dogodka - močnega vetra na območju Primorske – znašala 255,6 MWh.

Poglavitna vzroka, ki sta skupaj odgovorna za več kot 50 % nedobavljene energije v letu 2011, sta defekt merilnega tokovnega transformatorja v RTP Dekani ter izpad DV 110 kV Divača–Ajdo-vščina I in II po delovanju distančne zaščite, ki je bila aktivirana zaradi udara strele. Izklon DV 110 kV Divača– Ajdovščina I in II je povzročil izpad napajanja celotne severnoprimorske zanke. Ostali vzroki za nedobavljeno energijo v letu 2011 so bili padci dreves, delovanje distančne zaščite, napeke pri stikalnih manipulacijah, nevihte ter delovanje zaščite proti neskladju polov.

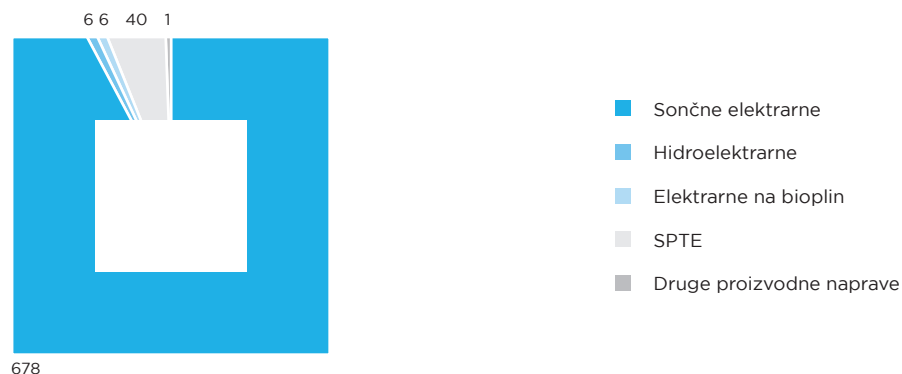
Kljub temu, da v letu 2011 domači viri za proizvodnjo električne energije niso v celoti zadostovali za pokrivanje slovenskih potreb po električni energiji, oskrba zaradi pomanjkanja virov električne energije ni bila nikoli prekinjena.

3.5 Obnovljivi viri in soproizvodnja električne energije

3.5.1 Deklaracije in odločbe o dodelitvi podpore

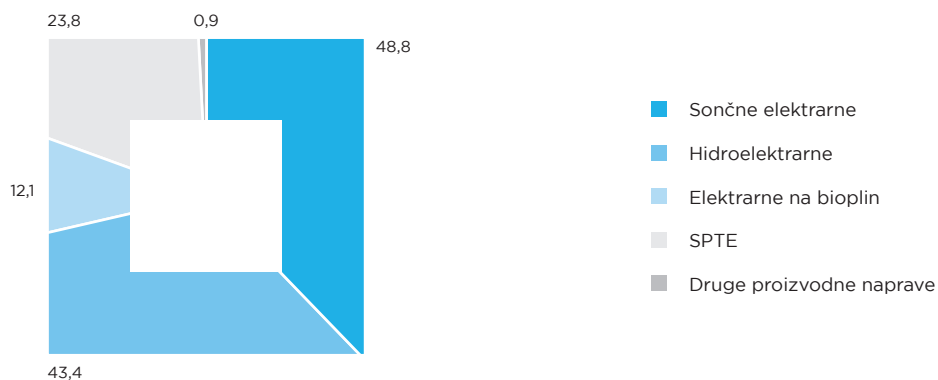
Agencija je v letu 2011 izdala 731 deklaracij za proizvodne naprave, ki proizvajajo električno energijo iz OVE ali v SPTE. Večina deklaracij je bila zaradi ugodne višine podpor za električno energijo, proizvedeno v sončnih elektrarnah, izdanih za tovrstne elektrarne. Za nekatere izmed proizvodnih naprav (predvsem SPTE), ki jim je veljavnost obstoječih deklaracij potekla, so bile deklaracije izdane ponovno.

Slika 41: Število izdanih deklaracij za proizvodno napravo v letu 2011



Vir: agencija

Slika 42: Nazivna električna moč v MW proizvodnih naprav z izdano deklaracijo v letu 2011

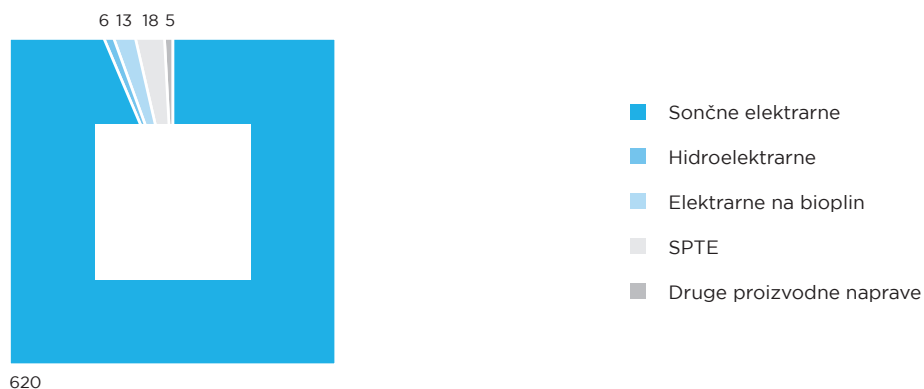


Vir: agencija

Med druge proizvodne naprave sodijo elektrarne na odlagališčni plin, elektrarne na plin iz čistilnih naprav in vetrne elektrarne.

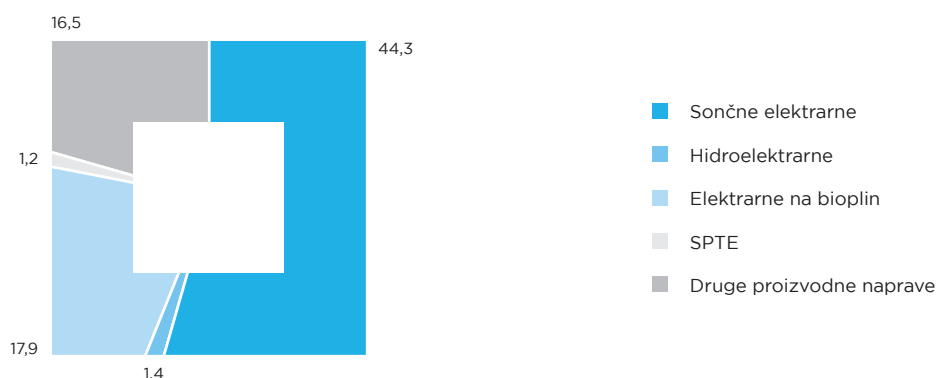
V letu 2011 je bilo izdanih 662 odločb o dodelitvi podpore, ki omogočajo prejemanje podpor za proizvedeno električno energijo po novi shemi. Večina odločb je bila dodeljenih sončnim elektrarnam.

Slika 43: Število izdanih odločb o dodelitvi podpore za proizvodne naprave v letu 2011



Vir: agencija

Slika 44: Nazivne električne moči proizvodnih naprav v MW, za katere so bile izdane odločbe o dodelitvi podpore v letu 2011



Vir: agencija

Leto 2011 je bilo zadnje leto, v katerem sta se vzporedno izvajali stara in nova podporna shema, saj se je stara podporna shema, v katero so bile vključene proizvodne naprave na podlagi nekdanjega statusa kvalificiranega proizvajalca, ob koncu leta prenehala izvajati.

Tabela 25: Proizvodnja proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo, in izplačane podpore

Vrsta proizvodne naprave	Proizvedena električna energija (GWh)	Izplačane podpore (mio EUR)
Hidroelektrarne	359,9	8,4
Sončne elektrarne	50,0	17,2
Vetrne elektrarne	>0	>0
Bioplinske elektrarne	152,7	19,4
Elektrarne na lesno biomaso	94,1	8,2
SPTE na fosilna goriva	286,2	16,3
Druge	0,3	>0
Skupaj	943,3	69,5

Vir: Borzen

3.5.2 Potrdila o izvoru in certifikati RECS

V letu 2011 je agencija kot izdajatelj potrdil o izvoru in RECS certifikatov izdala za 2948 GWh električne energije potrdil o izvoru in 425 GWh električne energije RECS certifikatov.

3.5.3 Emisijski kuponi

EU kot kolektivna podpisnica Kjotskega protokola oziroma države članice so se zavezale, da bodo znatno zmanjšale emisije toplogrednih plinov. Z ratifikacijo Kjotskega protokola je Republika Slovenija prevzela obveznost, da bo v povprečju letne emisije toplogrednih plinov v obdobju od 2008 do 2012 zmanjšala za 8 % glede na izhodiščno leto 1986. Trgovanje z emisijskimi kuponi je eden od instrumentov za doseganje tega cilja.

Leta 2012 se bo zaključil Kjotski protokol (države podpisnice protokola morajo do konca leta 2012 doseči cilje, ki jih predvideva protokol). Politika podnebnih sprememb, ki jo vodi Evropska unija, je ambiciozno načrtovana in velja za vse države članice EU. Sprejeti cilji 20–20–20 predvidevajo zmanjšanje emisij toplogrednih plinov za 20 % do leta 2020, poraba OVE naj bi se v končni rabi prav tako povečala za 20 %, za enak odstotek naj bi se povečala učinkovita raba energije, dosegli pa naj bi tudi 10-odstotni delež biogoriv kot pogonskih goriv v prometu.

V sistem trgovanja z emisijskimi kuponci so vključene naprave z vhodno toplotno močjo 20 MW in dodatno iz dejavnosti energetike še naprave z vhodno toplotno močjo med 15 in 20 MW.

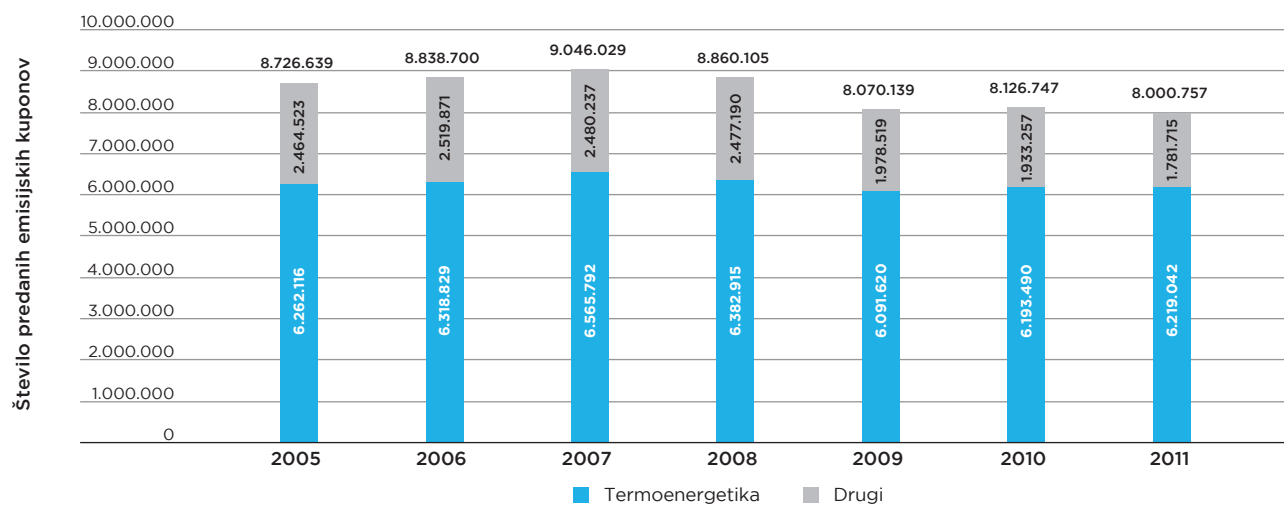
Skladno z Zakonom o varstvu okolja je bil v Sloveniji pripravljen Državni načrt razdelitve emisijskih kuponov za obdobje 2008–2012. Ta določa število emisijskih kuponov, ki jih brezplačno razdeli država. En emisijski kupon pomeni eno tona CO₂. Za vsako tekoče leto morajo podjetja oziroma upravljavci naprav predati število emisijskih kuponov, ki ustrezajo njihovim emisijam CO₂. Če emisije presegajo količino dodeljenih emisijskih kuponov, morajo preostale emisijske kupone kupiti na trgu, če pa imajo zaradi manjše količine emisij presežek kuponov, jih lahko prodajo.

Državni načrt razdelitve emisijskih kuponov za obdobje od 2008 do 2012 (drugo trgovalno obdobje) velja od 1. januarja 2008 do vključno 31. decembra 2012. Celotna količina emisijskih kuponov, ki je predvidena za razdelitev upravljavcem naprav za celotno obdobje 2008 do 2012, znaša 41.494.687 ton CO₂ oziroma v povprečju 8.298.937 ton CO₂ na leto.

Državni načrt razdelitve emisijskih kuponov za obdobje od 2008 do 2012 predstavlja 41,6 % vseh emisij toplogrednih plinov v Sloveniji (po podatkih za leto 2004). Pri določitvi skupne količine emisijskih kuponov za posamezen sektor so bile upoštevane ciljne emisije za posamezen sektor iz Operativnega programa zmanjševanja emisij toplogrednih plinov.

Termoenergetika je v letu 2011 predala 6.219.042 emisijskih kuponov, kar predstavlja 78 % vseh v Sloveniji predanih emisijskih kuponov. Glede na dejanske emisije in cene emisijskih kuponov na trgu lahko sklepamo, da cena emisijskih kuponov ni pomembneje vplivala na ceno proizvedene električne energije v Sloveniji.

Slika 45: Število predanih emisijskih kuponov v obdobju 2005–2011



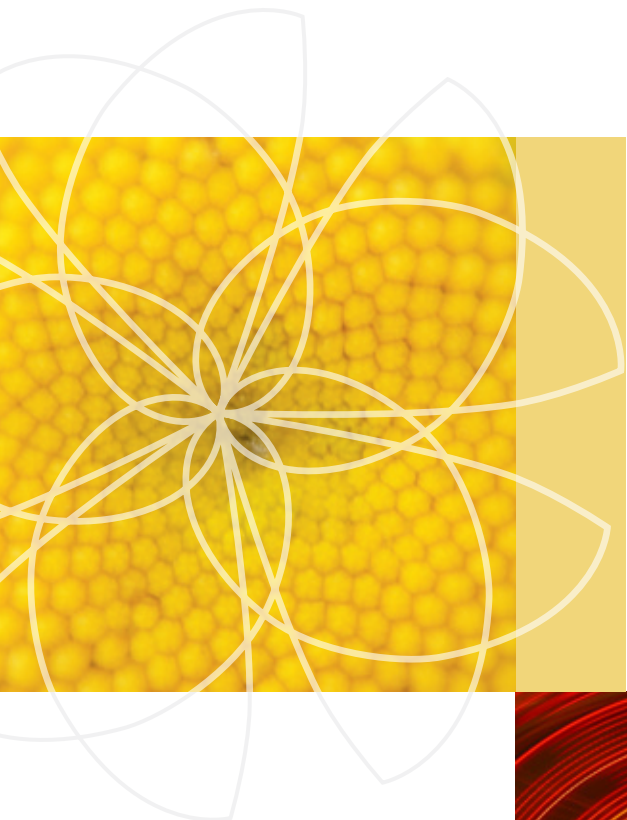
Vira: Poročilo o izpolnitvi obveznosti upravljavcev naprav, Agencija RS za okolje

Slika 46: Gibanje cene emisijskih kuponov drugega trgovalnega obdobja na borzi EEX v letu 2011



Vir: EEX

V prvi polovici leta 2011 je cena emisijskih kuponov na borzi EEX (nakup v letu 2011 za leto 2012) beležila pozitiven trend in dosegla maksimalne vrednosti okrog 18 evrov za tonno CO₂. V drugi polovici leta je cena drastično padala, tako da se je ob koncu leta trgovanje zaključilo pri ceni samo še 7 evrov za tonno CO₂.



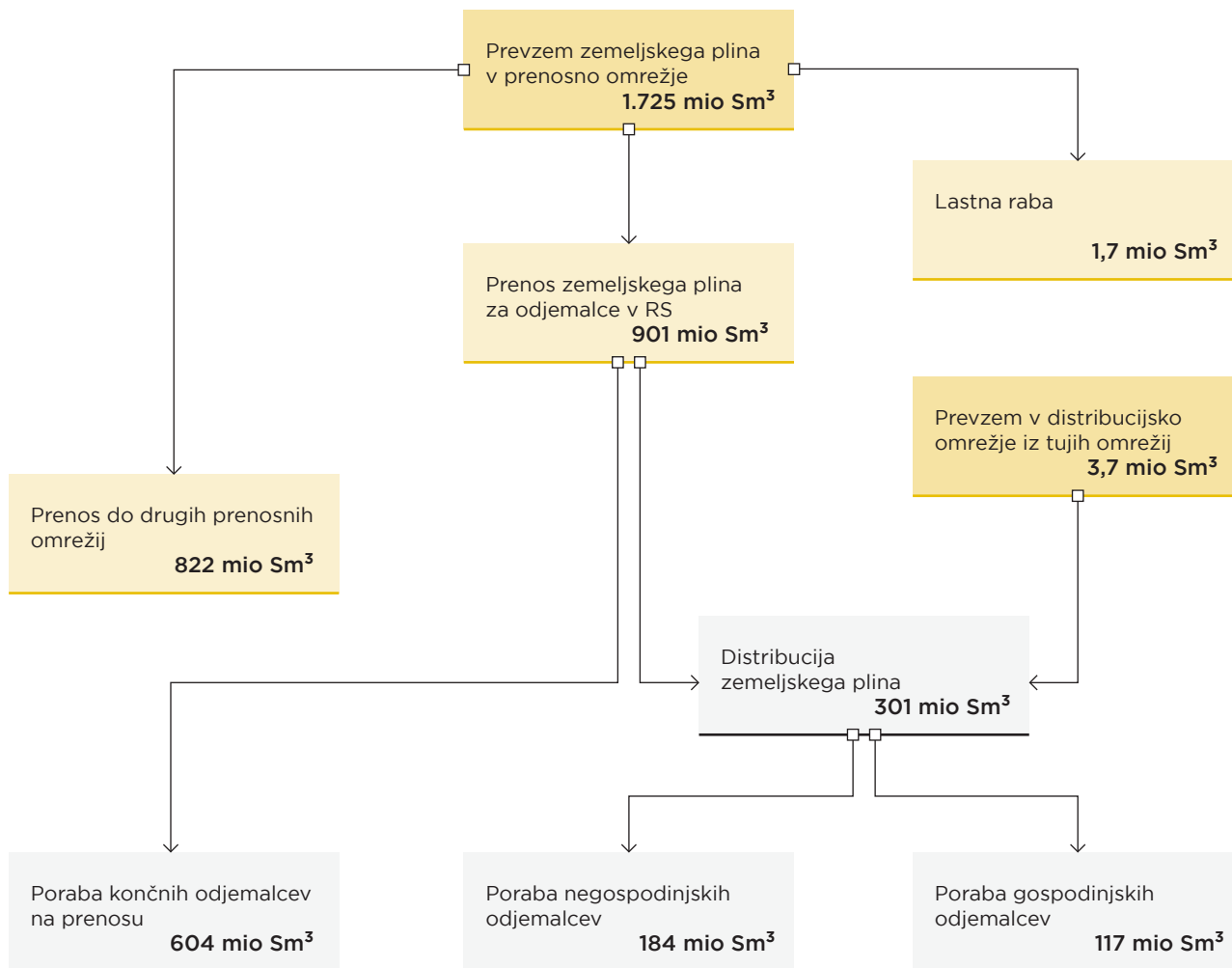
4

ZEMELJSKI PLIN

Leta 2011 je trg z zemeljskim plinom zaznamoval manjše povpraševanje po zemeljskem plinu. Domača poraba se je zmanjšala za 13 %, pri čemer se je poraba industrijskih odjemalcev, priključenih na prenosno omrežje, zmanjšala s 730 milijonov Sm³ na 604 Sm³ zemeljskega plina. Poraba končnih odjemalcev na distribucijskih omrežjih je bila za 19 milijonov Sm³ manjša kot leto poprej.

Zelo velikega padca uporabe prenosnega omrežja ni bilo zaznati samo zaradi manjše porabe domačih odjemalcev, ampak tudi zaradi manjše uporabe slovenskega prenosnega omrežja za prenos zemeljskega plina do drugih prenosnih omrežij.

Slika 47: Osnovni podatki o prenesenih in porabljenih količinah zemeljskega plina

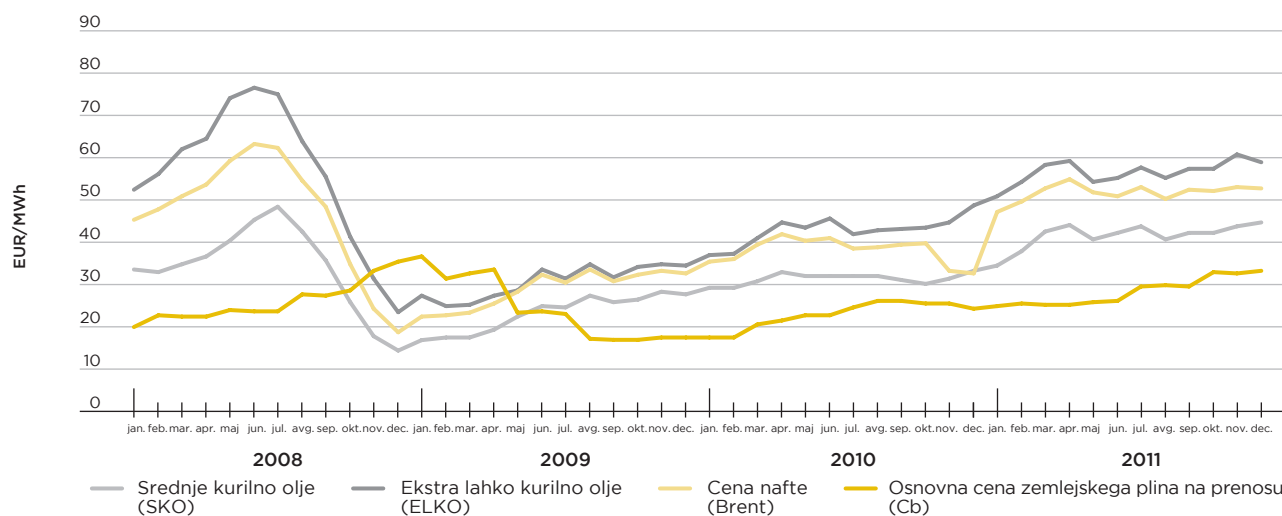


Vir: agencija

Manjša poraba zemeljskega plina je posledica ugodnejših vremenskih pogojev, slabih gospodarskih pogojev za industrijske odjemalce zemeljskega plina in visokih cen tega energenta. Cene zemeljskega plina so v letu 2011 presegle cene zemeljskega plina iz leta 2008, ko so bile zaradi visokih cen nafte in naftnih derivatov najvišje.

Dobava zemeljskega plina je v letu 2011 potekala nemoteno. Preteklo leto je zaznamovala visoka rast cen nafte in naftnih derivatov, kar je neposredno vplivalo na rast cen zemeljskega plina. Nižje cene zemeljskega plina na svetovnih borzah zemeljskega plina se niso odrazile v cenah za odjemalce, saj glavni trgovec in dobavitelj kupuje zemeljski plin predvsem na podlagi dolgoročnih pogodb.

Slika 48: Gibanje cen nafte, naftnih derivatov in osnovne cene zemeljskega plina



Vir: agencija

Slika 48 prikazuje gibanje cen nafte Brent, srednjega kurilnega olja (SKO), ekstra lahkega kurilnega olja (ELKO) in osnovne cene zemeljskega plina na prenosu CB med leti 2008 in 2011. Na sliki je opazna povezava med gibanji teh cen.

Cene vseh opazovanih elementov razen osnovne cene zemeljskega plina so se po močnem povišanju in padcu v letu 2008 v naslednjih dveh letih postopno poviševale. V letu 2011 so cene zemeljskega plina kakor tudi cene naftnih derivatov dosegle najvišjo vrednost v zadnjih dveh letih.

4.1 Reguliranje in regulirane dejavnosti

V Sloveniji so bile v letu 2011 na trgu zemeljskega plina regulirane naslednje dejavnosti:

- dejavnost sistemskega operaterja prenosnega omrežja,
- dejavnost sistemskega operaterja distribucijskega omrežja.

Kot izbirne republiške GJS bi lahko bile organizirane tudi dejavnosti sistemskega operaterja skladišča zemeljskega plina, sistemskega operaterja terminala za utekočinjeni zemeljski plin in organiziranje trga z zemeljskim plinom, vendar v letu 2011 za njihovo izvajanje ni bilo potreb.

Agencija je na trgu z zemeljskim plinom izvajala vrsto regulatornih dejavnosti, ki jih predpisuje EZ. Najpomembnejši področji sta med drugimi omrežnina za prenosno omrežje zemeljskega plina in omrežnina za distribucijsko omrežje zemeljskega plina. Leto 2011 je bilo prvo leto prvega triletnega regulativnega obdobja za omrežnino za prenosno omrežje zemeljskega plina.

4.1.1 Reguliranje prenosne in distribucijske dejavnosti

Dejavnost sistemskega operaterja prenosnega omrežja zemeljskega plina v obliki obvezne republiške GJS izvaja družba Plinovodi, d.o.o. S 1. 1. 2011 se je družba Geoplin plinovodi, d.o.o., preimenovala v družbo Plinovodi, d.o.o. (v nadaljevanju Plinovodi). Družba Plinovodi je pričela izvajati ukrepe za popolno ločitev dejavnosti od matične družbe Geoplin, d.o.o., in pričetek delovanja neodvisnega operaterja sistema.

Regulirane dejavnosti sistemskega operaterja distribucijskega omrežja zemeljskega plina se izvajajo v obliki izbirne lokalne GJS. V letu 2011 je na območju Slovenije dejavnost sistemskega operaterja distribucijskega omrežja zemeljskega plina izvajalo 16 podjetij.

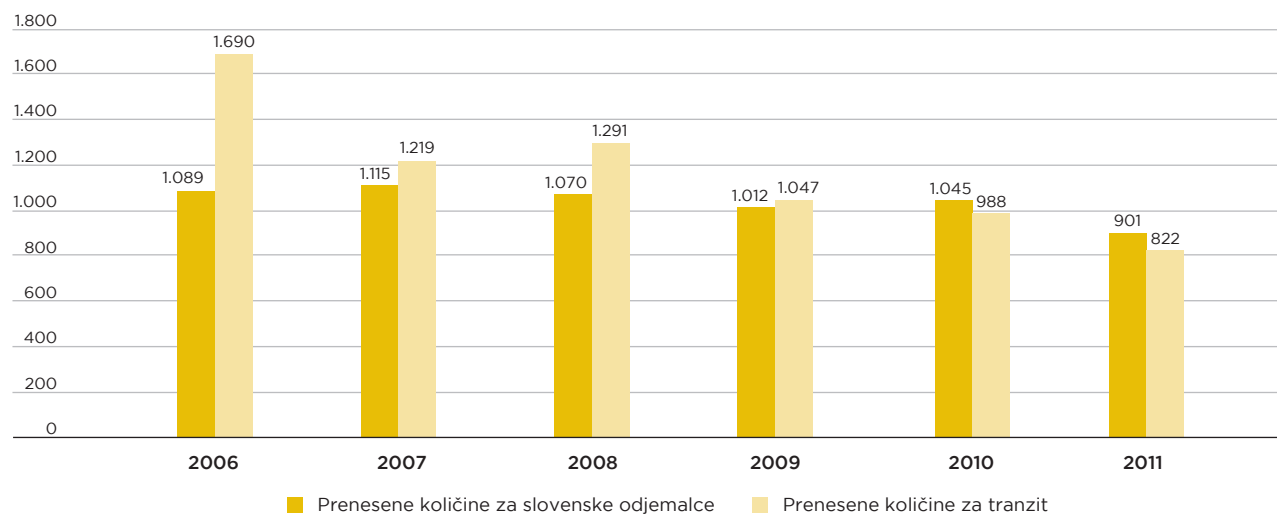
Družba Petrol je 21. julija 2011 pripojila družbo RP plin in postala nosilec koncesije za sistemskega operaterja distribucijskega omrežja na III. ožjem območju občine Šenčur. V Poročilu o stanju na

področju energetike v Sloveniji v letu 2011 so za obravnavano leto navedeni podatki za družbo Petrol, ki glede na pretekla leta vključuje istovrstne podatke družb Petrol in RP plin.

4.1.1.1 Prenos zemeljskega plina

V letu 2011 se je nadaljeval trend zmanjševanja prenesenih količin zemeljskega plina po slovenskem prenosnem omrežju. V primerjavi z letom prej je bilo v letu 2011 za potrebe odjemalcev v Sloveniji prenesenih 13,8 % manj zemeljskega plina. Do prenosnih omrežij sosednjih držav pa je bilo preneseno kar 16,8 % manj zemeljskega plina kot leta 2010 oziroma kar 51,4 % manj kot leta 2006.

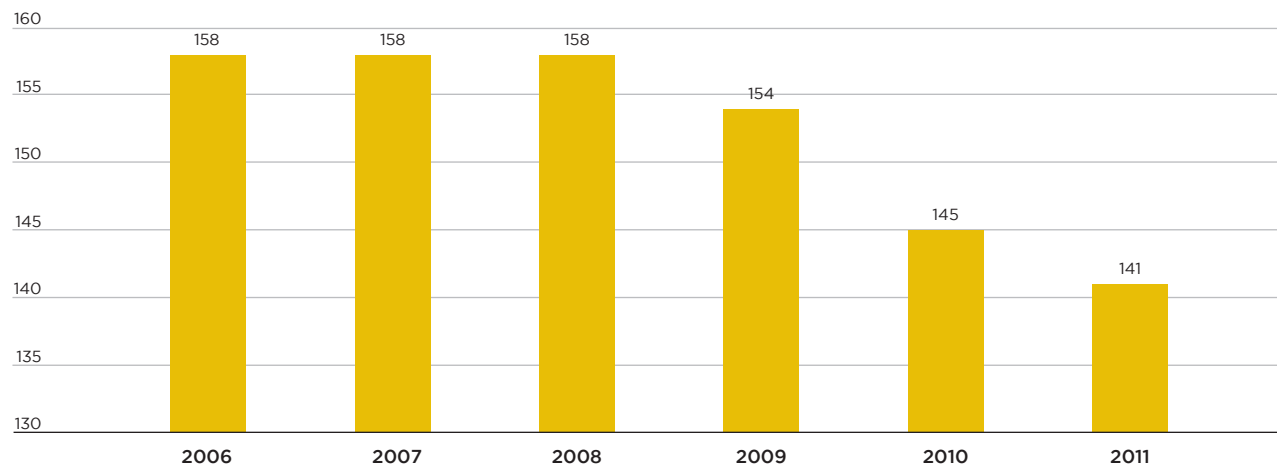
Slika 49: Prenesene količine zemeljskega plina v milijonih Sm³



Vir: agencija

Sistemskega operater je izvajal prenos zemeljskega plina po visokotlačnem in srednjetačnem omrežju ter upravljal, načrtoval, gradil in vzdrževal prenosno omrežje za prenos zemeljskega plina do 16 distribucijskih omrežij zemeljskega plina in 141 končnih odjemalcev.

Slika 50: Število končnih odjemalcev na prenosnem omrežju



Vir: agencija

4.1.1.1 Prenosno omrežje zemeljskega plina

V letu 2011 je bilo zgrajenih 36 kilometrov cevovodov z nazivnim tlakom, višjim od 16 barov. Skupna dolžina visokotlačnih cevovodov tako znaša 845 kilometrov. Dolžina cevovodov z nazivnim tlakom, nižjim od 16 barov, je ostala nespremenjena in znaša 209 kilometrov. Prenosno omrežje sestavlja še 197 merilno-regulacijskih postaj, 43 merilnih postaj, 4 reducirne postaje in kompresorski postaji v Kidričevem in v Ajdovščini.

Slovensko prenosno omrežje je povezano s prenosnimi omrežji zemeljskega plina Avstrije (MRP Ceršak), Italije (MRP Šempeter) in Hrvaške (MRP Rogatec). Prenosno omrežje je v lasti in upravljanju sistemskega operaterja prenosnega omrežja, družbe Plinovodi.

Največja dnevna konična obremenitev omrežja za potrebe odjemalcev v Sloveniji je bila 4.787.191 Sm³ zemeljskega plina. Prenos zemeljskega plina je potekal v skladu z načrti in brez obratovalnih motenj.

Kljub manjšim skupnim prenesenim količinam so se največje povprečne dnevne zmogljivosti po prenosnih poteh od Ceršaka po plinovodu M1 in M2 v zimskem obdobju gibale okoli 90 % in dosegle najvišjo dnevno stopnjo izkoriščenosti 92,6 %, kar je 6,2 % manj kot leto prej. Ta prenosna smer je bila pogodbeno prezasedena in hkrati tudi komercialno najbolj zanimiva. Največja mesečna stopnja izkoriščenosti te prenosne poti je bila 84 % v točki Ceršak, kar je 7,3 % manj kot leta 2010.

Načrtovana dela na prenosnem omrežju so povzročila prekinitve dobave v skupnem obsegu 37 ur. Pri tem je bil najdaljši čas posamezne prekinitve 12 ur, najkrajši pa 7 ur. Nenačrtovanih prekinitvev dobave ni bilo. Sistemski operater prenosnega omrežja je zagotavljal stabilno obratovanje prenosnega omrežja in zanesljivost dobave skladno s pogodbenimi obveznostmi.

4.1.1.2 Poslovanje sistemskega operaterja prenosnega omrežja

Sistemski operater prenosnega omrežja je poslovno leto 2011 končal s čistim poslovnim izidom v višini 5,1 milijona evrov, kar je za 28,8 % manj kot leto pred tem. V družbi je bilo konec leta 2011 zaposlenih 158 delavcev ali 10 več kot leta 2010. Povečanje števila zaposlenih je predvsem posledica spremenjene notranje organizacije družbe na podlagi Direktive 2009/73/ES.

4.1.1.3 Lastništvo sistemskega operaterja prenosnega omrežja

Sistemski operater prenosnega omrežja je od ustanovitve 1. januarja 2005 v 100 % lasti družbe Geoplin, ki opravlja dejavnost dobave zemeljskega plina. Sistemski operater je zagotavljal upravljavske in organizacijske ukrepe skladno z 31.b členom EZ.

4.1.1.4 Naložbe v prenosno omrežje

Leta 2011 je sistemski operater prenosnega omrežja za gradnjo in obnovo prenosnega omrežja namenil 75,9 milijona evrov, kar je skoraj 75 % več kot leto prej. Sistemski operater prenosnega omrežja je 17 % naložb financiral z amortizacijo, 76 % oziroma 58 milijonov evrov finančnih sredstev je financiral s kreditom EIB in nepovratnimi sredstvi EU (EEPR in TEN-E). Preostali vir naložb predstavljajo lastna sredstva.

Naložbena dejavnost v prenosno omrežje je bila usmerjena predvsem v povečanje zmogljivosti prenosnega omrežja zemeljskega plina. Za naložbe prve prioritete je bilo porabljenih 94 % naložbenih sredstev. Preostala sredstva so bila porabljena za naložbe v diverzificirano oskrbo in čezmejni prenos, dograditve in izpopolnitve ter druge manjše investicije.

Sistemski operater prenosnega omrežja je v letu 2011 zaključil gradnjo prenosnega plinovoda M1/1 Ceršak–Kidričevo ter zanj pridobil uporabno dovoljenje. Za dele prenosnega plinovoda M2/1 Rogaška Slatina–Trojane, M2/1 Trojane–Vodice in M5/R51 Vodice–TE-TOL so bili vloženi zahtevki za pridobitev gradbenega dovoljenja. Prav tako je bila podana vloga za pridobitev 2 gradbenih dovoljenj, ki pokrivata 40 % trase plinovoda M2/1 Rogaška Slatina–Vodice. Za ta plinovod so bile tudi nabavljene plinovodne cevi. Pričeti so bili postopki za pripravo 18 državnih prostorskih načrtov ter z njimi povezana izdelava projektne ter prostorske dokumentacije.

Naložbe v prenosno omrežje zemeljskega plina se izvajajo na podlagi dolgoročnega razvojnega načrta, ki ga sistemski operater prenosnega omrežja posodablja vsako drugo leto. Decembra

2010 je sistemski operater prenosnega omrežja pripravil Razvojni načrti prenosnega plinovodnega omrežja za obdobje 2011-2020, Ministrstvo za gospodarstvo pa je aprila 2011 k načrtu izdalo soglasje.

Tabela 26: Pregled dejavnosti prve prioritete, povezanih z naložbami v prenosno omrežje zemeljskega plina

Objekt	Dejavnosti v letu 2011
M1/1a Ceršak-Kidričevo	Objekt zgrajen v letu 2011
M2/1b Rogaška Slatina-Trojane M2/1c Trojane-Vodice	Objekt v gradnji, predviden zaključek gradnje v letu 2014
M5 Vodice-Jarše R51 Jarše-TE-TOL	Vložen zahtevek za izdajo gradbenega dovoljenja, predviden zaključek gradnje v letu 2014
R15/1 KP Kidričevo-Talum	Potekajo aktivnosti za začetek državnega prostorskega načrta
R25A/1 Trojane-Hrastnik	V pripravi državni prostorski načrt, sprejet predvidoma v letu 2013
Razširitev kompresorske postaje Kidričevo	Brez sprememb, terminski načrt gradnje odvisen od dokončne variantne rešitve projekta tranzitnega plinovoda

Vira: Plinovodi, agencija

4.1.1.2 Distribucija zemeljskega plina

Distribucija zemeljskega plina, ki se izvaja kot izbirna lokalna GJS dejavnost sistema operaterja distribucijskega omrežja zemeljskega plina, je lahko organizirana v obliki:

- javnega podjetja, ki ga ustanovi lokalna skupnost,
- je urejena s koncesijskim aktom med koncesionarjem in lokalno skupnostjo kot koncedentom ali
- kot vlaganje javnega kapitala v dejavnost oseb zasebnega prava.

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

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

Leta 2011 je imelo 60 lokalnih skupnosti to dejavnost organizirano s koncesijskim razmerjem med koncesionarjem in lokalno skupnostjo. V 14 lokalnih skupnostih za opravljanje teh dejavnosti delujejo javna podjetja, v eni lokalni skupnosti pa se GJS izvaja v obliki vlaganja javnega kapitala v dejavnost oseb zasebnega prava. V skupno 75 lokalnih skupnostih je to dejavnost opravljal 16 sistemskih operaterjev distribucijskih omrežij zemeljskega plina. V lokalni skupnosti Šenčur sta dejavnost GJS izvajala 2 sistemska operaterja distribucijskega omrežja, saj je lokalna skupnost za izvajanje GJS določila 2 območji. V dodatnih 9 lokalnih skupnostih je bila koncesija za izvajanje dejavnosti sistema operaterja distribucijskega omrežja zemeljskega plina že podeljena, vendar se distribucija zemeljskega plina še ni izvajala, ker distribucijsko omrežje še ni usposobljeno za uporabo.

Vsa podjetja, ki v Sloveniji opravljajo distribucijo zemeljskega plina, imajo na distribucijsko omrežje zemeljskega plina priključenih manj kot 100.000 odjemalcev, zato za njih ne velja zahteva za pravno ločitev dejavnosti in zadostuje računovodska ločitev posameznih energetske dejavnosti. Računovodska ločitev posameznih energetske dejavnosti pomeni, da morajo podjetja za distribucijo pripraviti za vsako energetske dejavnost ločene računovodske izkaze.

V Sloveniji je bilo leta 2011 skupaj 4305 kilometrov distribucijskih vodov zemeljskega plina z različnimi tlačnimi nivoji, kar pomeni 3,4 % več kot leto prej. Največ, skoraj 50 % distribucijskih vodov, deluje s tlakom do 100 milibarov in le dober odstotek s tlakom nad 4 bare, kot je prikazano v tabeli 27. Distribucijski vodi s pripadajočo infrastrukturo so pretežno v lasti sistemskih operaterjev.

Tabela 27: Distribucijski vodi in merilne (regulacijske) postaje

Dolžina omrežja za tlačni nivo od 4 do 16 barov	47 km
Dolžina omrežja za tlačni nivo od 100 milibarov do 4 barov	2.086 km
Dolžina omrežja za tlačni nivo do 100 milibarov	2.171 km
Število merilnih postaj	27
Število regulacijskih in merilno-regulacijskih postaj	171

Vir: agencija

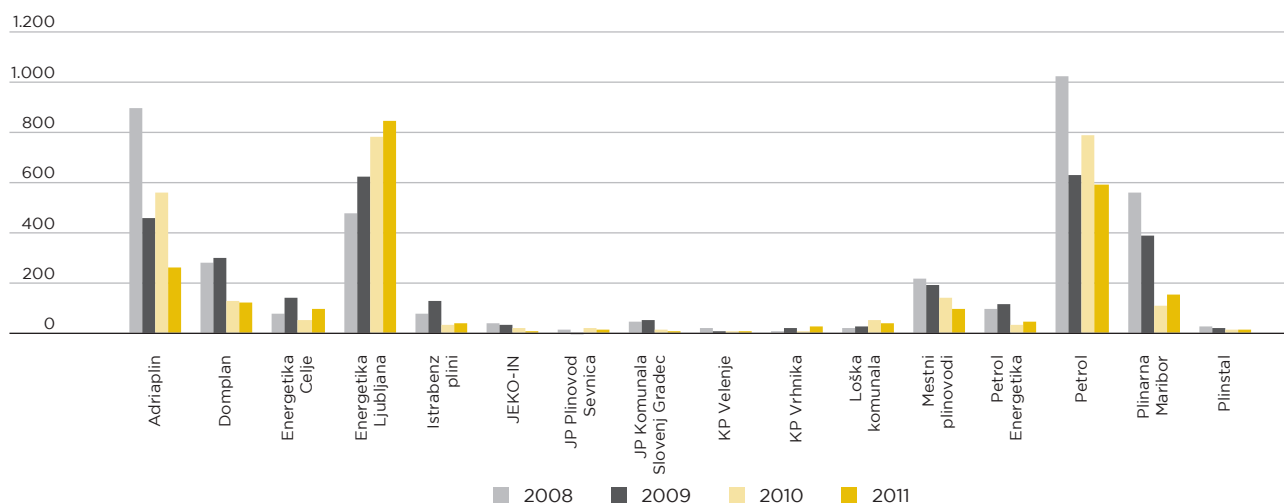
Zanesljivo in varno delovanje distribucijskega omrežja zemeljskega plina je mogoče zagotavljati le z rednimi in izrednimi vzdrževalnimi deli. Redna vzdrževalna dela so bila opravljena povprečno v 8 urah. Nenačrtovanih del je bilo 396 in so povprečno trajala 4 ure. Prekinitev dobave je bilo 70, skupaj so trajale 337 ur.

4.1.1.2.1 Odjemalci, priključeni na distribucijsko omrežje

Na vsa distribucijska omrežja v 75 lokalnih skupnostih je bilo leta 2011 priključenih 130.152 odjemalcev zemeljskega plina, kar predstavlja 1 % več kot leta 2010. Gospodinskih odjemalcev je bilo 1,3 % več, negospodinskih pa 1,9 % manj kot leta 2010. Tem odjemalcem so sistemski operaterji distribucijskih omrežij distribuirali 301 milijon Sm³ zemeljskega plina, kar predstavlja letni upad za 6 %. Upad distribuiranih količin je bil večji pri gospodinskih odjemalcih, kjer je znašal 6,9 %, medtem ko je pri negospodinskih odjemalcih znašal 5,4 %.

Leta 2011 so sistemski operaterji distribucijskih omrežij na novo priključili 2318 odjemalcev, kar je skoraj 15 % manj kot leta 2010.

Slika 51: Število novih odjemalcev na distribucijskih omrežjih v letih 2008–2011



Vir: agencija

Povprečni čas trajanja celotnega postopka priključitve novih odjemalcev je znašal 27 dni po oddaji vloge za priključitev. Pri distribucijskem podjetju, ki je potrebovalo najdlje časa, pa je postopek v povprečju trajal 60 dni. Fizična priključitev na omrežje je trajala povprečno 9 dni.

Odjemalci, priključeni na distribucijska omrežja zemeljskega plina, so imeli v letu 2011 regulirane cene za uporabo omrežja. Gospodinski odjemalci uporabljajo zemeljski plin predvsem za pripravo tople (sanitarne) vode in za ogrevanje. Kar 90 % odjemalcev porabi manj kot 4500 Sm³ zemeljskega plina na leto, vendar njihova poraba pomeni le 31 % celotne porabe odjemalcev zemeljskega plina, priključenih na distribucijsko omrežje.

4.1.1.2.2 Poslovanje sistemskih operaterjev distribucijskih omrežij

V letu 2011 je na dejavnosti sistema operaterja distribucijskega omrežja zemeljskega plina 11 podjetij za distribucijo zemeljskega plina izkazalo pozitivni čisti poslovni izid v skupnem znesku 5 milijonov evrov, preostalih 5 podjetij pa negativen čisti poslovni izid v skupnem znesku 0,91 milijona evrov.

4.1.1.2.3 Lastniška struktura sistemskih operaterjev distribucijskih omrežij in lastništvo omrežij

Na dan 31. decembra 2011 je bilo 11 sistemskih operaterjev distribucijskih omrežij v večinski lasti ene ali več občin in domačih oziroma tujih pravnih oseb. Pri 4 sistemskih operaterjih distribucijskih omrežij je lastništvo razpršeno, saj nimajo večinskega lastnika.

Tabela 28: Lastniška struktura sistemskih operaterjev distribucijskih omrežij

Lastništvo distribucijskih podjetij	Število podjetij
Večinska last ene ali več občin	6
Večinska last domače pravne osebe	5
Večinska last tuje pravne osebe	1
Ni večinskih lastnikov	4
Skupaj	16

Vir: agencija

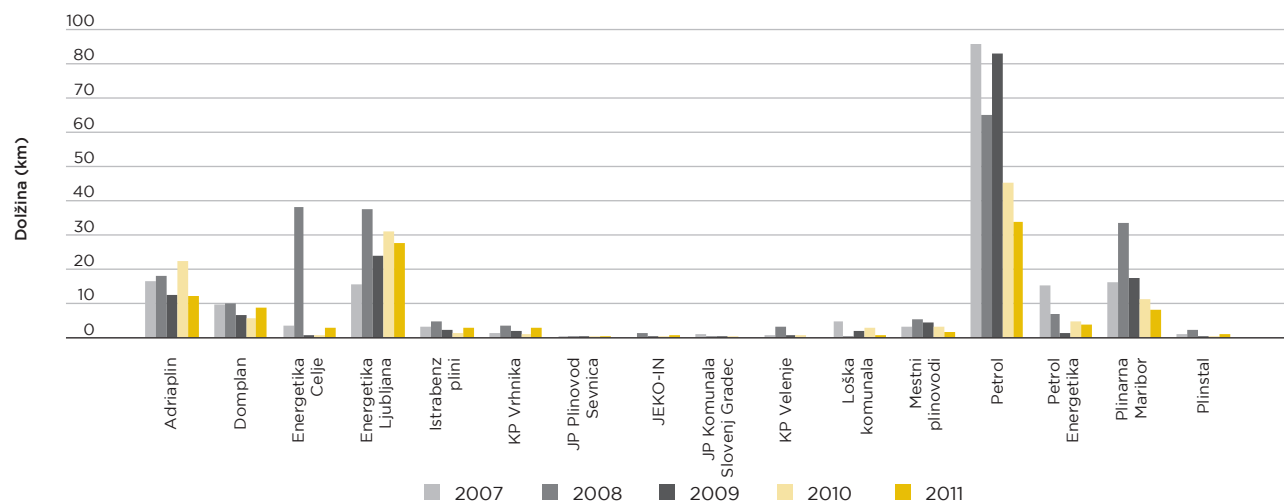
Distribucijsko omrežje je imelo v svoji lasti 6 sistemskih operaterjev. Preostalih 10 sistemskih operaterjev distribucijskih omrežij nima v lasti dela ali celotnega distribucijskega omrežja. Razen v dveh primerih, kjer gre za posamezne dele distribucijskih omrežij, so sistemski operaterji ustrezno uredili razmerja z lastniki omrežja.

4.1.1.2.4 Naložbe v distribucijska omrežja

Programi naložb v distribucijska omrežja se v večini primerov uskladijo med sistemskim operaterjem in lokalno skupnostjo, največkrat pa je časovni načrt naložb opredeljen že v koncesijski pogodbi ali v drugem aktu lokalne skupnosti.

Na distribucijskih omrežjih je bilo zgrajenih 141 kilometrov novih plinovodov, kar je 2 % več kot leta 2010.

Slika 52: Dolžina novih distribucijskih omrežij v letih 2007–2011



Vir: agencija

4.1.1.3 Omrežnine za omrežja zemeljskega plina

Cena za uporabo omrežij je sestavljena iz omrežnine in dodatka, namenjenega delovanju agencije. Omrežnina je namenjena pokrivanju stroškov izvajanja GJS dejavnosti sistemskih operaterjev ter pokrivanju stroškov sistemskih storitev. Omrežnino za prenosno in distribucijsko omrežje določijo sistemski operaterji s soglasjem agencije, dodatek pa določi vlada.

4.1.1.3.1 Omrežnina za prenosno omrežje zemeljskega plina

Podlaga za določitev omrežnine za prenosno omrežje zemeljskega plina 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. Navedena akta oziroma metodologiji je pripravila in sprejela agencija.

Metodologija za določitev omrežnine določa način, pogoje in metodo določanja omrežnine ter kriterije za ugotavljanje upravičenih stroškov sistema operaterja prenosnega omrežja, med katere sodijo tudi vzpodbude za učinkovitejše poslovanje sistema operaterja. Za določitev omrežnine se uporablja metoda zamejenega prihodka ob upoštevanju metode zamejene cene.

Omrežnina za prenosno omrežje zemeljskega plina je za posamezne odjemne skupine enotna na celotnem območju Slovenije, saj se za obračunavanje omrežnine uporablja metoda poštna znamke. Omrežnina za prenosno omrežje zemeljskega plina je odvisna od zakupljene pogodbene prenosne zmogljivosti, prenesene količine zemeljskega plina, uporabljene merilne naprave ter upoštevanja ostalih parametrov iz metodologije za obračunavanje omrežnine.

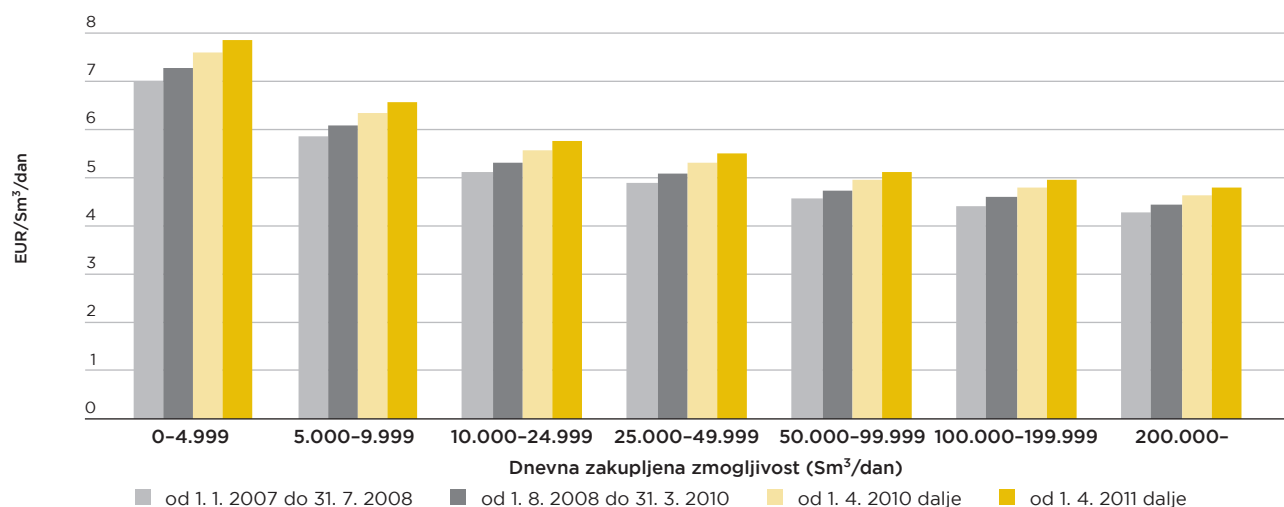
Omrežnino za prenosno omrežje zemeljskega plina za triletno regulativno obdobje določi sistemski operater prenosnega omrežja po javnem pooblastilu v aktu o določitvi omrežnine za prenosno omrežje zemeljskega plina. Akt objavi v Uradnem listu Republike Slovenije po predhodno prejetem soglasju agencije.

Sistemski operater prenosnega omrežja uporabnikom zaračunava omrežnino tako, da jim zaračunava:

- znesek za prenos zemeljskega plina,
- znesek za lastno rabo,
- znesek za izvajanje meritev.

Gibanje cen za prenos zemeljskega plina za posamezne odjemne skupine v obdobju 2007–2011 prikazuje slika 53.

Slika 53: Gibanje cen za prenos zemeljskega plina za posamezne odjemne skupine v obdobju od 2007–2011



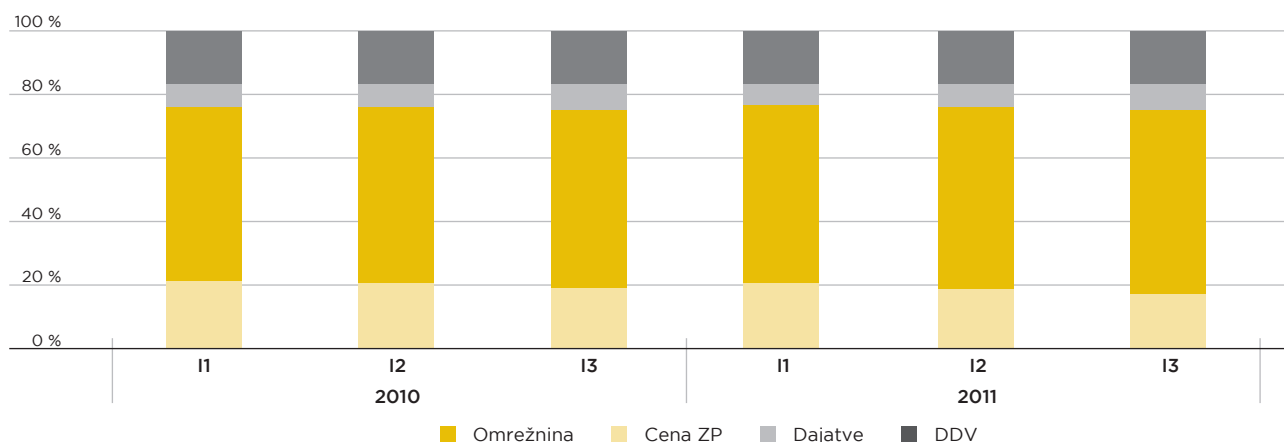
Vir: agencija

Cene za prenos zemeljskega plina po prenosnem omrežju zemeljskega plina so različne in odvisne od zakupljene dnevne zmogljivosti na letni ravni ($\text{Sm}^3/\text{dan}/\text{leto}$). Sistemski operater prenosnega omrežja je po pridobljenem soglasju agencije s 1. januarjem 2011 spremenil cene za prenos zemeljskega plina, ki so bile veljavne od 1. aprila 2010 dalje. Cene za prenos zemeljskega plina odražajo upravičene stroške sistema operaterja prenosnega omrežja.

Odjemalci, priključeni na prenosno omrežje zemeljskega plina, imajo na računu omrežnino za prenosno omrežje zemeljskega plina izkazano ločeno od drugih postavk.

Končna cena zemeljskega plina za industrijske odjemalce je sestavljena iz cene za uporabo omrežja, cene plina ter dajatev. Dajatve sestavljajo CO_2 taksa, trošarina in dodatek za povečanje učinkovitosti rabe. Dajatve so v strukturi cene predstavljale od 6 do 8 % končne cene zemeljskega plina. Cena plina kot blaga je pri industrijskih odjemalcih predstavljala od 56 do 58 %, omrežnina pa od 17 do 21 % cene.

Slika 54: Struktura končne cene zemeljskega plina v letu 2010 in 2011 za industrijske odjemalce



Vir: agencija

4.1.1.3.2 Omrežnina za distribucijska omrežja zemeljskega plina

Omrežnina se določi v skladu z Aktom o določitvi metodologije za določitev omrežnine in kriterijev za ugotavljanje upravičenih stroškov za distribucijsko omrežje zemeljskega plina in Aktom o določitvi metodologije za obračunavanje omrežnine za distribucijsko omrežje zemeljskega plina. Navedena akta je določila in sprejela agencija.

Metodologija za določitev omrežnine določa način, pogoje in metodo določanja omrežnine ter kriterije za ugotavljanje upravičenih stroškov sistema operaterja distribucijskega omrežja, med katere sodijo tudi vzpodbude za učinkovito poslovanje sistema operaterja distribucijskega omrežja.

Omrežnina za distribucijsko omrežje zemeljskega plina vključuje tudi stroške, povezane z uporabo prenosnega omrežja.

Za določitev omrežnine se uporablja metoda zamejenega prihodka ob upoštevanju metode zamejene cene. Cene za distribucijo zemeljskega plina so enotne za posamezne odjemne skupine na posameznih geografskih območjih. To pomeni, da cene za značilne odjemalce na različnih geografskih območjih niso enake, saj cene odražajo različne stroške sistema operaterja distribucijskega omrežja na posameznem geografskem območju.

Posamezne odjemne skupine so določene skladno z metodologijo za obračunavanje omrežnine. Sistemski operater distribucijskega omrežja lahko odjemne skupine združuje in predlaga enotne cene za več odjemnih skupin.

Sistemski operater distribucijskega omrežja določi cene za distribucijo zemeljskega plina za enoletno regulativno obdobje v aktu o določitvi omrežnine za distribucijsko omrežje zemeljskega plina za posamezno geografsko območje, ki ga objavi v Uradnem listu Republike Slovenije po predhodnem prejetem soglasju agencije. V letu 2011 se je pri obračunu omrežnine uporabljalo 25 aktov o določitvi omrežnine za distribucijsko omrežje zemeljskega plina.

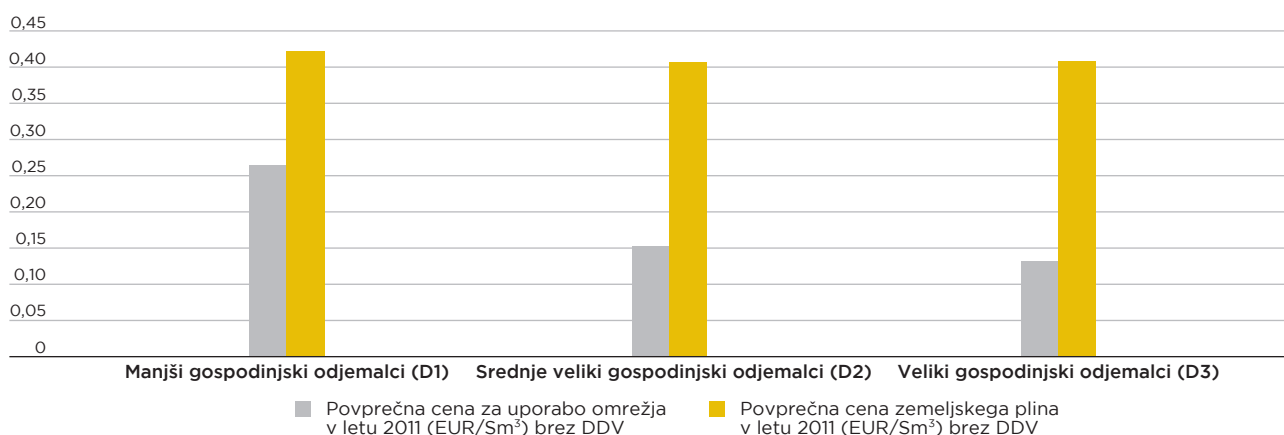
Sistemski operater distribucijskega omrežja uporabnikom omrežja zaračunava omrežnino tako, da jim zaračunava:

- znesek za distribucijo zemeljskega plina,
- znesek za izvajanje meritev.

V letu 2011 so vsi sistemski operaterji distribucijskih omrežij zemeljskega plina na računih izdanih odjemalcem zagotavljali ločeno izkazovanje omrežnine.

Slika 55 prikazuje povprečne cene za uporabo omrežja in povprečne cene zemeljskega plina v letu 2011 za 4 največje dobavitelje gospodinjskim odjemalcem, ki so hkrati sistemski operaterji distribucijskih omrežij.

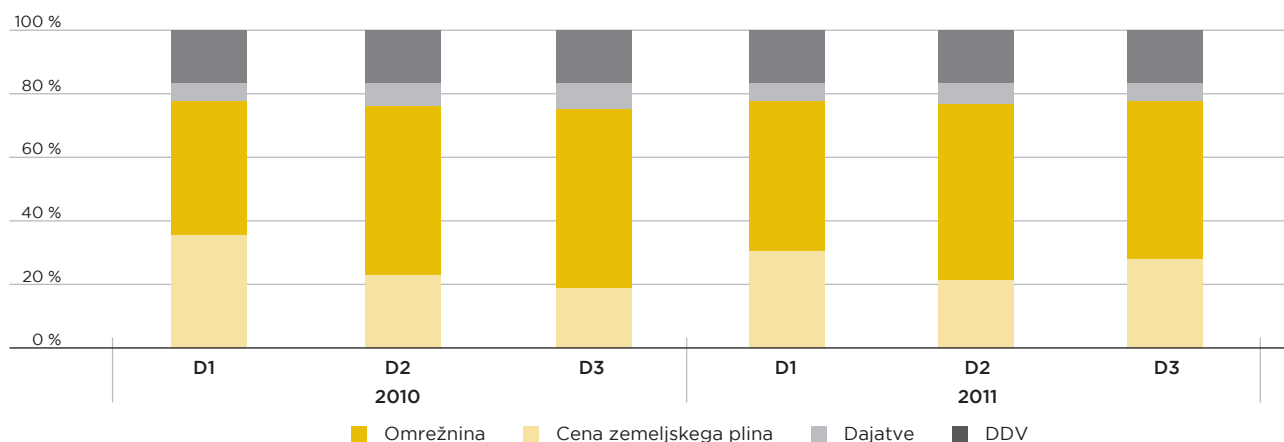
Slika 55: Povprečne cene za uporabo omrežja in povprečne cene zemeljskega plina v letu 2011 za gospodinjske odjemalce



Vir: agencija

Končna cena zemeljskega plina za gospodinjske odjemalce je sestavljena iz cene za uporabo omrežja, cene plina ter dajatev. Dajatve sestavljajo CO₂ taksa, trošarina in dodatek za povečanje učinkovitosti rabe. Dajatve predstavljajo v strukturi cene približno 5,5 % končne cene zemeljskega plina. Cena plina kot blaga predstavlja pri gospodinjskih odjemalcih od 47 do 55 %, omrežnina pa od 28 do 31 % cene.

Slika 56: Struktura končne cene zemeljskega plina v letu 2010 in 2011 za gospodinjske odjemalce



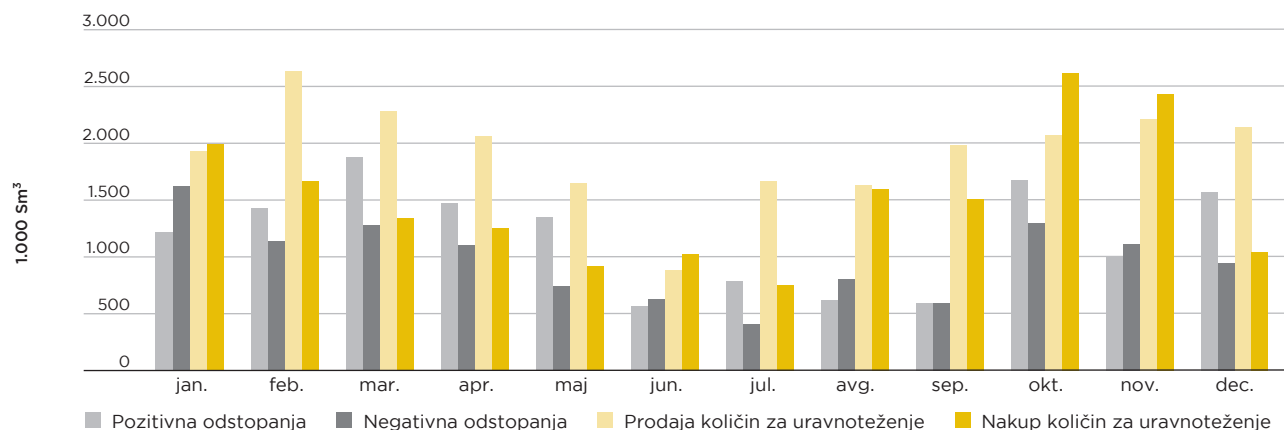
Vir: agencija

4.1.1.4 Izravnava odstopanj

V letu 2011 sta izravnavo odstopanj za člane svojih bilančnih skupin izvajala dva nosilca bilančnih skupin – Geoplin in Adriaplin. Sistemski operater prenosnega omrežja je izvajal obračun odstopanj in skrbel za uravnoteženje sistema z nakupom in prodajo zemeljskega plina.

Količine za izravnavo dnevnih odstopanj so v letu 2011 znašale 2,9 % prenesenih količin zemeljskega plina za potrebe odjemalcev v Sloveniji, količine za uravnoteženje prenosnega omrežja zemeljskega plina pa 4,6 %, kar je 21 % več kot leto prej.

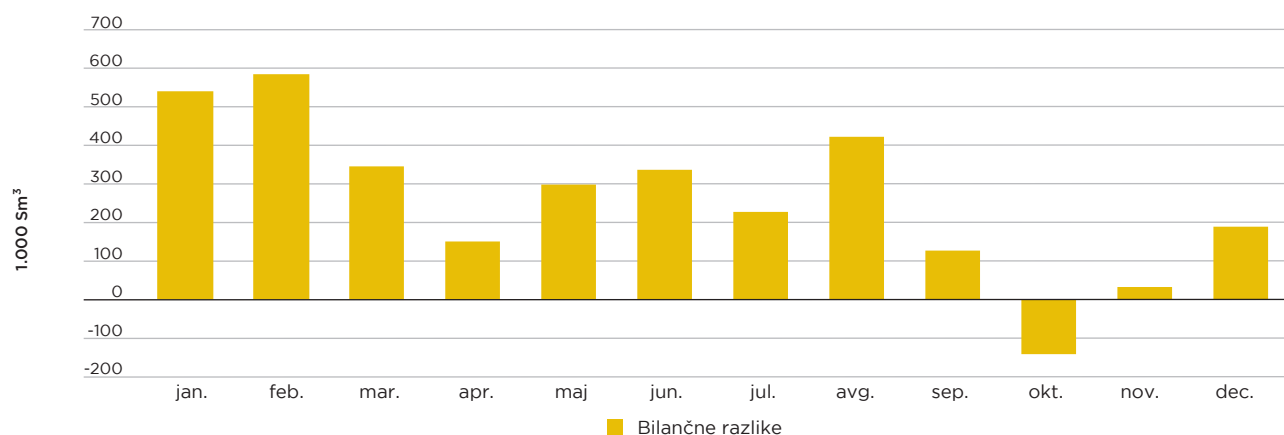
Slika 57: Količine zemeljskega plina za izravnavo odstopanj in uravnoteženje



Vir: agencija

V prenosnem omrežju zemeljskega plina so bile v letu 2011 na podlagi sistemske enačbe ugotovljene bilančne razlike v višini 3,4 milijona Sm³ zemeljskega plina, kar predstavlja 0,37 % prenesenih količin zemeljskega plina za potrebe odjemalcev v Sloveniji.

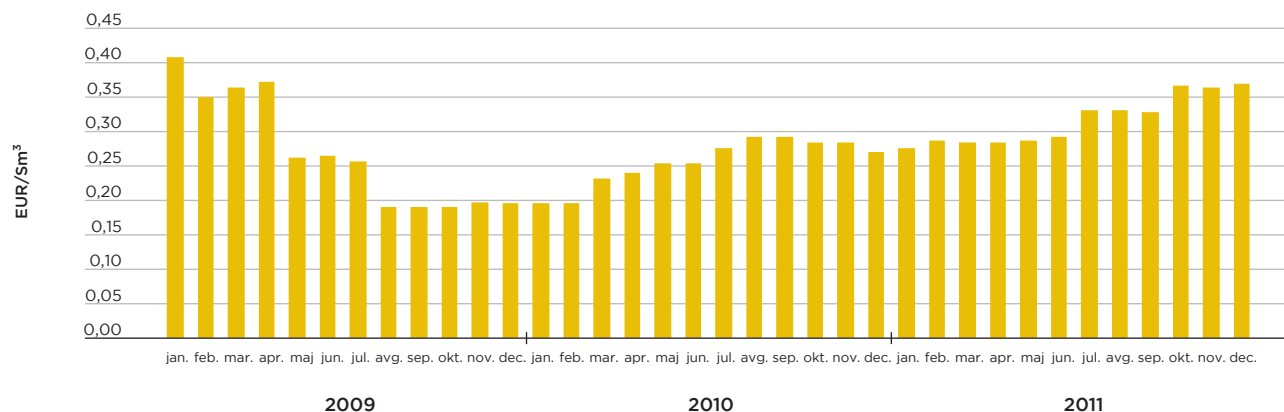
Slika 58: Količine zemeljskega plina pozitivnih in negativnih bilančnih razlik



Vir: agencija

Osnova za obračun odstopanj, bilančnih razlik in lastne rabe je osnovna cena CB (slika 59), ki je bila leta 2011 v povprečju 0,3151 EUR/Sm³, kar je skoraj 24 % več kot leto prej.

Slika 59: Gibanje osnovne cene (CB) v letih od 2009 do 2011



Vir: agencija

4.1.1.5 Sekundarni trg s prenosnimi zmogljivostmi

Na sekundarnem trgu prenosnih zmogljivosti lahko upravičenci do dostopa zakupijo prenosne zmogljivosti pri tistih uporabnikih prenosnega omrežja, ki del svojih zakupljenih prenosnih zmogljivosti ne potrebujejo in jih zato posredujejo v podzakup.

Spodnja tabela prikazuje trgovanje s prostimi zmogljivostmi na sekundarnem trgu v letu 2011.

Tabela 29: Trgovanje s prostimi zmogljivostmi na sekundarnem trgu v letu 2011

Število ponudnikov prostih zmogljivosti	14
Število ponudb	24
Skupne ponujene proste zmogljivosti v Sm ³ /dan	628.853
Število povpraševalcev po prostih zmogljivostih	10
Število povpraševanj	18
Skupne povpraševane zmogljivosti v Sm ³ /dan	602.553
Število ponudnikov, ki so prodali prosto zmogljivost	9
Število povpraševalcev, ki so zakupili prosto zmogljivost	10
Število sklenjenih pogodb o podzakupu	18
Skupna količina podzakupljenih zmogljivosti v Sm ³ /dan	602.553
Število zavrženih podzakupov	2

Vira: agencija, Plinovodi

V primerjavi z letom 2010 je bilo število sklenjenih pogodb o podzakupu skoraj dvakrat večje, skupna količina podzakupljenih zmogljivosti pa je bila petkrat večja, kar kaže na razvoj sekundarnega trga s prenosnimi zmogljivostmi.

4.1.2 Ločitev dejavnosti

V Sloveniji opravlja en izvajalec obvezno republiško GJS sistemskega operaterja prenosnega omrežja zemeljskega plina in 16 izvajalcev izbirno lokalno GJS sistemskega operaterja distribucijskega omrežja zemeljskega plina.

Sistemski operater prenosnega omrežja zemeljskega plina opravlja to dejavnost v samostojni pravni osebi in je v 100 % lasti domače pravne osebe, ki dobavlja zemeljski plin. Sistemski operater prenosnega omrežja zemeljskega plina je lastnik sredstev, s katerimi izvaja svojo dejavnost. V letu 2011 ni bilo zaznati posebnega vpliva pravne ločitve na naložbe in zanesljivost oskrbe.

Pri 16 sistemskih operaterjih distribucijskih omrežij zemeljskega plina pravna ločitev skladno z EZ ni zahtevana, saj na posamezno distribucijsko omrežje ni priključenih več kot 100.000 odjemalcev. Lastniško strukturo sistemskih operaterjev distribucijskih omrežij prikazuje tabela 28 v poglavju 4.1.1.2.3. V letu 2011 so vsi sistemski operaterji distribucijskih omrežij opravljali tudi druge energetske in tržne dejavnosti, zato so skladno z 38. členom EZ pripravili ločene računovodske izkaze. Izvajalci energetskih dejavnosti na področjih oskrbe z električno energijo, zemeljskim plinom ali toploto so skladno s 37. členom EZ zavezani k reviziji in javni objavi računovodskih izkazov. V revidiranih letnih poročilih morajo sistemski operaterji distribucijskih omrežij objaviti pravila, ki so jih uporabili pri izdelavi ločenih računovodskih izkazov po posameznih energetskih dejavnostih in za katera so pred njihovo uporabo pridobili soglasje agencije. Uporabo navedenih pravil pri izdelavi ločenih računovodskih izkazov mora preveriti revizor.

Agencija je 2. 11. 2011 prejela vlogo izvajalca GJS sistema operaterja prenosnega omrežja zemeljskega plina za začetek postopka certificiranja neodvisnega operaterja prenosnega sistema. Na podlagi prejete vloge je agencija pričela s predcertifikacijskim postopkom.

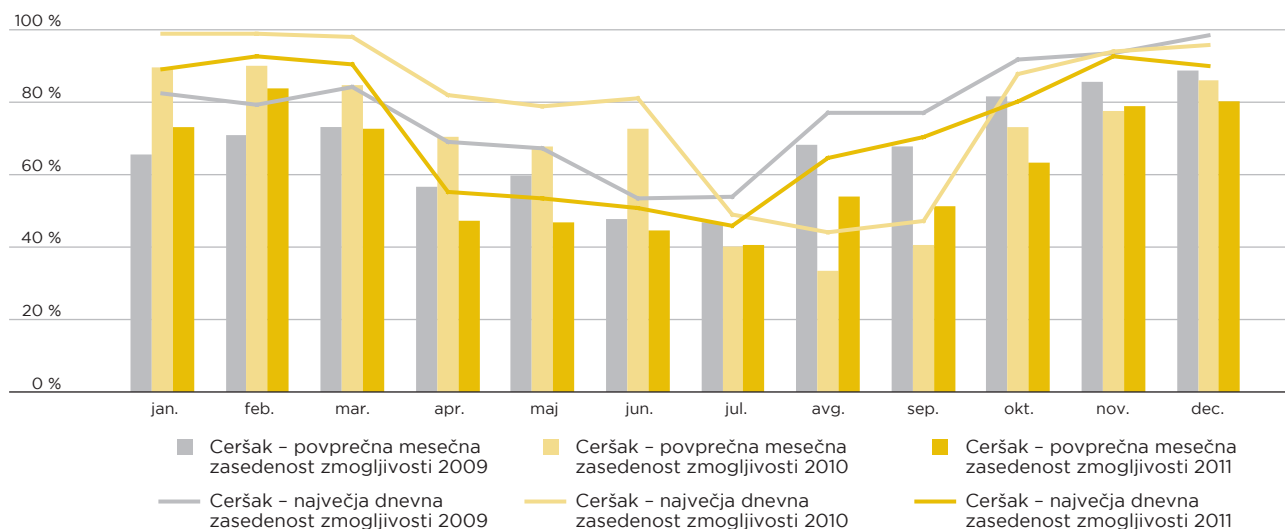
4.1.3 Dodeljevanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti

4.1.3.1 Čezmejne prenosne zmogljivosti omrežja

Čezmejne prenosne zmogljivosti prenosnega omrežja se uporabljajo za zagotavljanje zanesljive oskrbe z zemeljskim plinom v Sloveniji in za potrebe prenosa zemeljskega plina do sosednjih prenosnih omrežij. V letu 2011 je zaznati večji del leta manjšo povprečno mesečno zasedenost vseh 3 mejnih merilno-regulacijskih postaj. Na mejni merilno-regulacijski postaji Ceršak je v primerjavi s prejšnjim letom zaznati manjšo izkoriščenost čezmejne prenosne zmogljivosti za dobrih 7 %. Na mejni merilno-regulacijski postaji v Šempetru in Rogatcu je bilo to zmanjšanje večje, saj je doseglo 13,6 % in 9,8 %. Največje zmanjšanje povprečne zasedenosti zmogljivosti v merilno-regulacijski postaji Rogatec in merilno-regulacijski postaji Šempeter je bilo zaznati ob koncu ogrevalne sezone 2010/2011, porast pa ob začetku ogrevalne sezone 2011/2012.

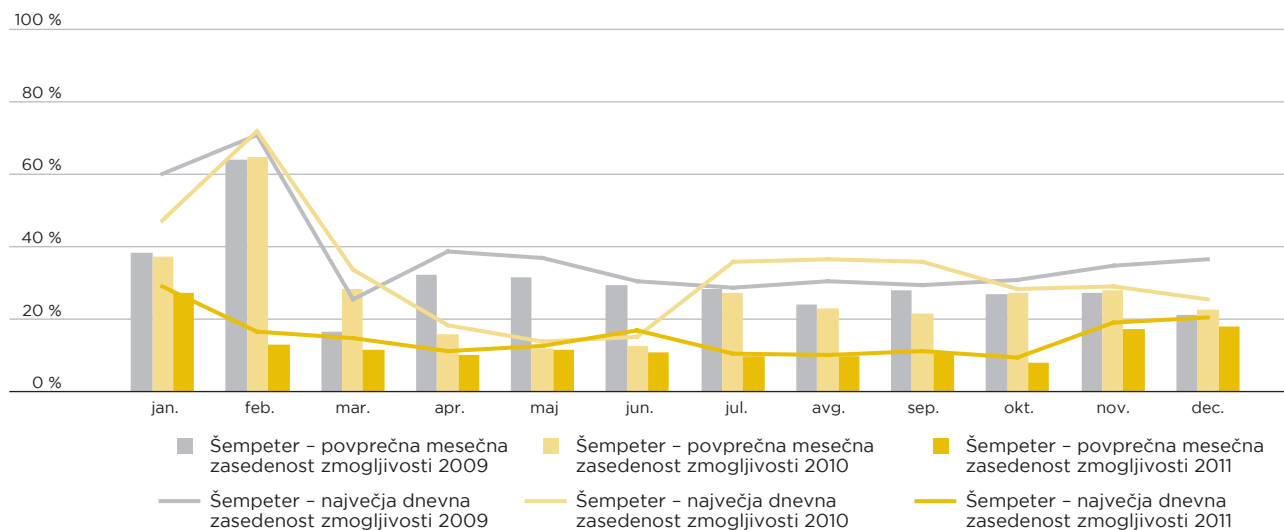
Leta 2011 je bila povprečna letna zasedenost zmogljivosti najpomembnejše vstopne merilno-regulacijske postaje Ceršak 61,5 %, povprečna letna zasedenost vstopno-izstopne postaje v Šempetru je bila 13,1 %, v Rogatcu pa je dosegla vrednost 44,1 %. Gibanje povprečnih mesečnih in največjih dnevnih zasedenosti zmogljivosti v posameznih mesecih v merilno-regulacijskih postajah je prikazano na slikah od 60 do 62.

Slika 60: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti merilno-regulacijske postaje Ceršak



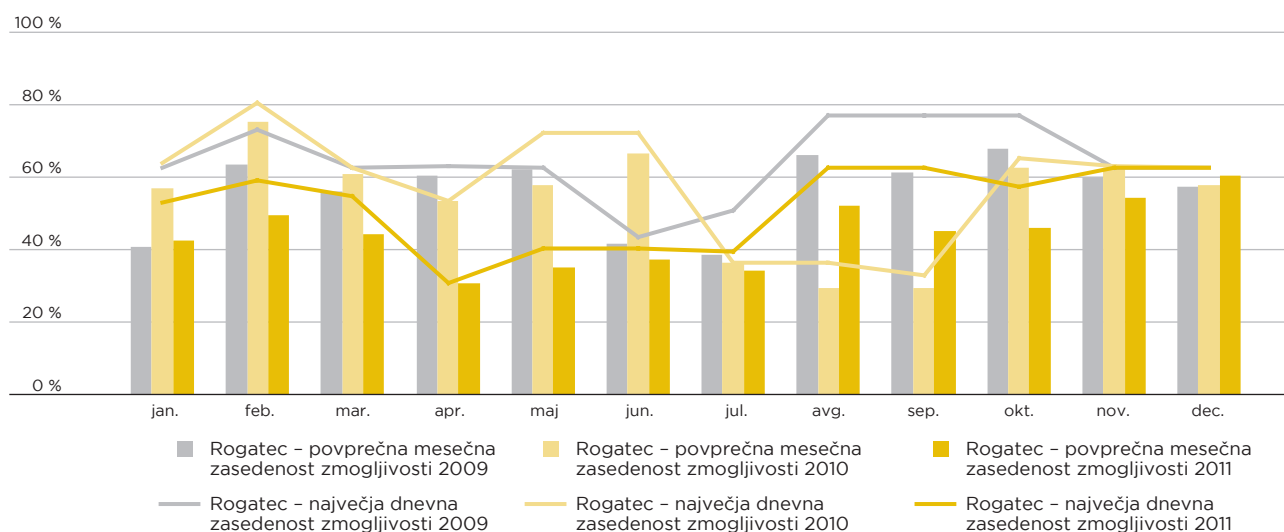
Vira: Plinovodi, agencija

Slika 61: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti merilno-regulacijske postaje Šempeter



Vira: Plinovodi, agencija

Slika 62: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti merilno-regulacijske postaje Rogatec



Vira: Plinovodi, agencija

4.1.3.2 Določanje največje tehnične zmogljivosti

Največja tehnična prenosna zmogljivost je zmogljivost, ki je fizično na voljo za prenos zemeljskega plina od obravnavanega prevzemnega do predajnega mesta. Pri določanju največje tehnične zmogljivosti sistemski operater prenosnega omrežja upošteva tehnične zmogljivosti vseh v prenos vključenih komponent plinovodnega sistema, konfiguracijo in obratovalne karakteristike plinovodnega sistema kot celote ter njegove obratovalne robne pogoje.

Največjo tehnično zmogljivost omrežja zemeljskega plina SOPO določa na podlagi modela preračuna zmogljivosti omrežja zemeljskega plina ob upoštevanju mogočih kombinacij dobave in porabe zemeljskega plina ter statističnega modela napovedovanja porabe zemeljskega plina domačih porabnikov. Uporabljeni modeli simulacije porabe zemeljskega plina sta:

- model on-line, ki lahko na podlagi trenutnih razmer v omrežju zemeljskega plina predvidi razmere za naslednjih 48 ur, in
- model off-line, ki je uporaben za oceno stanj in prehodnih pojavov v odvisnosti od načrtovanih podatkov in predvidenih širitiv oziroma sprememb v omrežju zemeljskega plina.

Napovedovanje dnevne porabe zemeljskega plina temelji na modelu napovedi s samoučenjem, ki arhivira zgodovinske podatke o porabi zemeljskega plina pri različnih obratovalnih razmerah. Iz njih se glede na predvidene obratovalne razmere in dnevne napovedi posameznih odjemalcev zemeljskega plina izračuna predvidena dnevna poraba. Tehnična zmogljivost omrežja zemeljskega plina je torej odvisna od več dejavnikov, predvsem od tehničnih karakteristik prenosnega sistema, temperaturnih vremenskih parametrov, razporeditve in trenutnega odjema zemeljskega plina na posameznih odjemnih mestih.

4.1.3.3 Upravljanje s prenosnimi zmogljivostmi omrežja

Sistemske operater prenosnega omrežja zemeljskega plina dodeljuje prenosne zmogljivosti skladno s predpisi, ki urejajo splošne pogoje za dobavo in odjem zemeljskega plina iz prenosnega omrežja. Ob tem mora sistemski operater pri upravljanju prenosnih zmogljivosti upoštevati tudi Pravilnik o postopku za izvajanje Uredbe (ES) št. 1775/2005 o pogojih za dostop do prenosnega omrežja zemeljskega plina.

V primeru povpraševanja po prenosnih zmogljivostih, ko povpraševanje presega razpoložljive tehnične zmogljivosti prenosnega sistema, sistemski operater pri dodeljevanju zmogljivosti uporabi predviden mehanizem dodeljevanja zmogljivosti po načelu pro-rata.

Po navedbah sistema operaterja je bilo v letu 2011 z uporabniki omrežja sklenjenih 156 neprekinljivih dolgoročnih pogodb o dostopu do prenosnega omrežja. Uporabniki prenosnega omrežja zemeljskega plina so uporabljali prenosne zmogljivosti za prenos zemeljskega plina do odjemnih mest v Republiki Sloveniji in za prenos zemeljskega plina med sosednjimi prenosnimi omrežji. Prenosne zmogljivosti so bile razdeljene skladno s sklenjenimi pogodbami o dolgoročnem dostopu.

Sistemske operater prenosnega omrežja zemeljskega plina je na primarnem trgu z zmogljivostmi z uporabniki prenosnega omrežja v letu 2011 sklenil tudi 4 kratkoročne pogodbe o dostopu do prenosnega omrežja.

4.1.4 Mehanizmi za obvladovanje prezasedenosti

Tehnične značilnosti in konfiguracija prenosnega omrežja narekujejo njegovo tehnično zmogljivost oziroma največjo zagotovljeno zmogljivost, ki jo operater prenosnega sistema lahko ponudi uporabnikom omrežja, pri čemer mora upoštevati celovitost sistema in obratovalne zahteve prenosnega omrežja. V primeru, ko povpraševanje po zagotovljeni zmogljivosti presega razpoložljivo tehnično zmogljivost, govorimo o pogodbeni prezasedenosti omrežja. Poleg pogodbene prezasedenosti lahko v omrežju nastopi tudi fizična prezasedenost, ki pomeni stanje, v katerem povpraševanje po dejanskih dobavah v nekem trenutku presega tehnično zmogljivost sistema.

V prenosnem omrežju še vedno obstaja dolgoletni problem pogodbene prezasedenosti (povpraševanje po zmogljivosti presega tehnično zmogljivost), medtem ko se je fizična zasedenost najbolj obremenjenih prenosnih smeri v letu 2011 v primerjavi s predhodnimi leti nekoliko zmanjšala. Eden izmed pomembnejših vzrokov, ki je botroval zmanjšanju obremenjenosti prenosnih poti, je poglobljena gospodarska kriza tako v Sloveniji kot v EU. Najbolj obremenjena smer prenosa je še vedno smer Ceršak–Rogatec, plinovoda M1 in M2. V tej smeri poteka dobava zemeljskega plina z vzhoda (ruski in avstrijski viri dobave). Na plinovodu M1 obratuje tudi kompresorska postaja v Kidričevem.

Dolgoročne zakupljene pogodbene zagotovljene prenosne zmogljivosti v merilno-regulacijski postaji Ceršak dosegajo razpoložljivo tehnično zmogljivost. Dnevne prenesene količine v delu kurilne sezone so februarja dosegle 92,6-odstotno stopnjo izkoriščenosti razpoložljive tehnične zmogljivosti, medtem ko je na mesečni ravni povprečna zasedenost februarja znašala 83,8 % njene tehnične prenosne zmogljivosti. Največja razbremenitev celotnega prenosnega sistema se je pojavila v času med kurilnima sezonama, ko je zasedenost najbolj obremenjene prenosne poti dosegala 47,6 % tehnične prenosne zmogljivosti.

Relativno visoka vsakoletna stopnja izkoriščenosti prenosne smeri Ceršak–Rogatec v zimskem obdobju še naprej kaže na njen velik pomen za pokrivanje koničnega odjema domače široke potrošnje in odjema za proizvodnjo elektrike, kar še vedno predstavlja ozko grlo. Sistemski operater bo v letu 2012 z aktiviranjem dodatnega plinovoda, ki je del novega investicijskega programa, to ozko grlo odpravil.

Za obvladovanje pogodbene prezasedenosti sta v Republiki Sloveniji poleg mehanizma pro-rata na voljo tudi dva tržno naravnana mehanizma. Prvi mehanizem je možnost zakupa kratkoročnih prekinljivih zmogljivosti na primarnem trgu prenosnih zmogljivosti. Ta ob morebitni pogodbeni prezasedenosti omogoča sistemskemu operaterju prenosnega omrežja prodajo že zakupljenih in hkrati neizkoriščenih prenosnih zmogljivosti omrežja v obliki kratkoročnih prekinljivih zmogljivosti na primarnem trgu. Drugi mehanizem je sekundarni trg s prenosnimi zmogljivostmi, na katerem lahko uporabniki prenosnega omrežja zemeljskega plina del neuporabljene zakupljene prenosne zmogljivosti ponudi v podzakup uporabnikom, ki te zmogljivosti potrebujejo.

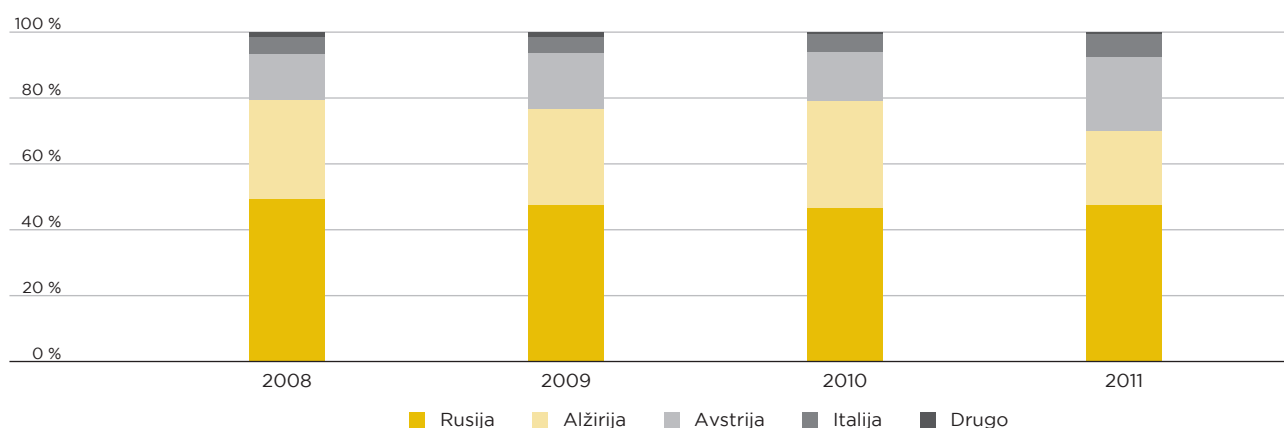
4.2 Tržne dejavnosti in delovanje konkurence

Liberalizacija trga z zemeljskim plinom v Sloveniji in državah EU je odjemalcem zemeljskega plina omogočila izbiro dobavitelja, dobaviteljem zemeljskega plina pa je omogočila delovanje na trgu po konkurenčnih načelih. V letu 2011 je v Sloveniji 130.152 končnih odjemalcev kupovalo zemeljski plin od 20 dobaviteljev. Število zamenjav dobaviteljev se je glede na preteklo leto zmanjšalo. Posledično je delež odjemalcev, ki so zamenjali dobavitelja, še vedno majhen in znaša manj kot 0,1 %.

4.2.1 Viri zemeljskega plina in veleprodajni trg

Slovenija nima svojih virov zemeljskega plina in je povsem odvisna od drugih virov. Uvozniki zemeljskega plina dobavljajo zemeljski plin na mejo Republike Slovenije predvsem iz Rusije in Alžirije. V letu 2011 je bilo kar 48 % zemeljskega plina dobavljenega iz Rusije, 23 % iz Alžirije, 22 % iz Avstrije, 7 % iz Italije in ostalo od drugod. Opisana razdelitev virov je prikazana na sliki 63. Glede na prejšnje leto je uvoz zemeljskega plina iz Rusije ostal nespremenjen, medtem ko se je uvoz iz Alžirije glede na minulo leto zmanjšal na račun povečanja uvoza iz Avstrije.

Slika 63: Viri zemeljskega plina



Viri: podatki podjetij

Zaradi zmanjšanih potreb po zemeljskem plinu so dobavitelji zemeljskega plina uvozili za potrebe končnih odjemalcev v Sloveniji 905 milijonov zemeljskega plina. To je za 15 % manj zemeljskega plina kot v letu 2010. V tabeli 30 so prikazane količine uvoženega zemeljskega plina za pretekla tri leta. Dobavitelj Geopljin je uvozil tudi količine zemeljskega plina za lastno rabo in uravnoteženje prenosnega omrežja, ki v tej številki nisto zajete.

Tabela 30: Uvoz zemeljskega plina za potrebe odjemalcev v Sloveniji med letoma 2009 in 2011 v Sm³

Ponudniki	2009	2010	2011
Geoplin	967.668.943	982.384.614	829.828.077
Adriaplin	46.854.189	56.982.045	71.605.418
Petrol	3.371.134	3.959.838	3.702.201
Skupaj	1.017.894.266	1.043.326.497	905.135.696

Viri: podatki podjetij in agencija

Podjetje Geoplin je bilo tudi v letu 2011 največji uvoznik, trgovec in dobavitelj zemeljskega plina v Sloveniji. Njegov delež v celotni uvoženi količini zemeljskega plina se je glede na leto 2010 zmanjšal za skoraj 2 % in sedaj znaša 92,8 %. Delež ostalih dveh uvoznikov Adriaplin in Petrol plin znaša manj kot 8 %. Družba Adriaplin je pričela z uvozom zemeljskega plina 1. januarja 2008. Petrol pa za potrebe končnih odjemalcev uvaža zemeljski plin iz Italije in Hrvaške, na dveh distribucijskih omrežjih, ki nista povezani s prenosnim omrežjem zemeljskega plina.

Močnemu porastu uvoza zemeljskega plina na podlagi kratkoročnih pogodb, ki smo mu bili priča med letoma 2009 in 2010, ko se je odstotek uvoza zemeljskega plina povečal za 11 %, je sledil rahel padec. V letu 2011 se je s kratkoročnimi pogodbami uvozilo za slaba 2 % zemeljskega plina manj kot v letu 2010.

Udeleženci veleprodajnega trga so trgovci z zemeljskim plinom, ki zemeljski plin dobavljajo drugim dobaviteljem. Na slovenskem veleprodajnem trgu je delovalo 5 ponudnikov (trgovcev) zemeljskega plina.

Med vsemi trgovci na veleprodajnem trgu z zemeljskim plinom je imela največji delež družba Geoplin, njen delež je znašal 72,3 %. Celoten veleprodajni trg z zemeljskim plinom s tržnimi deleži posameznih trgovcev prikazuje tabela 31. HHI za celoten veleprodajni trg zemeljskega plina v Sloveniji je znašal 5926.

Tabela 31: Tržni deleži in HHI na celotnem veleprodajnem trgu zemeljskega plina

Veleprodajni trg	Delež
Geoplin	72,27 %
Petrol Energetika	26,50 %
Enos	0,78 %
Geocom	0,18 %
Istrabenz plini	0,14 %
Adriaplin	0,13%
Skupaj	100,0 %
HHI veleprodajnega trga	5.926

Viri: podatki podjetij in agencija

Razmere na veleprodajnem trgu zemeljskega plina se leta 2011 glede na leto pred tem niso bistveno spremenile. Zaradi 2-% povišanja tržnega deleža Geoplina se je HHI še nekoliko povišal.

Na veleprodajnem trgu je bilo prodanih skoraj 320 milijonov Sm³ zemeljskega plina, kar je za skoraj 30 milijonov manj kot leta 2010. Povišal pa se je odstotek količin, prodanih na podlagi sklenjenih kratkoročnih pogodb. Leta 2010 je bilo s kratkoročnimi pogodbami prodanih manj kot en odstotek vseh količin, leta 2011 pa je bilo teh količin za skoraj 4 %.

4.2.2 Dobava in maloprodajni trg

Udeleženci na maloprodajnem trgu v Sloveniji so dobavitelji končnim odjemalcem in končni odjemalci zemeljskega plina. Največji tržni delež na maloprodajnem trgu je z 62 % tržnim deležem ohranila družba Geoplin. Kljub še vedno visokemu tržnemu deležu družbe Geoplin je treba poudariti, da se je le ta znižal za dobrih 7 %. Posledično se je znižal tudi HHI na celotnem maloprodajnem trgu, kar kaže na pozitivne trende v razvoju tega trga.

Maloprodajni trg v Sloveniji sestavljajo končni odjemalci, priključeni na prenosno omrežje zemeljskega plina, in končni odjemalci, priključeni na distribucijska omrežja zemeljskega plina. HHI za celoten maloprodajni trg zemeljskega plina v Sloveniji znaša 4035.

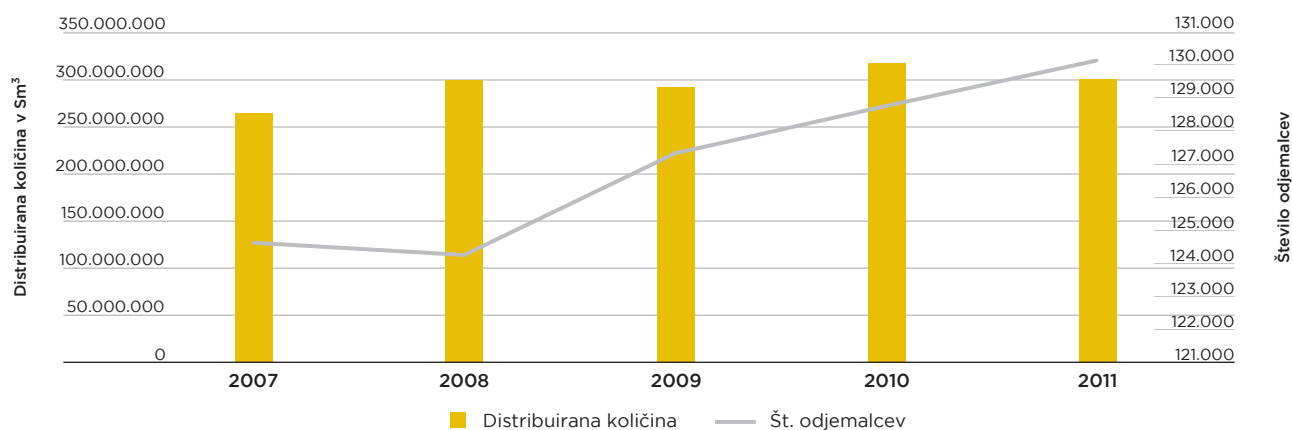
Pregled celotnega maloprodajnega trga s tržnimi deleži prikazuje spodnja tabela.

Tabela 32: Tržni deleži na celotnem maloprodajnem trgu zemeljskega plina

Podjetje	Tržni delež
Geoplin	62,20 %
Energetika Ljubljana	7,82 %
Adriaplin	7,27 %
Plinarna Maribor	5,61%
Petrol	5,47 %
Petrol Energetika	3,23 %
Energetika Celje	2,57 %
Drugi	5,82 %
Skupaj	100,00 %
HHI maloprodajnega trga	4.035

Viri: podatki podjetij in agencija

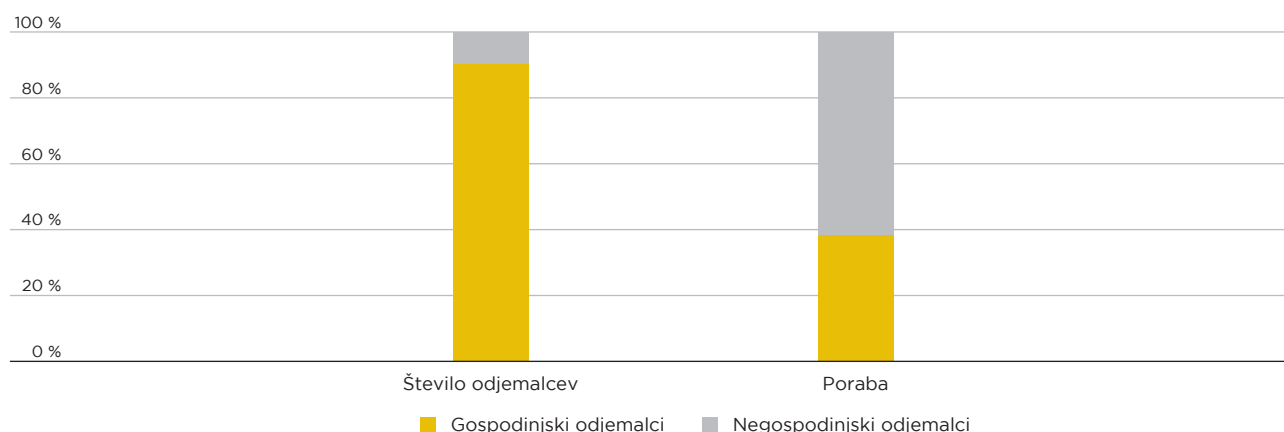
Slika 64: Distribuirana količina in število odjemalcev na omrežju



Viri: podatki podjetij

Delež gospodinskih odjemalcev glede na vse odjemalce na distribucijskem omrežju je znašal 90 % in je v zadnjih letih ustaljen. Prav tako je ustaljena poraba gospodinskih odjemalcev na tem omrežju, ki znaša približno 40 % skupne porabe vseh odjemalcev, priključenih na distribucijska omrežja (slika 65).

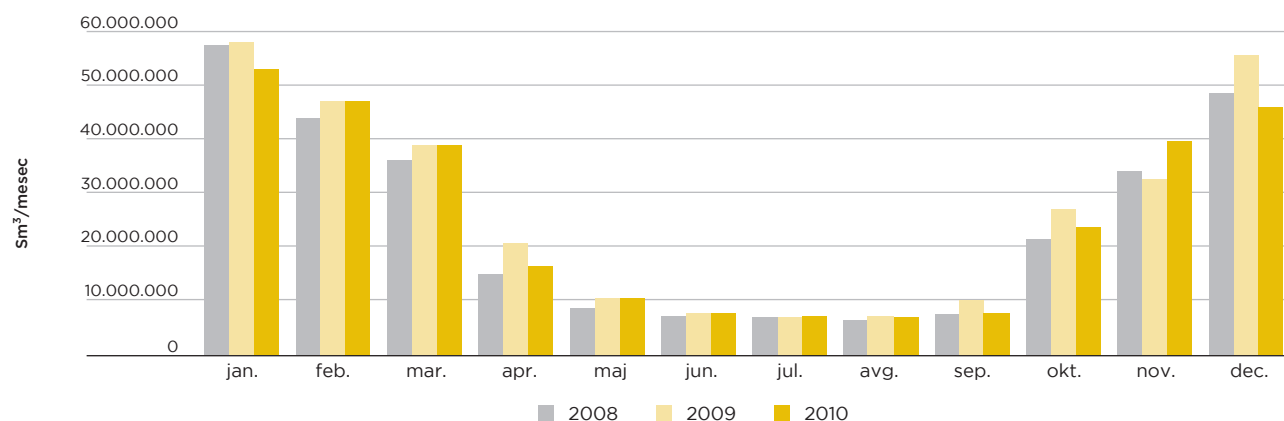
Slika 65: Razmerje med številom odjemalcev na distribucijskih omrežjih in njihovo porabo



Viri: podatki podjetij in agencija

Gibanje porabe zemeljskega plina v distribucijskih omrežjih po mesecih prikazuje naslednja slika.

Slika 66: Gibanje porabe zemeljskega plina v distribucijskih omrežjih po mesecih v letih 2009 do 2011



Viri: podatki podjetij in agencija

Aktivnost trga z zemeljskim plinom se izkazuje tudi s številom odjemalcev, ki so zamenjali dobavitelja zemeljskega plina na distribucijskem omrežju. V primerjavi z letom 2010, ko je 188 od skupaj 128.769 odjemalcev, priključenih na distribucijska omrežja zemeljskega plina, zamenjalo svojega dobavitelja zemeljskega plina, je v letu 2011 to storilo le 97 odjemalcev od 130.152 odjemalcev. Ugotovljeno stanje kaže na manjšo aktivnost odjemalcev in s tem celotnega trga z zemeljskim plinom. Predvidena letna poraba odjemalcev, ki so zamenjali svojega dobavitelja, je v letu 2010 znašala 6,8 milijona Sm^3 , leta 2011 pa precej manj, 5,3 milijone Sm^3 . Delež odjemalcev, ki so zamenjali dobavitelja, je znašal 0,07 %, delež njihove porabe pa 1,75 %.

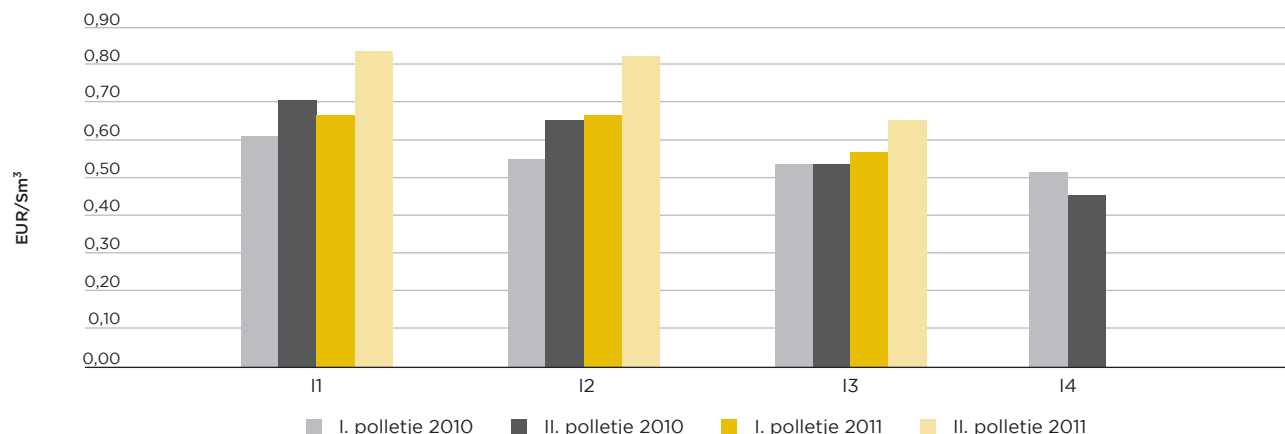
4.2.2.1 Cene zemeljskega plina v Sloveniji

Končna cena zemeljskega plina za odjemalce, priključene na prenosno in distribucijsko omrežje zemeljskega plina, je sestavljena iz reguliranega dela cene za uporabo omrežja, tržnega dela cene zemeljskega plina in davščin.

Odjemalci lahko z izbiro oziroma menjavo dobavitelja vplivajo na del končne cene zemeljskega plina. Vplivajo lahko na del cene zemeljskega plina, ki jo dobavitelji določajo na tržni način in ni regulirana. Preostali deli končne cene zemeljskega plina so regulirani in jih določata agencija (omrežnina) in vlada (dodatki k omrežnini).

V letu 2011 se je nadaljeval trend nenehne rasti cen zemeljskega plina za vse standardne porabniške skupine v Sloveniji.

Slika 67: Končne cene zemeljskega plina za industrijske odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami



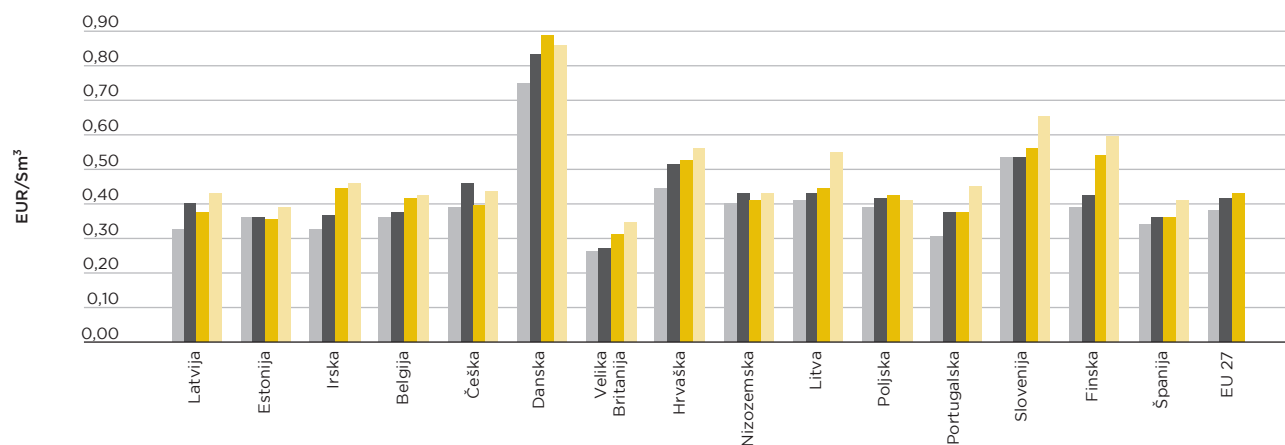
Vira: SURS in agencija

Slika 67 prikazuje gibanje cen zemeljskega plina v Sloveniji po skupinah, v katere so razvrščeni industrijski odjemalci zemeljskega plina v obdobju od prvega polletja 2010 do konca leta 2011. Glede na leto poprej je opazen porast cen v vseh porabniških skupinah.

Porabniške skupine za industrijske odjemalce so: I1, poraba do 26.435 Sm³; I2, poraba od 26.435 do 264.349 Sm³; I3, poraba od 264.349 do 2.643.489 Sm³; I4, poraba od 2.643.489 do 26.434.886 Sm³.

Leta 2011 se cene zemeljskega plina glede na drugo polletje 2010 niso spreminjale enako pri vseh značilnih odjemnih skupinah, saj je opazen višji porast cen pri odjemalcih z manjšimi letnimi odjemi.

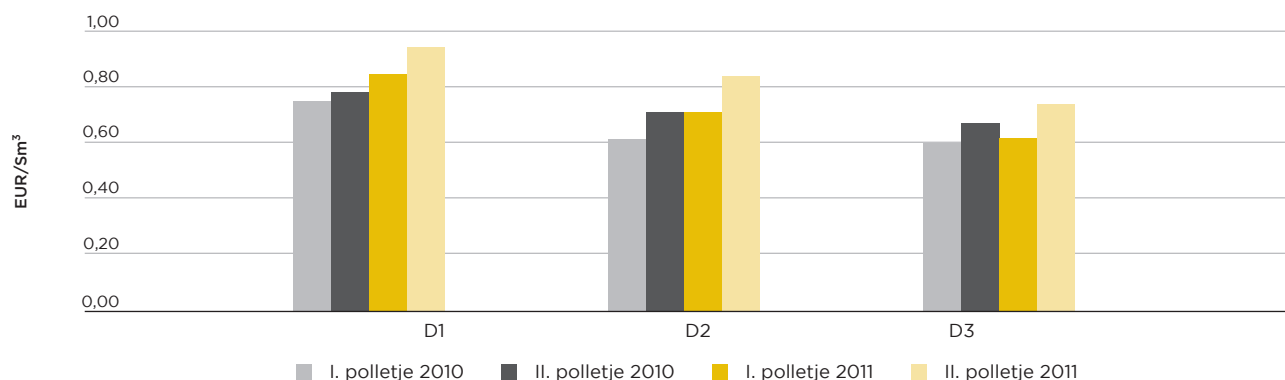
Slika 68: Končne cene zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami za značilne industrijske odjemalce I3 za Slovenijo in posamezne države EU



Vira: Eurostat in agencija

S slike 68 je razvidno gibanje cen zemeljskega plina v Sloveniji in državah EU za velike industrijske odjemalce zemeljskega plina I3 z letno porabo od 264.349 Sm³ do 2.643.489 Sm³ v drugi polovici leta 2010 in v letu 2011. Po Eurostatu v času priprave poročila ni bil dosegljiv podatek za EU 27 za drugo polletje 2011. Povprečna cena zemeljskega plina v tem obdobju je v državah EU znašala 0,42 EUR/Sm³, v Sloveniji pa je bila nekoliko višja od povprečne cene, in sicer 0,65 EUR/Sm³. Najvišja povprečna cena je bila v tem obdobju na Danskem in je znašala 0,86 EUR/Sm³.

Slika 69: Končna cena zemeljskega plina za gospodinjke odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami od leta 2010 dalje

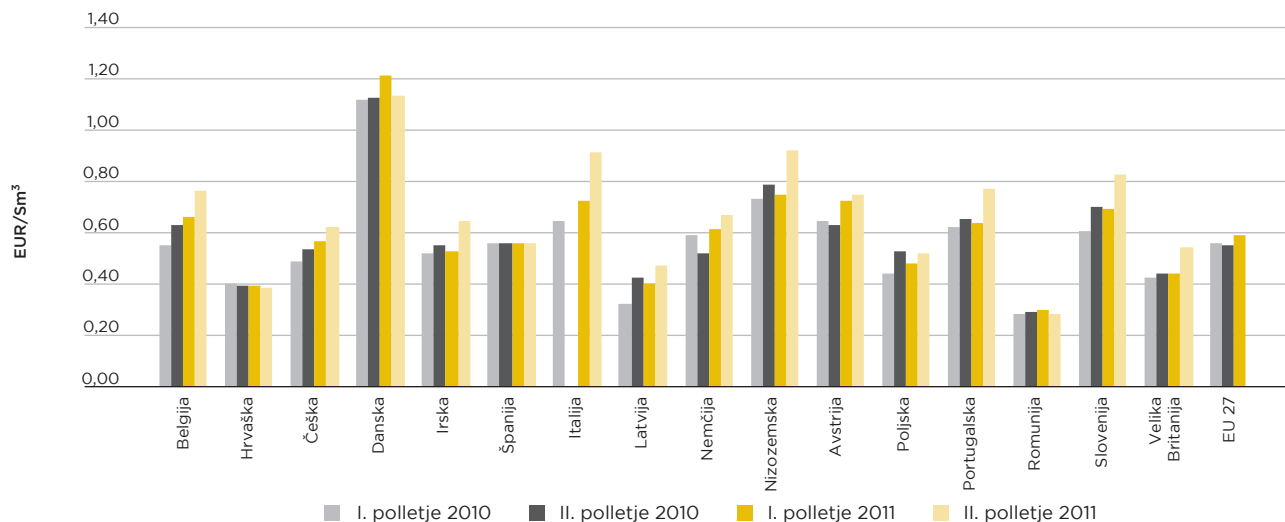


Vira: SURS in agencija

Porabniške skupine za gospodinjke odjemalce so: D1, poraba do 529 Sm³; D2, poraba od 529 do 5.287 Sm³; D3, poraba več kot 5.287 Sm³.

V letu 2010 so s februarjem dobavitelji začeli zaračunavati dodatek za povečanje učinkovitosti rabe, ki je znašal 0,005 evra za vsak porabljeni Sm³ zemeljskega plina. Kot je prikazano na sliki 70, so se cene od prvega polletja 2010 do konca leta 2011 vseskozi višale. Najvišje cene za kubični meter so v najnižji odjemni skupini. Višje cene zemeljskega plina v letu 2011 so bile posledica ponovno naraščajočih cen nafte in naftnih derivatov na svetovnem trgu, kar je vplivalo na cene zemeljskega plina dobaviteljev.

Slika 70: Končne cene zemeljskega plina za značilne gospodinjke odjemalce D2 z vsemi davki in dajatvami za Slovenijo in posamezne države EU

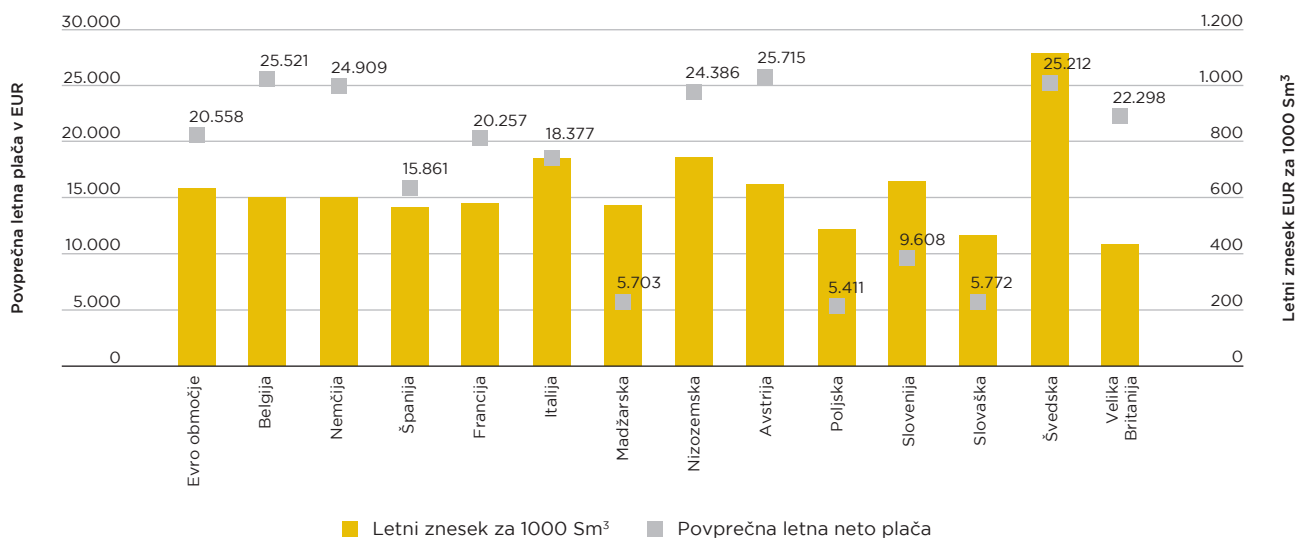


Vira: Eurostat in agencija

Cene zemeljskega plina za značilne gospodinjke odjemalce zemeljskega plina D2 z letno porabo od 529 Sm³ do 5287 Sm³ v Sloveniji in nekaterih državah EU, prikazane na sliki 70, so se v tem obdobju poviševale. Povprečna cena zemeljskega plina je v tem obdobju znašala 0,59 EUR/Sm³ in je bila približno enaka kot leto pred tem. Najdražji zemeljski plin so kupovali odjemalci na Danskem, najcenejšega pa v Romuniji. Slovenija se je leta 2011 uvrstila med države z najvišjimi cenami zemeljskega plina.

Zelo zanimiva je primerjava cen zemeljskega plina med državami kot razmerje med letno povprečno plačo in stroški za zemeljski plin za letni odjem 1000 Sm³, kar prikazuje slika 71.

Slika 71: Povprečni letni znesek za zemeljski plin in letni prejemki gospodinjstev



Vira: Eurostat in agencija

Za povprečnega gospodinjstevskega odjemalca v Sloveniji je bil leta 2011 delež stroškov za zemeljski plin na letni ravni precej višji kot v območju EU in nekaterih sosednjih državah (npr. Avstrija).

4.2.3 Ukrepi za preprečevanje zlorab prevladujočega položaja in za zagotovitev delovanja konkurence

Z vidika preprečevanja omejevanja konkurence in zlorab prevladujočega položaja veljajo na trgu z zemeljskim plinom enaka pravila kot za druge vrste blaga. Preglednost veleprodajnem na trgu je zagotovljena z objavljanjem informacij, ki so v večini primerov dostopne na spletnih straneh posameznih udeležencev na trgu.

Na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom je agencija prispevala k preglednosti cen in ponudb in s tem k delovanju konkurence. V ta namen je razvila spletno aplikacijo za pregled ponudb zemeljskega plina.

Urad Republike Slovenije za varstvo konkurence v letu 2011 ni sprejel nobene odločbe niti ni ukrepal zoper katerega od udeležencev trga z zemeljskim plinom.

4.2.4 Odločanje v zvezi s spori in pritožbami

Na področju zemeljskega plina je agencija v letu 2011 prejela eno zahtevo za odločanje. Zahtevek se je nanašal na nepravilno obračunavanje omrežnine. Agencija ga je s sklepom zavrгла.

4.2.5 Zagotavljanje skladnosti z zakonodajo

Agencija je v letu 2011 spremljala izvajanje pravil operaterja prenosnega sistema po Uredbi (ES) št. 715/2009 o pogojih za dostop do prenosnih omrežij zemeljskega plina in razveljavitvi Uredbe (ES) št. 1775/2005. V ta namen je pripravila vprašalnik glede izpolnjevanje zahtev o zagotavljanju preglednosti delovanja systemskega operaterja prenosnega omrežja. Na podlagi izpolnjenega vprašalnika in pregledanih spletnih strani je agencija ugotovila, da nekatere zahteve še niso izpolnjene, zato je systemskega operaterja pozvala k izpolnitvi zahtev navedene uredbe.

4.3 Zanesljivost dobave zemeljskega plina

Zanesljivost dobave z zemeljskim plinom v Republiki Sloveniji ni bila ogrožena, tako pri odjemalcih, priključenih neposredno na prenosno omrežje, kot pri tistih, priključenih na distribucijsko omrežje.

Zanesljivost dobave se je zaradi nespremenjenosti zahtev skozi pravni red zagotavljala s pomočjo enakih orodij kot prejšnja leta. Tako se v pristopu k zagotavljanju zanesljivosti dobave ni nič bistveno spremenilo. Obstoječa orodja in mehanizmi so se uporabljali na enak način in v enakem obsegu.

Kljub opisanemu pa je že konec leta 2010 pričela veljati evropska Uredba (EU) št. 994/2010 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 20. oktobra 2010 o ukrepih za zagotavljanje zanesljivosti oskrbe s plinom in o razveljavitvi Direktive Sveta 2004/67/ES. Na podlagi te uredbe je bilo treba v letu 2011 izvesti in Evropski komisiji poslati celovito oceno tveganj, ki vplivajo na zanesljivost oskrbe s plinom.

Ministrstvo za gospodarstvo je kot pristojni organ k sodelovanju pri izvedbi obsežnega projekta izvedbe ocene tveganj povabilo agencijo, ki bo predvidoma v prihodnosti tudi imenovana s strani države za odgovorni organ. K sodelovanju v tem projektu je kot upravljavec prenosnega omrežja bilo povabljeno tudi podjetje Plinovodi.

Ocena tveganj se je v predpisanem roku kakovostno izvedla in posredovala Evropski komisiji. Ocena tveganj zajema izvedbo različnih scenarijev in proučitev tveganj tehničnega, sociopolitičnega, ekonomskega in okoljskega izvora. V nadaljevanju se bo uporabljala kot podlaga za določitev načrta preventivnih ukrepov in ukrepov ob izrednih razmerah, ki jih bo treba izdelati v letu 2012.

Sistemske operater prenosnega omrežja v dolgoročnih razvojnih načrtih načrtuje investicije, ki razen odpravljanja tehnične prezasedenosti pripomorejo tudi k diverzificirani oskrbi in posledično k večji zanesljivosti dobave zemeljskega plina. Gradnja poteka po prioritetah, predvidenih v razvojnih načrtih, ki jih je potrdilo Ministrstvo za gospodarstvo.

4.4 Varstvo potrošnikov zemeljskega plina

Gospodinjski odjemalec zemeljskega plina je odjemalec, ki kupuje energijo za lastno rabo, kar izključuje gospodarske dejavnosti. Njegove pravice so varovane s predpisi, ki urejajo trg z energijo, hkrati pa ima tudi pravice potrošnika po Zakonu o varstvu potrošnikov in Zakonu o varstvu potrošnikov pred nepoštenimi poslovnimi praksami.

Podjetja in druge organizacije, ki potrošnikom v Sloveniji zagotavljajo javne storitve in dobrine, so zavezana zagotoviti redno in kakovostno opravljanje storitev ter skrbeti za ustrezen razvoj in izboljševanje kakovosti storitev.

Na podlagi Uredbe o delovanju trga z zemeljskim plinom in Akta o določitvi metodologije za določitev splošnih pogojev za dobavo in odjem zemeljskega plina iz distribucijskega omrežja ter posameznih Splošnih pogojev za dobavo in odjem mora dobavitelj gospodinjskega odjemalca kot potrošnika pred podpisom pogodbe o dobavi seznaniti s pogodbenimi pogoji, prav tako pa mora biti potrošnik pravočasno obveščen o kakršni koli nameravani spremembi pogodbenih pogojev, predvsem o zvišanju cene, in pravici do odpovedi od pogodbe o dobavi.

V zgoraj navedenih dokumentih so določeni tudi ukrepi za varstvo gospodinjskih odjemalcev oziroma potrošnikov. Ti se nanašajo na vsebino pogodbe med dobaviteljem in potrošnikom, zagotavljanje ustreznega vnaprejšnjega opozorila o spremembi pogodbe in podatkov o cenah, na pravico potrošnika do zamenjave dobavitelja brez plačila stroškov, različne možnosti plačila in odločanje o pritožbah potrošnikov.

Gospodinjski odjemalci zemeljskega plina imajo pravico izbrati in zamenjati dobavitelja zemeljskega plina. Agencija na svoji spletni strani nudi vsem odjemalcem uporabo aplikacije Informator, v kateri se nahajajo informacije o ponudnikih zemeljskega plina po posameznih geografskih območjih, omogoča tudi izračun cene zemeljskega plina ter druge informacije, s pomočjo katerih si lahko gospodinjski odjemalec izbere dobavitelja. Zamenjava dobavitelja se izvede brez stroškov za odjemalca. Zamenjava se izvede prvega dne v mesecu, če je nova pogodba o dobavi prijavljena pri sistemskem operaterju, na čigar omrežje je gospodinjski odjemalec priključen, do vključno desetega dne predhodnega meseca.

V letu 2011 je bila ustavljena distribucija 3868 odjemalcem, od tega 3083 potrošnikom. Največ ustavitvev (1261 potrošnikom) je bilo zaradi neplačevanja računov, 870 potrošnikom pa je bila distribucija zemeljskega plina trajno ustavljena. Kljub neplačevanju računov sistemski operater distribucijskih omrežij v letu 2011 niso odklopili 896 potrošnikov, 56 pa se jih je sklicevalo na pravico neodklopa zaradi ogrožanja življenja in zdravja.

4.4.1 Varstvo ranljivih odjemalcev

Varstvo ranljivih odjemalcev je ena najpomembnejših oblik varstva odjemalcev in je urejena v EZ. Ta določa, da sistemski operater ne sme ustaviti dobave zemeljskega plina pod količino, ki je glede na okoliščine nujno potrebna, da nista ogrožena življenje in zdravje odjemalca in oseb, ki prebivajo z njim.

Na podlagi določb Uredbe o delovanju trga z zemeljskim plinom lahko gospodinjski odjemalec, ki nima sredstev za preživljanje in je zato ogroženo njegovo zdravje ali življenje ali zdravje in življenje oseb, ki prebivajo z njim, uveljavi pravico, da se mu dobava zemeljskega plina ne ustavi, če je prejemnik denarne socialne pomoči. To pravico lahko gospodinjski odjemalec uveljavlja med 1. oktobrom in 30. aprilom, vendar le za čas, za katerega izkaže slabo premoženjsko stanje.

Vsi stroški, ki nastanejo dobavitelju zemeljskega plina, se na podlagi določb EZ pokrijejo iz cene za uporabo omrežij. Dobavitelj za nastale stroške zaradi nadaljnje dobave izda račun sistemskemu operaterju, na katerega je priključen odjemalec.

4.4.2 Pravica do pritožbe oziroma pravnega sredstva in reševanje sporov

V Sloveniji imajo potrošniki možnosti uveljavljanja pravice do pritožbe oziroma pravnega sredstva in reševanja sporov.

Na podlagi EZ ima uporabnik omrežja zemeljskega plina pravico do pritožbe zoper odločitev sistema operaterja o izdaji ali zavrnitvi soglasja za priključitev; o pritožbi odloča agencija. Uporabnik omrežja ima tudi pravico, da o njegovi zahtevi, ki jo je sistemski operater zavrnil oziroma o njej ni odločil in izvira iz dostopa do omrežja, iz obračunane cene za uporabo omrežij, zatrtje kršitve splošnih dobavnih pogojev in sistemskih obratovalnih navodil, ugotovljenih odstopanj ali statusa posebnega odjemalca, odloča agencija.

Skladno s splošnimi pravili civilnega prava je za reševanje sporov, ki izvirajo iz pogodbenega razmerja in ki niso v pristojnosti agencije, pristojno sodišče. Morebitne kršitve splošnih pravil varstva potrošnikov v Sloveniji nadzoruje in ustrezno sankcionira tudi tržni inšpektorat.

Leta 2011 je na področju zemeljskega plina na vse SODO prispelo skupno 5028 pritožb, od tega je bilo 4107 pritožb s strani potrošnikov, kar je za 10,09 % manj kot v letu 2010. Največ pritožb (4054) se je nanašalo na izdane račune. Neupravičenih je bilo 3699 pritožb, kar znaša 90,06 % vseh prejetih pritožb. Podrobnejši prikaz pritožb po vsebinskih področjih je podan v tabeli 33.

Tabela 33: Pritožbe odjemalcev zemeljskega plina na SODO v letu 2011

Skupno št. prejetih pritožb potrošnikov	4.107
Postopek priključitve	4
Načrtovana prekinitvev dobave	3
Nenačrtovana prekinitvev dobave	2
Omrežnine	24
Meritev	10
Račun	4.054
Drugo	10
Neupravičene pritožbe	3.699

Vir: agencija

Skladno z določili Uredbe o delovanju trga z zemeljskim plinom je eden bistvenih elementov pogodbe o dobavi, sklenjene s potrošnikom, tudi dogovor o načinu reševanja sporov, ki izvirajo iz pogodbenega razmerja.

Skladno z Uredbo o delovanju trga z zemeljskim plinom imajo potrošniki tudi možnost, da podajo pripombo oziroma nestrinjanje zaradi ravnanja oziroma delovanja dobavitelja zemeljskega plina. Ta je zavezan pripombo potrošnika proučiti in nanjo odgovoriti.

Dobavitelji zemeljskega plina so v letu 2011 skupno prejeli 5029 pritožb, od tega je bilo 4505 pritožb prejetih s strani potrošnikov. Največ pritožb potrošnikov se je nanašalo na račune, podrobnejši prikaz pritožb po vsebinskih področjih je podan v tabeli 34.

Od vseh prejetih pritožb potrošnikov so dobavitelji kar 84,68 % pritožb zavrnil kot neutemeljene.

Tabela 34: Pritožbe potrošnikov zemeljskega plina na dobavitelje v letu 2011

Skupno število prejetih pritožb potrošnikov	4.505
Cena	80
Pogodbeni pogoji	1
Račun	4.283
Tehnični razlogi	108
Odklop zaradi neplačevanja	14
Drugo	19
Neupravičene pritožbe	3.815

Vir: agencija

4.4.3 Pravica do odškodnine

Uredba o delovanju trga z zemeljskim plinom predvideva med obveznimi sestavinami pogodbe med dobaviteljem in gospodinjskim odjemalcem tudi ureditev nadomestila in načine izplačil, ki se uporabljajo, če v pogodbi predvidena raven kakovosti ni dosežena.

4.4.4 Objavljanje cen

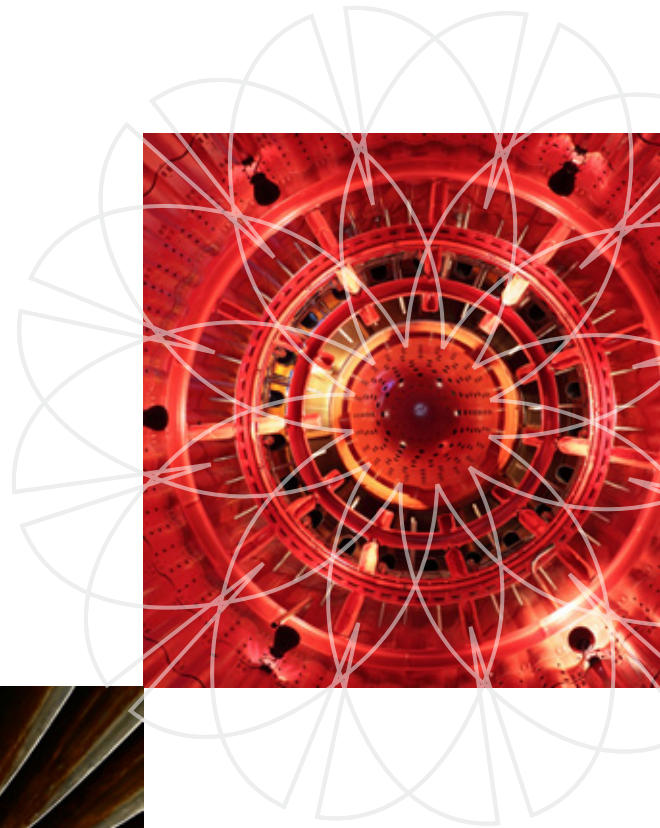
Vsi dobavitelji zemeljskega plina, razen družbe Adriaplin, so leta 2011 objavljali cene zemeljskega plina za gospodinjske odjemalce na svojih spletnih straneh brez uporabe posebnega gesla.

Vse cene pa so bile brez omejitev dostopne s pomočjo aplikacije Informator, ki jo zagotavlja agencija in je dostopna na njenih spletnih straneh.

Ceno zemeljskega plina za gospodinjske odjemalce samostojno oblikujejo dobavitelji, ceno za uporabo omrežij pa zaračunavajo sistemski operaterji distribucijskih omrežij zemeljskega plina na podlagi objavljenih cenikov v Uradnem listu RS, ki se izdajo na podlagi EZ ter metodologij za določitev in obračunavanje omrežnine.

5

DALJINSKA TOPLOTA



V Republiki Sloveniji se daljinsko ogrevanje izvaja kot izbirna lokalna gospodarska javna služba, pod zakonsko določenimi pogoji pa se lahko izvaja tudi kot tržna dejavnost oskrbe končnih odjemalcev. Daljinsko ogrevanje je distribucija in dobava toplote ali hladu iz omrežij za distribucijo, ki se uporablja za ogrevanja ali hlajenje prostorov ter za pripravo sanitarne vode. Za opravljanje energetske dejavnosti proizvodnje toplote za daljinsko ogrevanje s skupno instalirano toplotno močjo nad 1 MW, ki je namenjena nadaljnji prodaji, in za distribucijo toplote za daljinsko ogrevanje je potrebno pridobiti licenco, ki jo izda agencija.

V nadaljevanju so podani podatki, ki prikazujejo stanje na področju daljinskega ogrevanja v Republiki Sloveniji v obsegu energetskih dejavnosti registriranih imetnikov licenc za opravljanje energetske dejavnosti distribucije toplote za daljinsko ogrevanje oziroma imetnikov licence za proizvodnjo toplote za daljinsko ogrevanje nad 1 MW.

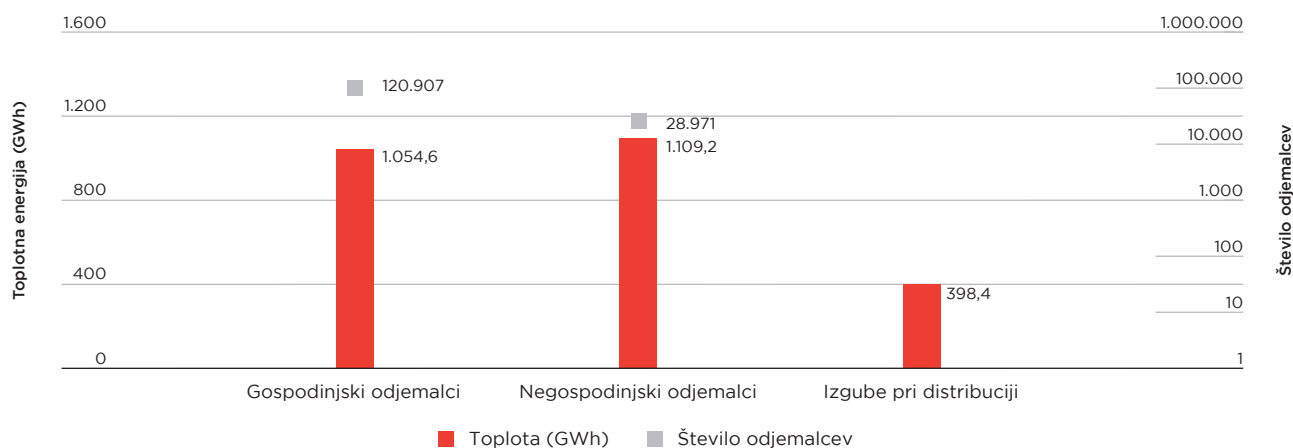
5.1 Oskrba z daljinsko toploto

Na območju Slovenije je na področju oskrbe z daljinsko toploto v letu 2011 aktivno delovalo 87 od 102 imetnika licenc v 49 občinah. Pri tem je 58 podjetij sočasno opravljalo tako dejavnost distribucije toplote za daljinsko ogrevanje kot dejavnost proizvodnje toplote za daljinsko ogrevanje z instalirano močjo proizvodnih postrojenj nad 1 MW; 15 podjetij je izvajalo le dejavnost distribucije toplote, preostalih 14 podjetij pa je opravljalo le dejavnost proizvodnje toplote. Večji sistem daljinskega hlajenja s hladilno močjo instaliranega absorpcijskega hladilnega agregata 965 kW, ki za proizvodnjo hladu izkorišča toplotno energijo distribucijskega sistema daljinskega ogrevanja, je trenutno vzpostavljen le v Mestni občini Velenje, investiranje v nove sisteme daljinskega hlajenja pa je zaradi recesije trenutno ustavljeno.

Imetniki licenc proizvodnih enot za proizvodnjo toplote z instalirano močjo nad 1 MW so za potrebe daljinskega ogrevanja in oskrbe industrijskih procesov v letu 2011 proizvedli 2547,5 GWh toplotne energije in 826,3 GWh električne energije oziroma 690,5 GWh električne energije na pragu kogeneracijskih proizvodnih procesov. Največji delež celotne proizvedene toplotne energije je bil namenjen oskrbi 120.907 gospodinjstev, in sicer 1054,6 GWh oziroma 41,4 %; 1109,2 GWh oziroma 43,5 % pa je bilo namenjeno oskrbi industrijskih in ostalih negospodinjstev, medtem ko so izgube v delu distribucije toplote predstavljale 15,5 % vse predane toplote v distribucijska omrežja.

Porabo toplote po vrsti odjemalcev in njihovo število prikazuje slika 72.

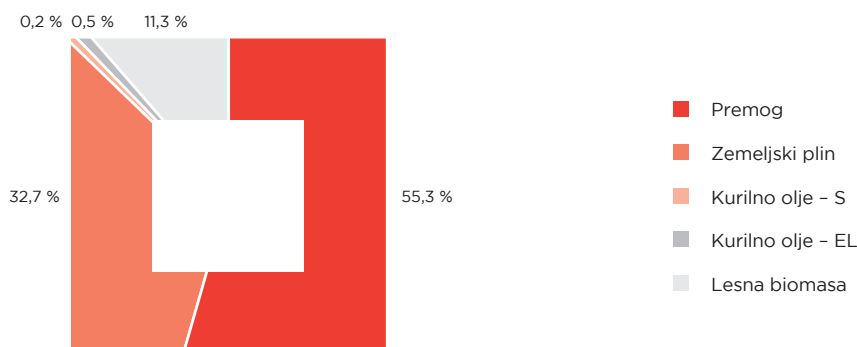
Slika 72: Poraba toplote po vrsti odjemalcev in njihovo število



Vir: agencija

Kot primarni vir energije v strukturi porabljenih primarnih energentov za proizvodnjo toplote zaseda prvo mesto premog, ki predstavlja 55,3 % delež, sledi mu zemeljski plin z 32,7 % in kurilno olje z 0,7 % deležem. Primarni obnovljivi viri, kot so lesna biomasa in drugi primarni obnovljivi viri energije, so v strukturi primarnih energentov za proizvodnjo daljinske toplote zastopani z 11,3-odstotnim deležem.

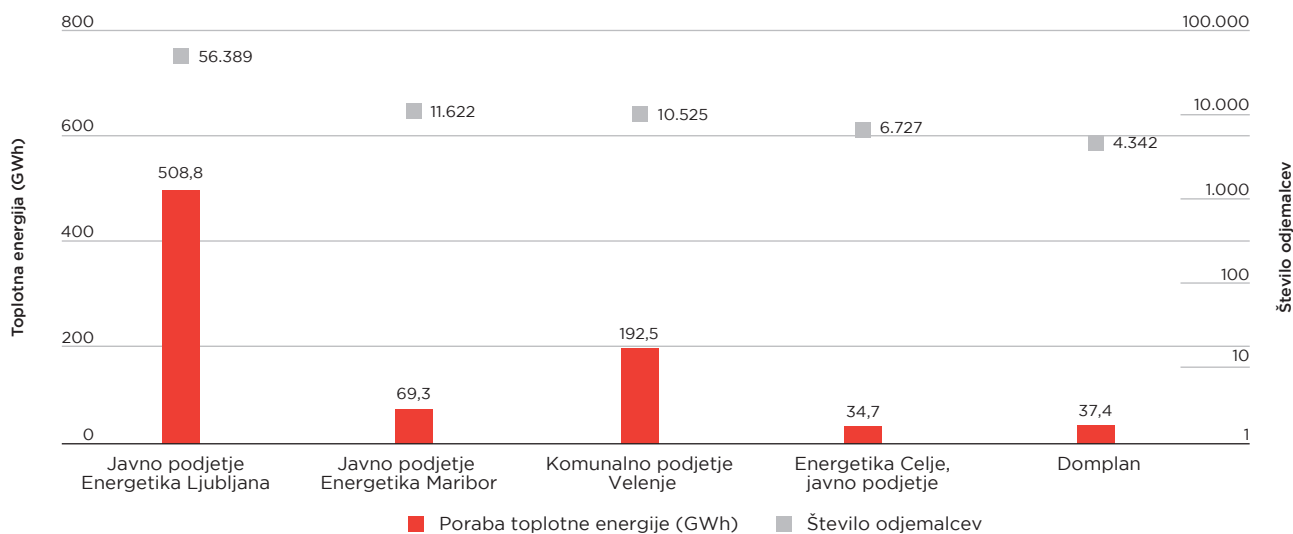
Slika 73: Struktura primarnih energentov za proizvodnjo toplote za daljinsko ogrevanje



Vir: agencija

Prvih 5 največjih distribucijskih podjetij daljinske toplote je v letu 2011 oskrbovalo 77,6 % vseh gospodinskih odjemalcev; za potrebe odjemalcev daljinskega ogrevanja jim je dobavilo 79,9 % vse proizvedene toplotne energije. Slika 74 prikazuje količine distribuirane toplotne energije za potrebe gospodinskih odjemalcev in število odjemalcev daljinske toplote, ki jih je oskrbovalo 5 največjih distribucijskih podjetij.

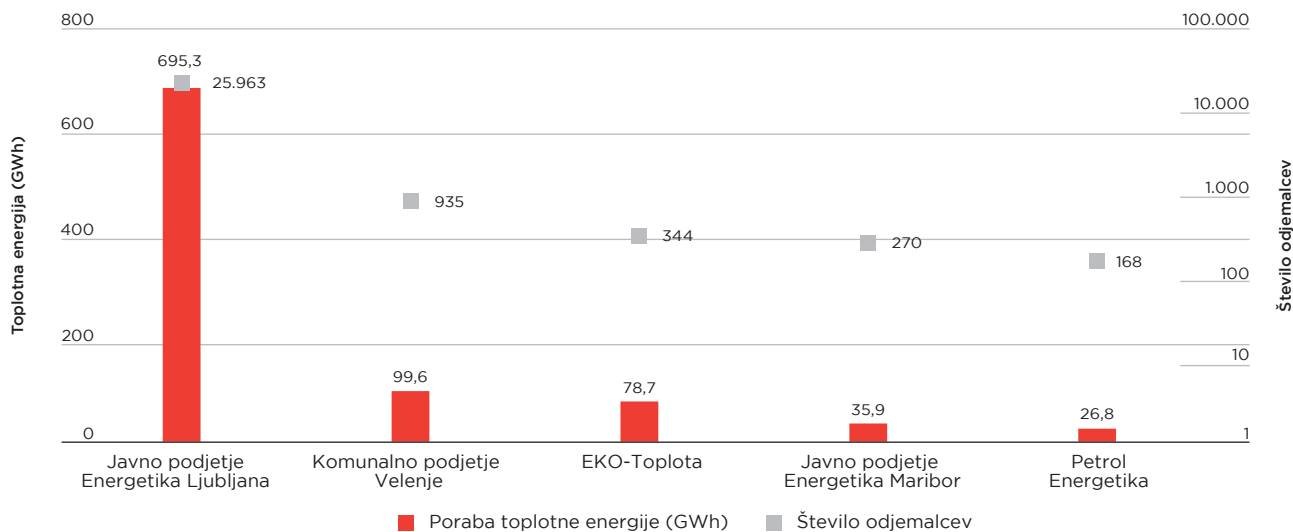
Slika 74: Največji distributerji daljinske toplote po količini distribuirane toplote za potrebe gospodinskih odjemalcev v letu 2011



Vir: agencija

Pet največjih distribucijskih podjetij daljinske toplote je oskrbovalo kar 98,7 % vseh negospodinskih odjemalcev (glede na distribuirano količino) in jim pri tem dobavilo 84,4 % vse potrebne toplotne energije, kar prikazuje slika 75.

Slika 75: Največji distributerji daljinske toplote po količini distribuirane toplote za potrebe negospodinjских odjemalcev v letu 2011

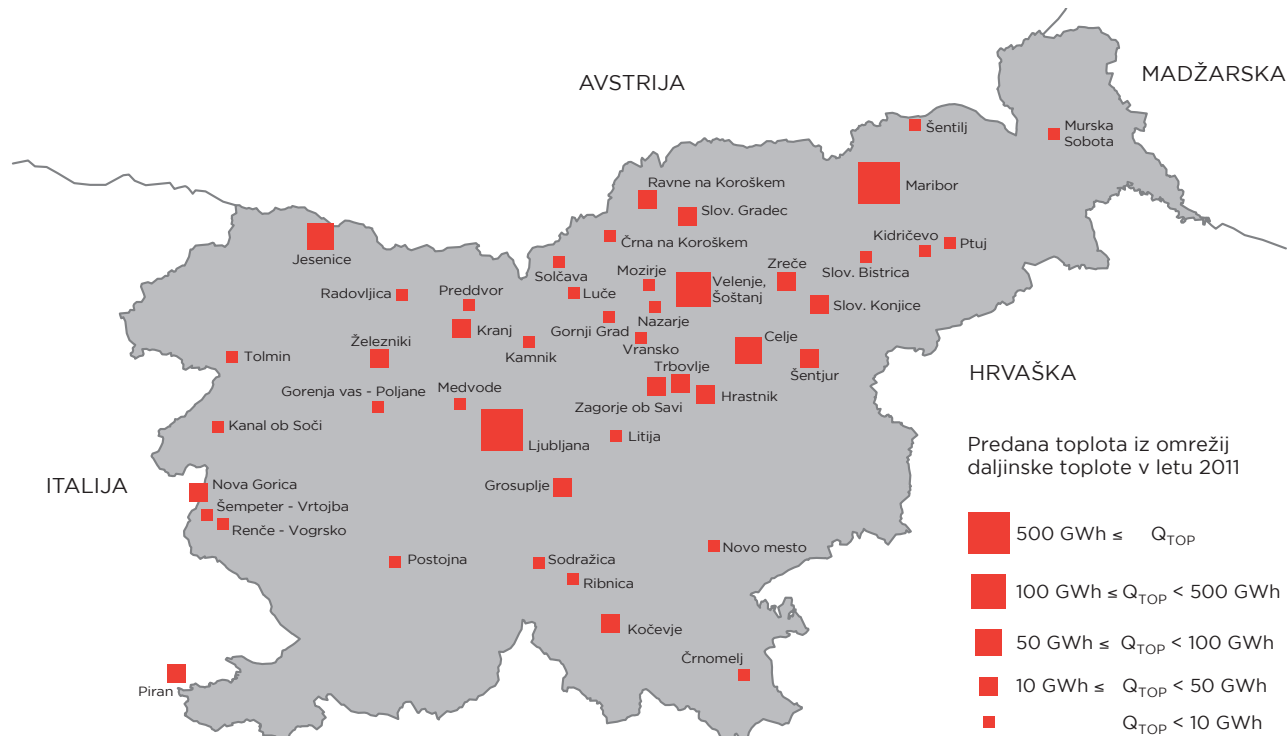


Vir: agencija

5.2 Distribucijsko omrežje

Oskrbo z daljinsko toploto v Republiki Sloveniji je v letu 2011 izvajalo 73 imetnikov licenc za distribucijo toplote za daljinsko ogrevanje. Distribucijska omrežja so se razprostirala v 49 od 210 slovenskih občinah, v skupni dolžini 733,6 kilometra. Večji sistem daljinskega hlajenja je trenutno vzpostavljen še vedno le v Mestni občini Velenje, dolžina omrežja pa je 1,05 km. Prikaz razpršenost distribucijskih omrežij in obseg distribuirane toplotne energije po posameznih občinah prikazuje naslednja slika.

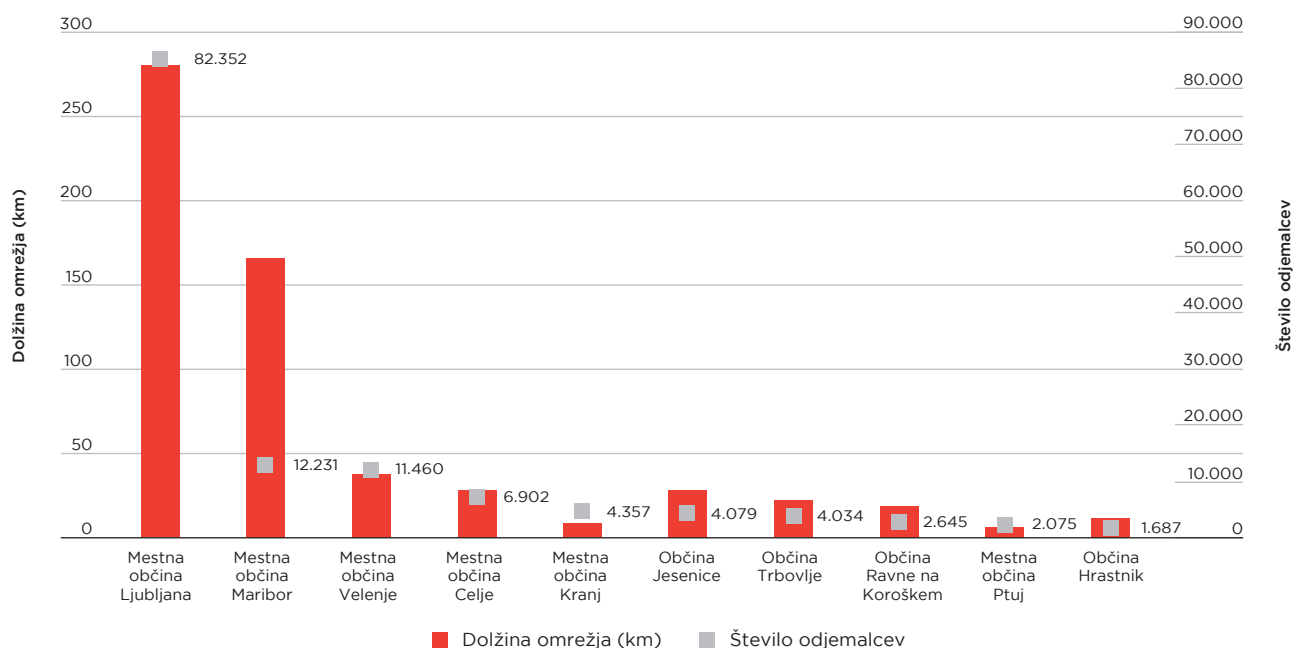
Slika 76: Distribucijska omrežja daljinskega ogrevanja v Republiki Sloveniji v letu 2011



Vir: agencija

Distribucijska omrežja delimo glede na temperaturni režim obratovanja na toplovodna in vročevodna omrežja ter omrežja za distribucijo pare. V celotnem distribucijskem omrežju so toplovodna in vročevodna omrežja zastopana s 97,7 %, medtem ko so omrežja za distribucijo pare zastopana z 2,3 %. Najdaljši distribucijski omrežji se razprostirata v Mestni občini Ljubljana (267,8 kilometrov vročevodnega in toplovodnega omrežja) in v Mestni občini Velenje z Občino Šoštanj (158,7 kilometrov toplovodnega omrežja). Prikaz dolžine 10 najdaljših distribucijskih omrežij za oskrbo z daljinsko toploto v posameznih občinah in število nanj priključenih odjemalcev toplote je razvidno s slike 77.

Slika 77: Dolžina distribucijskih omrežij za oskrbo z daljinsko toploto v posameznih občinah in število priključenih odjemalcev toplote v letu 2011



Vir: agencija

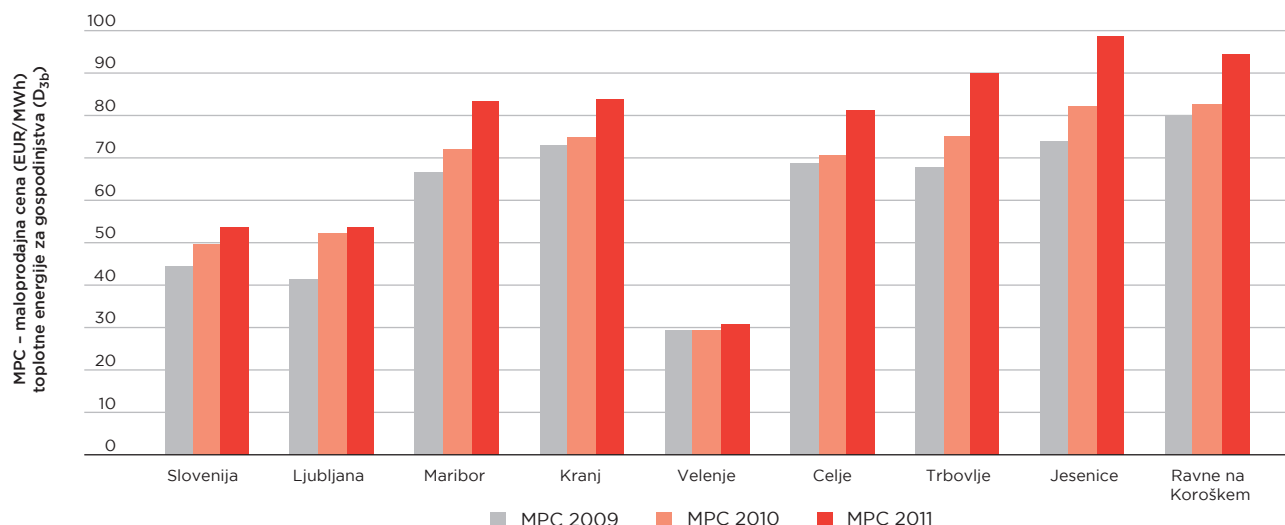
5.3 Cena toplotne energije

Iz veljavnih cenikov izbranih poslovnih subjektov za proizvodnjo in oskrbo z daljinsko toploto so povzeti podatki o povprečnih maloprodajnih cenah toplotne energije iz distribucijskih sistemov daljinskega ogrevanja za standardno porabniško skupino za gospodinjstva D3b v izbranih slovenskih občinah, v katerih je predana toplotna energija gospodinjstvom v letu 2011 predstavljala 52,1 % celotne distribuirane toplotne energije, namenjene oskrbi odjemalcev toplote distribucijskih omrežij.

Standardna porabniška skupina je opredeljena kot porabniška skupina s priključno močjo 10 kW in letno porabo 34,9 MWh, kjer se toplotna energija porablja za pripravo sanitarne tople vode in centralno ogrevanje.

Povprečne maloprodajne cene toplotne energije iz distribucijskih sistemov daljinskega ogrevanja v omenjenih izbranih slovenskih občinah prikazuje slika 78. Prikazane cene so izračunane kot tehtano povprečje maloprodajnih cen v primerjavi s številom odjemalcev toplote, prikazana pa je tudi utežna povprečna maloprodajna cena toplotne energije iz distribucijskih sistemov daljinskega ogrevanja za celotno območje Republike Slovenije. Iz grafa je razvidno, da se je cena toplotne energije za gospodinjstve odjemalce glede na leto 2010 povečala v povprečju za 8,3 %. Največ se je toplotna energija podražila za odjemalce na področju Jesenic, in sicer za 19,5 %.

Slika 78: Gibanja povprečne maloprodajne cene daljinske toplote za gospodinjstva v posameznih slovenskih mestih v letih 2009–2011



Vir: SURS

5.4 Naloge in dejavnosti agencije s področja daljinske toplote

Agencija na področju oskrbe z daljinsko toploto izvaja naslednje naloge:

- izdaja splošne akte za izvajanje javnih pooblastil o:
 - metodologiji za določitev splošnih pogojev za dobavo in odjem toplote iz distribucijskega omrežja in
 - metodologiji za pripravo tarifnih sistemov za dobavo in odjem toplote iz distribucijskega omrežja;
- daje soglasje k sistemskim obratovalnim navodilom za distribucijsko omrežje za oskrbo s toploto;
- odloča o izdaji in odvzemu licenc za opravljanje energetskih dejavnosti proizvodnja toplote za daljinsko ogrevanje nad 1 MW ter distribucija toplote za daljinsko ogrevanje.

5.4.1 Metodologija za določitev splošnih pogojev za dobavo in odjem toplote iz distribucijskega omrežja

Zaradi uskladitve metodologije za določitev splošnih pogojev za dobavo in odjem toplote iz distribucijskega omrežja z EZ je agencija sprejela Akt o spremembah Akta o določitvi metodologije za določitev splošnih pogojev za dobavo in odjem toplote iz distribucijskega omrežja, ki je bil objavljen v Uradnem listu RS, št. 42/11, in velja od 15. junija 2011. Najpomembnejša novost, ki jo prinaša spremenjena metodologija, je črtanje soglasja samoupravne lokalne skupnosti k splošnim pogojem za dobavo in odjem toplote iz distribucijskega omrežja.

Po mnenju agencije se na ta način zmanjšuje nadzor nad izvajalci gospodarske javne službe daljinskega ogrevanja na tem področju, saj veljavni EZ ne določa organa, pristojnega za presojo skladnosti splošnih pogojev za dobavo in odjem toplote iz distribucijskega omrežja z metodologijo agencije. Na to problematiko je agencija opozorila tudi pristojno ministrstvo.

5.4.2 Sistemska obratovalna navodila za distribucijsko omrežje za oskrbo s toploto in pravna ureditev statusa izvajalcev gospodarske javne službe daljinskega ogrevanja

Daljinsko ogrevanje je v obliki GJS organizirano v 42 slovenskih občinah.

Občine, ki so agenciji sporočile, da se na njihovem območju daljinsko ogrevanje izvaja kot GJS, in kjer izvajalci še niso izdali sistemskih obratovalnih navodil za distribucijsko omrežje za oskrbo s toploto (v nadaljevanju sistemska obratovalna navodila), je agencija pozvala k predložitvi pravnih podlag za izvajanje predmetne dejavnosti. Izvajalce s pravno urejenim statusom je agencija pozvala k predložitvi sistemskih obratovalnih navodil v soglasje.

V letu 2011 je agencija izdala 7 soglasij k sistemskim obratovalnim navodilom. Zaradi neustrezne pravne ureditve izvajanja gospodarske javne službe daljinskega ogrevanja pa ni bilo mogoče nadaljevati s postopkom za izdajo soglasja k sistemskim obratovalnim navodilom za geografska območja Ptuj, Kidričevo in Kamnik. Za posredovanje svojih ugotovitev glede ustreznosti pravne ureditve izvajanja GJS daljinskega ogrevanja na teh geografskih območjih je agencija zaprosila pristojno ministrstvo.

V postopku ugotavljanja pravne urejenosti statusa izvajalcev GJS daljinskega ogrevanja, ki je pogoj za izdajo soglasja k sistemskim obratovalnim navodilom, je agencija ugotovila tudi določene pravne pomanjkljivosti, s katerimi je seznanila pristojno ministrstvo za nadzor nad zakonitostjo aktov lokalnih skupnosti.

5.4.3 Evidenca pritožb

Agencija na podlagi osmega odstavka 71. člena EZ vodi evidenco pritožb zoper odločbe o izdaji ali zavrnitvi soglasja za priključitev, o katerih odloča župan občine, če gre za priključitev na omrežje za oskrbo s toploto oziroma z drugim energetskega plinom. O številu teh pritožb mora občina enkrat letno obvestiti agencijo.

Agencija ugotavlja, da občine v letu 2011 niso obravnavale nobene pritožbe zoper odločbe o izdaji ali zavrnitvi soglasja za priključitev na omrežje za oskrbo s toploto oziroma z drugim energetskega plinom.

5.4.4 Poročanje dobaviteljev

Na podlagi tretjega odstavka 33. člena EZ morajo dobavitelji, ki izvajajo tržno dejavnost oskrbe končnih odjemalcev, enkrat letno, do 15. februarja za preteklo koledarsko leto, agenciji posredovati poročilo o skupni letni količini dobavljene energije.

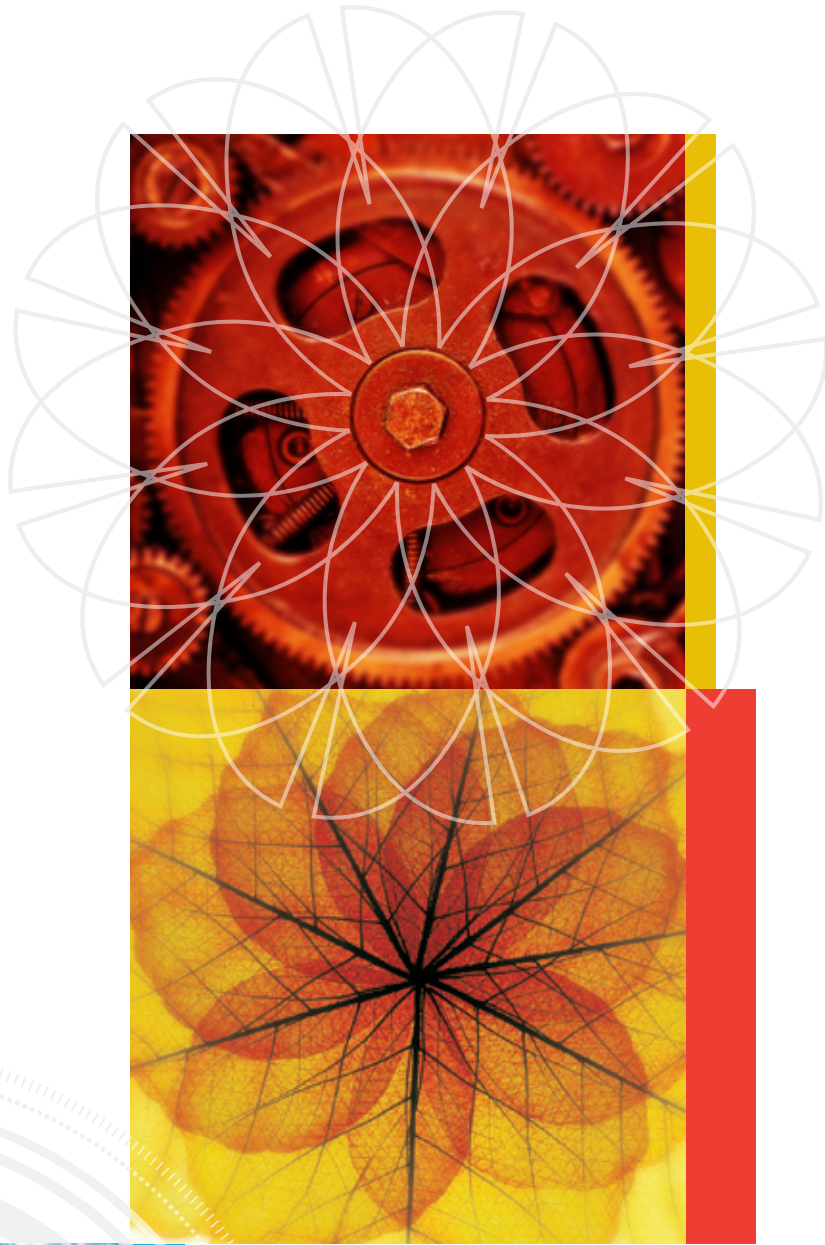
Agencija je 38 izvajalcev, ki po podatkih, s katerimi razpolaga agencija, opravljajo tržno dejavnostjo daljinskega ogrevanja oziroma oskrbe z drugimi energetskega plini iz samostojnega zaključnega omrežja, pozvala k posredovanju zahtevanega poročila.

Agencija je prejela skupaj 44 poročil oziroma odgovorov, pri čemer je agencija ugotovila, da so poročilo posredovali tudi nekateri izvajalci, ki dejavnost daljinskega ogrevanja oziroma oskrbe z drugimi energetskega plini izvajajo kot GJS. Te izvajalce je agencija pozvala k posredovanju dodatnega pojasnila glede oblike izvajanja predmetne dejavnosti in ugotovila, da so poročilo pomotoma posredovali tudi izvajalci, ki dejavnost daljinskega ogrevanja oziroma oskrbe z drugimi energetskega plini opravljajo kot GJS.

Na podlagi prejetih poročil in dodatnih pojasnil izvajalcev agencija ugotavlja, da je v letu 2011 daljinsko ogrevanje in oskrbo z drugimi energetskega plini kot tržno dejavnost oskrbe končnih odjemalcev v Sloveniji skupaj izvajalo 31 dobaviteljev.

5.4.5 Odločanje v zvezi s spori in pritožbami

Na področju daljinske toplote je agencija v letu 2011 prejela 2 zahtevi za odločanje. Oba zahtevka sta se nanašala na zatrjevano kršitev splošnih pogojev za dobavo in odjem. En zahtevka za odločanje je agencija s sklepom zavrnila, glede drugega zahtevka pa je izdala odločbo, zoper katero je bila vložena pritožba na Ministrstvo za gospodarstvo.



6

PRILOGE

Seznam slik

Slika 1:	Elektroenergetska bilanca proizvodnje in porabe električne energije v letu 2011	13
Slika 2:	Mesečni prikaz proizvodnje električne energije in prejema iz tujine	14
Slika 3:	Struktura proizvodnih virov električne energije v Sloveniji v letu 2011	14
Slika 4:	Gibanje porabe električne energije v Sloveniji v letu 2011	15
Slika 5:	Delež porabe in števila odjemalcev električne energije glede na vrsto odjema	16
Slika 6:	Povprečne dnevne vrednosti osnovnih cen odstopanj C_+ in C_- v letu 2011	18
Slika 7:	Povprečne dnevne vrednosti indeksov C_{SLOp} in C_{SLOn} v letu 2011	19
Slika 8:	Mesečna odstopanja slovenskega omrežja v letu 2011 [MWh]	19
Slika 9:	Kazalnik SAIDI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve (lastni vzroki)	21
Slika 10:	Število vseh pritožb v zvezi s kakovostjo napetosti v obdobju 2008–2011 po posameznih elektrodistribucijskih podjetjih	23
Slika 11:	Načrtovane naložbe prenosnega podjetja in distribucijskih podjetij skupaj po načrtih razvoja za obdobje 2011–2020	25
Slika 12:	Poslovni izid za dejavnost najem in storitve za SODO v mio EUR	29
Slika 13:	Kumulativni deleži enega (CR_1), dveh (CR_2) in treh (CR_3) največjih proizvajalcev električne energije glede na inštalirano moč (50 % NEK)	35
Slika 14:	Kumulativni deleži enega (CR_1), dveh (CR_2) in treh (CR_3) največjih proizvajalcev električne energije glede na količino proizvedene električne energije (50 % NEK)	35
Slika 15:	HHI proizvodnih podjetij električne energije	37
Slika 16:	Tržni deleži dobaviteljev električne energije vsem odjemalcem v Sloveniji ob koncu leta 2011	40
Slika 17:	Tržni deleži dobaviteljev električne energije odjemalcem na distribucijskem omrežju ob koncu leta 2011	40
Slika 18:	Tržni deleži dobaviteljev električne energije poslovnim odjemalcem ob koncu leta 2011	41
Slika 19:	Tržni deleži dobaviteljev električne energije poslovnim odjemalcem glede na skupino odjema ob koncu leta 2011 (nova metodologija)	41
Slika 20:	Tržni deleži dobaviteljev električne energije gospodinjstvom ob koncu leta 2011	42
Slika 21:	Tržni deleži dobaviteljev električne energije gospodinjstvom ob koncu leta 2011 glede na skupino odjema ob koncu leta 2011	42
Slika 22:	Sprememba tržnih deležev dobaviteljev vsem odjemalcem v letu 2011 glede na leto 2010	43
Slika 23:	Sprememba tržnih deležev dobaviteljev odjemalcem na distribucijskem omrežju v letu 2011 glede na leto 2010	44
Slika 24:	Sprememba tržnih deležev dobaviteljev poslovnim odjemalcem v letu 2011 glede na leto 2010	45
Slika 25:	Sprememba tržnih deležev dobaviteljev gospodinjstvom ob koncu leta 2011 glede na leto 2010	46
Slika 26:	Gibanje HHI na maloprodajnih trgih v obdobju 2009–2011	47
Slika 27:	Gibanje cen električne energije za značilne industrijske odjemalce v Sloveniji v obdobju 2003–2011 (po stari metodologiji Eurostata)	48

Slika 28:	Primerjava cen električne energije za značilnega industrijskega odjemalca z letno porabo od 20 do 500 MWh v državah EU in Sloveniji za drugo polovico leta 2011	48
Slika 29:	Primerjava cen električne energije za značilnega industrijskega odjemalca z letno porabo od 20 do 70 GWh v državah EU in Sloveniji za drugo polovico leta 2011	49
Slika 30:	Gibanje končne cene električne energije v Sloveniji za značilnega gospodinjanskega odjemalca (D_c – 3500 kWh na leto) v EUR/MWh	49
Slika 31:	Primerjava cen električne energije za značilnega gospodinjanskega odjemalca z letno porabo od 2500 do 5000 kWh v državah EU in v Sloveniji za drugo polovico leta 2011	50
Slika 32:	Število zamenjav dobavitelja v obdobju 2002–2011	51
Slika 33:	Dinamika števila zamenjav dobavitelja v letu 2011 glede na tip odjema	51
Slika 34:	Dinamika zamenjav dobavitelja v letu 2011 glede na količino energije	52
Slika 35:	Primerjava najugodnejših ponudb (paketov) letnega zneska za dobavljeno električno energijo za standardno porabniško skupino D_c	52
Slika 36:	Maloprodajni indeksi cen (MPI) za standardne porabniške skupine D_c , D_d in D_e v obdobju 2010–2011	53
Slika 37:	Struktura proizvodnje električne energije v Sloveniji na prenosnem omrežju od 1999 do 2011 (za obdobje 1999–2002 je upoštevana celotna proizvodnja NEK)	56
Slika 38:	Proizvodnja in poraba električne energije v Sloveniji na prenosnem omrežju od 1999 do 2011 (za obdobje 1999–2002 je upoštevana celotna proizvodnja NEK)	56
Slika 39:	Presežki in primanjkljaji električne energije v Sloveniji na prenosnem omrežju od 1999 do 2011 (za obdobje 1999–2002 je upoštevana celotna proizvodnja NEK)	57
Slika 40:	Inštalirane moči proizvodnih objektov, razpoložljive moči za slovenski trg in konična moč odjema na prenosnem omrežju v letih 1999–2011	57
Slika 41:	Število izdanih deklaracij za proizvodno napravo v letu 2011	59
Slika 42:	Nazivna električna moč v MW proizvodnih naprav z izdano deklaracijo v letu 2011	60
Slika 43:	Število izdanih odločb o dodelitvi podpore za proizvodne naprave v letu 2011	60
Slika 44:	Nazivne električne moči proizvodnih naprav v MW, za katere so bile izdane odločbe o dodelitvi podpore v letu 2011	61
Slika 45:	Število predanih emisijskih kuponov v obdobju 2005–2011	62
Slika 46:	Gibanje cene emisijskih kuponov drugega trgovalnega obdobja na borzi EEX v letu 2011	63
Slika 47:	Osnovni podatki o prenesenih in porabljenih količinah zemeljskega plina	65
Slika 48:	Gibanje cen nafte, naftnih derivatov in osnovne cene zemeljskega plina	66
Slika 49:	Prenesene količine zemeljskega plina v milijonih Sm^3	67
Slika 50:	Število končnih odjemalcev na prenosnem omrežju	67
Slika 51:	Število novih odjemalcev na distribucijskih omrežjih v letih 2008–2011	70
Slika 52:	Dolžina novih distribucijskih omrežij v letih 2007–2011	71
Slika 53:	Gibanje cen za prenos zemeljskega plina za posamezne odjemne skupine v obdobju od 2007–2011	72

Slika 54:	Struktura končne cene zemeljskega plina v letu 2010 in 2011 za industrijske odjemalce	73
Slika 55:	Povprečne cene za uporabo omrežja in povprečne cene zemeljskega plina v letu 2011 za gospodinjske odjemalce	74
Slika 56:	Struktura končne cene zemeljskega plina v letu 2010 in 2011 za gospodinjske odjemalce	74
Slika 57:	Količine zemeljskega plina za izravnavo odstopanj in uravnoteženje	75
Slika 58:	Količine zemeljskega plina pozitivnih in negativnih bilančnih razlik	75
Slika 59:	Gibanje osnovne cene (CB) v letih od 2009 do 2011	76
Slika 60:	Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti merilno-regulacijske postaje Ceršak	77
Slika 61:	Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti merilno-regulacijske postaje Šempeter	78
Slika 62:	Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti merilno-regulacijske postaje Rogatec	78
Slika 63:	Viri zemeljskega plina	80
Slika 64:	Distribuirana količina in število odjemalcev na omrežju	82
Slika 65:	Razmerje med številom odjemalcev na distribucijskih omrežjih in njihovo porabo	83
Slika 66:	Gibanje porabe zemeljskega plina v distribucijskih omrežjih po mesecih v letih 2009 do 2011	83
Slika 67:	Končne cene zemeljskega plina za industrijske odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami	84
Slika 68:	Končne cene zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami za značilne industrijske odjemalce I3 za Slovenijo in posamezne države EU	84
Slika 69:	Končna cena zemeljskega plina za gospodinjske odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami od leta 2010 dalje	85
Slika 70:	Končne cene zemeljskega plina za značilne gospodinjske odjemalce D2 z vsemi davki in dajatvami za Slovenijo in posamezne države EU	85
Slika 71:	Povprečni letni znesek za zemeljski plin in letni prejemki gospodinjskega odjemalca	86
Slika 72:	Poraba toplote po vrsti odjemalcev in njihovo število	91
Slika 73:	Struktura primarnih energentov za proizvodnjo toplote za daljinsko ogrevanje	92
Slika 74:	Največji distributerji daljinske toplote po količini distribuirane toplote za potrebe gospodinjskih odjemalcev v letu 2011	92
Slika 75:	Največji distributerji daljinske toplote po količini distribuirane toplote za potrebe negospodinjskih odjemalcev v letu 2011	93
Slika 76:	Distribucijska omrežja daljinskega ogrevanja v Republiki Sloveniji v letu 2011	93
Slika 77:	Dolžina distribucijskih omrežij za oskrbo z daljinsko toploto v posameznih občinah in število priključenih odjemalcev toplote v letu 2011	94
Slika 78:	Gibanja povprečne maloprodajne cene daljinske toplote za gospodinjske odjemalce v posameznih slovenskih mestih v letih 2009–2011	95

Seznam tabel

Tabela 1:	Proizvodnja električne energije in prejem električne energije iz tujine	14
Tabela 2:	Primerjava porabe električne energije v letih 2010 in 2011 – v GWh	15
Tabela 3:	Delež porabe in število odjemalcev električne energije glede na vrsto odjema	15
Tabela 4:	Zahtevana kakovost produktov terciarne rezerve v letu 2011	17
Tabela 5:	Rezultati dražbe za zakup rezerve za terciarno regulacijo za leto 2011	17
Tabela 6:	Kazalnik SAIDI v obdobju 2008–2011 za nenačrtovane prekinitve (samo lastni vzroki)	21
Tabela 7:	Kazalnika SAIDI in SAIFI na državni ravni v obdobju 2008–2011 (nenačrtovane prekinitve)	22
Tabela 8:	Kazalnika SAIDI in SAIFI na državni ravni v obdobju 2008–2011 (načrtovane prekinitve in vse prekinitve)	22
Tabela 9:	Število in deleži upravičenih pritožb v zvezi s kakovostjo napetosti v obdobju 2009–2011	23
Tabela 10:	Omrežnina, namenjena sistemskemu operaterju prenosnega omrežja	27
Tabela 11:	Pregled dodeljenih količin ČPZ in prihodkov od dražb po posameznih mejah	30
Tabela 12:	Inštalirane moči proizvodnih objektov, ki so udeleženi na slovenskem elektroenergetskem trgu	33
Tabela 13:	Deleži različnih vrst proizvodnje električne energije v Sloveniji	34
Tabela 14:	Priključitve novih in zaustavitve starih proizvodnih zmogljivosti v Sloveniji v letu 2011	34
Tabela 15:	HHI glede na inštalirano moč proizvajalcev, ki so udeleženi na trgu	36
Tabela 16:	HHI glede na proizvodnjo proizvajalcev, ki so udeleženi na trgu	36
Tabela 17:	Čisti poslovni izid proizvodnih podjetij električne energije	37
Tabela 18:	Število zaposlenih v podjetjih za proizvodnjo električne energije	38
Tabela 19:	Lastniška struktura podjetij za proizvodnjo električne energije	38
Tabela 20:	Tržni deleži dobaviteljev vsem odjemalcem v Sloveniji	43
Tabela 21:	Tržni deleži dobaviteljev odjemalcem na distribucijskem omrežju	44
Tabela 22:	Tržni deleži dobaviteljev poslovnim odjemalcem	45
Tabela 23:	Tržni deleži dobaviteljev gospodinjskim odjemalcem	46
Tabela 24:	Predvidene spremembe proizvodnih enot v obdobju 2012–2020	58
Tabela 25:	Proizvodnja proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo, in izplačane podpore	61
Tabela 26:	Pregled dejavnosti prve prioritete, povezanih z naložbami v prenosno omrežje zemeljskega plina	69
Tabela 27:	Distribucijski vodi in merilne (regulacijske) postaje	70
Tabela 28:	Lastniška struktura sistemskih operaterjev distribucijskih omrežij	71
Tabela 29:	Trgovanje s prostimi zmogljivostmi na sekundarnem trgu v letu 2011	76
Tabela 30:	Uvoz zemeljskega plina za potrebe odjemalcev v Sloveniji med letoma 2009 in 2011 v Sm ³	81
Tabela 31:	Tržni deleži in HHI na celotnem veleprodajnem trgu zemeljskega plina	81
Tabela 32:	Tržni deleži na celotnem maloprodajnem trgu zemeljskega plina	82
Tabela 33:	Pritožbe odjemalcev zemeljskega plina na SODO v letu 2011	88
Tabela 34:	Pritožbe potrošnikov zemeljskega plina na dobavitelje v letu 2011	89

Seznam kratic in okrajšav

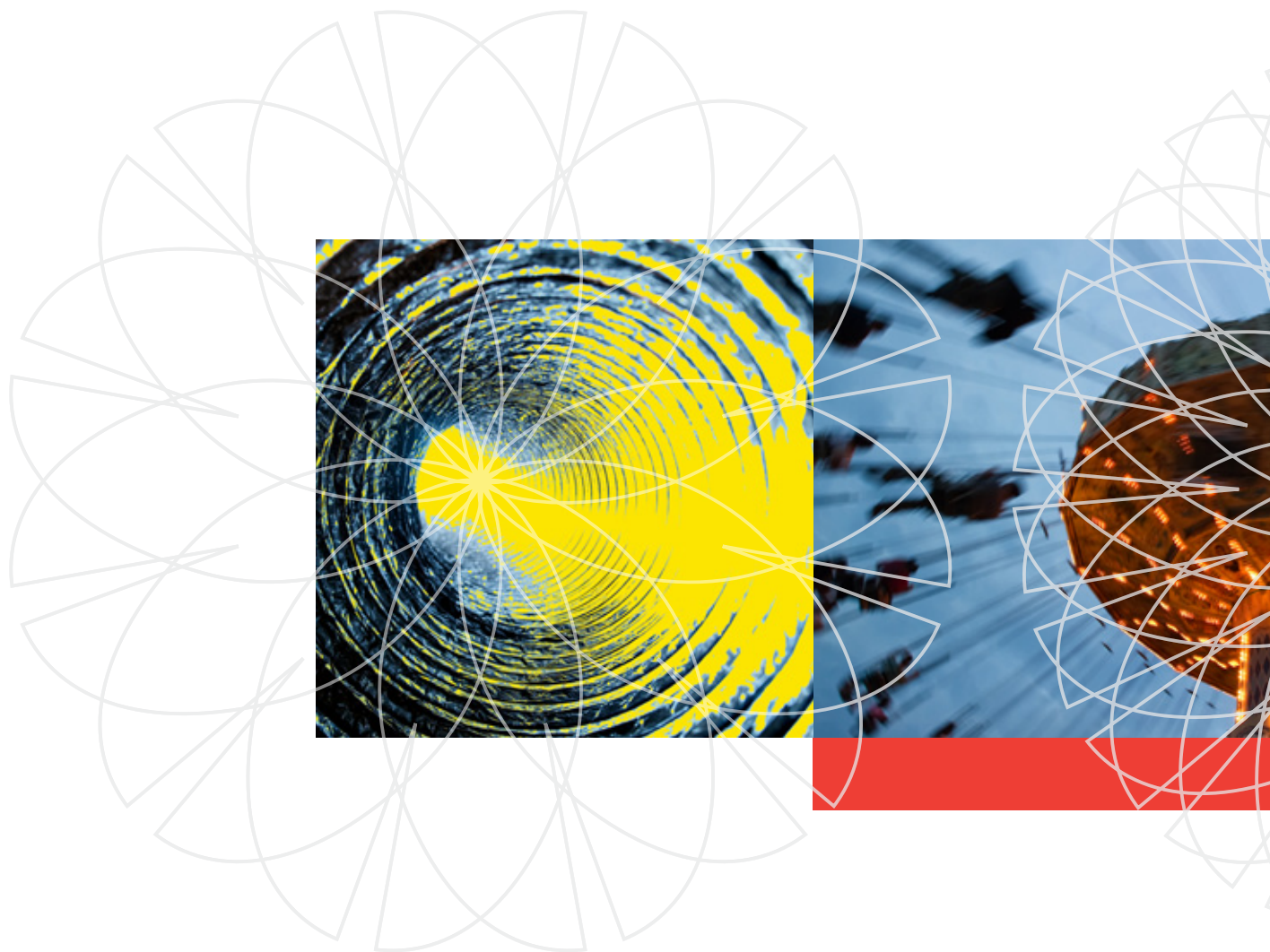
ACER	Evropska agencija za sodelovanje energetske regulatorjev (The European Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
Agencija	Javna agencija Republike Slovenije za energijo
BDP	Bruto domači proizvod
Borzen	Borzen, organizator trga z električno energijo, d.o.o.
C₊ in C₋	Osnovni ceni odstopanj
CEER	Svet evropskih regulatorjev (Council of European Energy Regulators)
C_{SLOeX}	Urni indeks
CUO	Cena za uporabo omrežij
ČPZ	Čezmejne prenosne zmogljivosti
ČHE	Črpalna hidroelektrarna
DTO	Dobava tarifnim odjemalcem
DVO	Domači viri proizvodnje
EDP	Elektrodistribucijsko podjetje
EEX	Nemška borza električne energije (European Energy Exchange AG, Leipzig)
EZ	Energetski zakon (Uradni list RS, 27/07 (EZ-UPB2), 70/08 (EZ-C), 22/10 (EZ-D))
GJS	Gospodarska javna služba
HE	Hidroelektrarna
HHI	Herfindahl-Hirschmanov indeks koncentracije trga
MRP	Merilno-regulacijske postaje
MT	Manjša tarifa
NEK	Nuklearna elektrarna Krško, d.o.o.
NN	Nizka napetost
OVE	Obnovljivi viri energije
P	Električna moč
RECS	Sistem certifikatov električne energije iz obnovljivih virov
RS	Republika Slovenija
RTP	Razdelilno-transformatorska postaja
rTPA	Reguliran dostop do omrežja
SAIDI	Indeks povprečnega trajanja prekinitev napajanja v sistemu
SAIFI	Indeks povprečne frekvence prekinitev napajanja v sistemu
SLOeX	Indeks organiziranega trga z električno energijo
SN	Srednja napetost
SODO	Sistemi operater distribucijskega omrežja
SOPO	Sistemi operater prenosnega omrežja
SURS	Statistični urad Republike Slovenije
TE	Termoelektrarna
TP	Transformatorska postaja
UVK	Urad Republike Slovenije za varstvo konkurence
VN	Visoka napetost
VT	Višja tarifa
W₊, W₋	Energija odstopanj v MWh glede na napovedane vozne rede



Javna agencija RS za energijo

JAVNA AGENCIJA REPUBLIKE SLOVENIJE ZA ENERGIJO	
Strossmayerjeva 30, 2000 Maribor	p. p. 1579
Telefon: [02] 234 03 00	Telefaks: [02] 234 03 20
www.agen-rs.si	info@agen-rs.si

Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2011
Julij 2012
Oblikovanje in prelom: Studio 8



Javna agencija RS za energijo