

## Vpliv ukrepov zniževanja izpustov CO<sub>2</sub> na dolgoročno načrtovanje proizvodnje na trgu z električno energijo

Borut Kozan<sup>1</sup>, Iztok Zlatar<sup>2</sup>, Dejan Paravan<sup>1</sup>, Andrej F. Gubina<sup>2</sup>

<sup>1</sup> GEN-I d.o.o., Cesta 4. julija 42, 8270 Krško, Slovenija

<sup>2</sup> Laboratorij za energetske strategije, Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko, Tržaška c. 25, 1000 Ljubljana, Slovenija

E-pošta: borut.kozan@fe.uni-lj.si

**Povzetek.** Z odprtjem trga z električno energijo so nalogo načrtovanja proizvodnje prevzeli proizvajalci, ki na trgu poskušajo ustvariti čim večji dobiček. Razvoj prenosnega omrežja ostaja sistemskemu operaterju, vendar to ne zadostuje za zagotavljanje zanesljive dobave energije odjemalcem. Pri načrtovanju novih proizvodnih enot je nujno usklajevanje med investitorji, regulatorjem, sistemskim operaterjem in državo. Zagotavljanju zadostnosti se v zadnjem času pridružujejo nove okoljske omejitve, ki lahko pomembno vplivajo na načrtovanje novih ter na obratovanje obstoječih proizvodnih enot. V članku analiziramo vpliv cen emisijskih kuponov na količino izpustov CO<sub>2</sub> ter na zadostnosti z električno energijo v Sloveniji glede na izbrane scenarije razvoja energetskega sistema, ki povzemajo strateške državne razvojne dokumente. Izbrano orodje, simulator dnevnega trga, upošteva dejanske karakteristike agregatov, hidrologijo rek, načrtovane remonte in naključne izpade proizvodnih enot. Pri izračunu zadostnosti se v prispevku uporablja metodologija Evropskega združenja operaterjev prenosnih omrežij UCTE. Kjotski protokol ter obsežni načrti Evropske skupnosti po zmanjšanju izpustov CO<sub>2</sub> na ekonomsko učinkovit način lahko v veliki meri vplivajo na obratovanje klasičnih termoelektrarn. Članek podaja postopek za sprotno analizo obratovanja in vpliva višjih cen emisijskih kuponov ter posledične manjše konkurenčnosti novih in obstoječih elektrarn na trgu z električno energijo.

**Ključne besede:** načrtovanje proizvodnje, trg z električno energijo, Evropska shema za trgovanje z emisijami toplogrednih plinov, zadostnost EES, metodologija UCTE.

## The Impact of CO<sub>2</sub> emission mitigation measures on long-term generation expansion planning under market conditions

**Extended abstract.** Due to the rising threat of global warming, which is by now attributed to man-made emissions of greenhouse gases, climate protection is gaining on importance within the environmental policy debate. Environmental responsibility and the political obligations that follow will be probably adopted as an environmental Directive in the European Parliament. Changing requirements in this body of legislation will have a significant influence on generation companies and their plans regarding the investments in new power generation.

The Kyoto protocol, the key international agreement on CO<sub>2</sub> emission reduction was accepted in 1997. To help developed countries achieve parts of their emission reduction commitments, the Kyoto protocol provides three market-based instruments, the so-called *flexible mechanisms*. These include:

- Emissions trading scheme which allows target countries to buy and sell their emission credits on the market, and
- Joint Implementation (JI) and Clean Development Mechanism (CDM) which provide an opportunity for companies to obtain emission reduction certificates by investing in foreign projects which reduce CO<sub>2</sub> emissions.

For simulation of the impact of the flexible mechanisms on electricity market, it is sufficient to include the emission trading scheme. Two scenarios for prices of emission coupons are presented in Table 4.

It is of the strategic interest of each country to ensure adequacy of its power system. Adequacy is defined as a balance between supply and demand of electricity and can be assessed with different indicators. The UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) adequacy analysis methodology compares the available generation and the load at three given reference time points of the year. One of the indicators is the Remaining Capacity (RC) which must be bigger than the Adequacy Reference Margin (ARM). RC is defined as the difference between the reliably available capacity and the load at the reference time point. ARM is calculated as 5-10 % of the net generating capacity plus the sum of margins against peak load.

For simulation of generation expansion planning in the open electricity market conditions, a software package ELMASplus developed at University of Ljubljana has been used. ELMASplus models the day-ahead simultaneous 24-hour supply and demand auction, Figure 3. It takes into account the key factors that influence the electricity prices, such as power plant characteristics, their bidding strategies, transmission system attributes, and the relevant hydrological data for hydro power plants. The method for inclusion of the emission factors of power plant and CO<sub>2</sub> into the generator's bidding strategy is shown on Figure 1. Two generation expansion scenarios are introduced in the paper taking into account the most plausible greenfield and brownfield development options for power plants in Slovenia as presented in Table 6: Scenario 1 as the natural gas scenario, and Scenario 2 as the nuclear scenario. It is important to note that due to its geographical features, prominent nature-conservation measures imposed by the EU Natura 2000

Treaty, and local residents' resistance, development of RES in Slovenia is limited. Even so, all the scenarios used include maximal yet realistic assumption of RES electricity generation development. The information about the possible new gas and nuclear generation has been distilled from the development plans of power companies, transmission system operator and the official governmental documents of Republic of Slovenia.

Using ELMASplus and the above simulation scenarios, we have tried to determine to which extent may Slovenia be able to reach its EU emission reduction targets, and whether it will succeed in maintaining the security of energy supply at the required level. Figure 4 shows that under the present scenarios of generation expansion, Slovenia will not be able to reach the EU-agreed CO<sub>2</sub> reduction objective without the use of flexible mechanisms, most notably the EU ETS. We can also see that the projected price of CO<sub>2</sub> coupons does not significantly influence the level of electricity production. Higher prices of emission coupons have a bigger influence on electricity price in Scenario 1. Uncertainty related to price of emission coupons can have big influence on electricity production and on profit of the power plants that need coupons for their operation.

The simulation results show that the adequacy reference margin according to UCTE methodology is negative most of the time in both scenarios, Figure 5. The only exceptions are the periods between 2017-2029 in Scenario 2 and between 2022-2030 in Scenario 1 in which the system has sufficient installed power. The results presented in the paper show that Slovenia will need to build all power plants that are currently present in the development plans. Depending on a scenario, the lack of energy is the greatest during the early years until the first large power plant is built in 2017 or 2022, respectively. To cover for that power deficit, Slovenia needs new installed power as quickly as possible.

**Keywords:** Generation expansion planning in market conditions, European emission trading scheme, UCTE adequacy methodology.

## 1 Uvod

Velike spremembe v evropski in svetovni elektroindustriji, ki so sledile uvedbi trga z električno energijo v devetdesetih letih, so v večini držav temeljito spremenile način načrtovanja elektroenergetskih sistemov (EES), še zlasti proizvodnih zmogljivosti. Vertikalno integrirana elektroenergetska podjetja so zanesljivost delovanja EES-ov zagotavljala skozi integrirano načrtovanje energetskega virov in centralno načrtovanje gradnje novih proizvodnih in prenosnih zmogljivosti. Z odprtjem trga z električno energijo je naloga načrtovanja proizvodnje, v nasprotju s prenosnim sistemom, ki je ostal v domeni sistemskih operaterjev, pripadla proizvajalcem. Zanesljivost dobave energije porabnikom, ki je bila v tradicionalno organiziranem sistemu kriterij načrtovanja gradnje, je po novem v tem procesu postala omejitev, kriterij pa le čim večji dobiček. V prvih letih po uvedbi trga so kot posledica prejšnjega, centraliziranega načrtovanja gradnje proizvodnih enot, na trgih po Evropi sprva nastali veliki presežki energije, veliko proizvajalcev pa je moralo zapreti elektrarne ali pa so celo bankrotirali. Šele po letu 2004 je zaradi rasti porabe začelo počasi primanjkovati presežnih proizvodnih zmogljivosti, kar je bil poleg rastočih cen energentov in boja proti

podnebnim spremembam pomemben dejavnik rasti cen električne energije. Visoka nihajnost cene elektrike na sprotnih trgih ter odsotnost ali negotovost njene dolgoročne, zanesljive napovedi pomeni zelo veliko tveganje za investitorje, zato se ti najraje odločajo za gradnjo cenejših vršnih proizvodnih enot, ki dražje proizvajajo elektriko. Veliko tveganje in negotova, a vztrajna rast cene elektrike sta le še poudarila neustreznost mehanizmov in metod tržnega načrtovanja proizvodnje za zagotavljanje zanesljivosti dobave energije. Po uvedbi trga ostaja večina držav v srednji in JV Evropi neto uvoznici elektrike tudi globoko v prvo desetletje 21. stoletja.

Poleg izjemne rasti razvijajočih se trgov Kitajske, Indije, Rusije in Latinske Amerike, ki so pomembno dolgoročno vplivali na rast cen energetskega virov, je konec devetdesetih in v začetku 21. stoletja mednarodna skupnost začela boj proti podnebnim spremembam z omejevanjem izpustov toplogrednih plinov. Sektor proizvodnje električne energije zaradi svoje relativne homogenosti v primerjavi z drugimi sektorji, kot je npr. promet, nosi največje breme. Proizvajalci se v hitro spreminjajočih se tržnih razmerah soočajo s težavnim vključevanjem stroškov okoljskih ukrepov v ponudbeno ceno na trgu z električno energijo, saj želijo ohraniti tržno pozicijo in hkrati poslovati z dobičkom [1][2][3].

V tradicionalno organiziranem EES se je dolgoročni razvoj proizvodnje načrtoval centralno. Optimizacija je vključevala kriterij minimalnih stroškov izgradnje in obratovanja nove enote, ki naj bi jo zgradili za zadovoljevanje povečane porabe. Dolgoročni načrti razvoja navadno obsegajo obdobje prihodnjih 20 ali več let in se obnavljajo vsaki dve leti. Modeli za optimalno načrtovanje proizvodnje imajo dolgo tradicijo v energetskega sektorju in v strokovni literaturi [1]. V razmerah odprtega trga je odločitev o izgradnji novih proizvodnih enot prepuščena udeležencem trga in ni več neposredno odvisna od rasti porabe in zahtev po pokrivanju porabe v sistemu. Poleg višine investicije ter drugih stroškov na odločitev o gradnji vpliva tudi pričakovano gibanje cen na trgu z električno energijo. Za modeliranje na odprtem trgu se znotraj posameznega EES uporabljajo optimizacijske metode za posamezna podjetja oz. enote, simulacije trga z vključenimi vsemi podjetji ter modeli z različnimi načini iskanja tržnega ravnovesja [5].

Strateški interes vsake države je zagotavljanje zanesljive dobave električne energije porabnikom. Ključna je zadostnost njene proizvodnje, ki opisuje uravnovešenost porabe s proizvodnjo električne energije. Tradicionalno je najbolj znan kazalec LOLP (Loss Of Load Probability), ki temelji na statističnih izračunih [6] in je fizikalno težje predstavljen. Zato se v zadnjem času za izračun zadostnosti uveljavlja tudi metoda združenja UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity), ki primerja razliko med razpoložljivo proizvodnjo in odjemom v treh

referenčnih trenutkih leta. Metoda je v primerjavi z LOLP veliko preprostejša in uporabnejša za nazoren prikaz zadostnosti, [7].

Prvi in doslej najpomembnejši korak v mednarodnem boju proti podnebnim spremembam je bila predstavitev Kjotskega protokola decembra 1997 s strani UNFCC (United Nations Framework Convention on Climate Change ali Okvirne konvencije Združenih narodov o podnebnih spremembah), ki ga je podpisalo več kot 150 držav. Ta zavezuje podpisnice k ukrepom za zmanjševanje svetovnega segrevanja, ki je posledica izpustov toplogrednih plinov (TGP), [8]. Končni mednarodni kompromisni sklep je vseboval navedbo »globokega reza v globalne emisije«, katerega definicijo so vezali na četrto poročilo IPPC (Intergovernmental Panel on Climate Change) [10],[11]. Skladno s Kjotskim protokolom je evropski parlament (EP) sprejel Direktivo 2003/87/EC, ki naj bi znotraj Evropske trgovalne sheme (EU ETS) ekonomsko učinkovito dolgoročno zmanjševala TGP za okoli 70 odstotkov glede na referenčno leto 1990 [12].

Zmanjševanje izpustov TGP bo imelo neugodne ekonomske posledice predvsem za obstoječe enote s starimi premogovnimi tehnologijami, ki bodo morale veliko investirati v nakup CO<sub>2</sub> emisijskih kuponov, v prihodnosti pa morebiti celo v tehnologijo za zajemanje in shranjevanje CO<sub>2</sub>. Ker se skupna količina dovoljenih emisij z leti zmanjšuje, potrebe po proizvedeni energiji pa se povečujejo, rešitev za nastali položaj ponujajo elektrarne z ničelnim izpustom TGP, kot so elektrarne na obnovljive vire energije (OVE) in jedrske elektrarne, tehnologije zajemanja in shranjevanja CO<sub>2</sub> (Carbon Capture and Storage, CCS) ter ukrepi omejevanja porabe električne energije. Enote z ničelnimi izpusti TGP lahko pomenijo zamenjavo za stare enote z velikimi specifičnimi izpusti TGP. Države morajo tudi na nacionalni ravni izpolnjevati ciljne deleže električne energije iz obnovljivih virov (E-OVE) ter omejitve izpustov TGP, zato bodo s strateškimi ukrepi finančno podpirale in spodbujale proizvodnjo E-OVE, vse dokler ta tehnologija ne bo dozorela in bodo viri E-OVE na trgu z električno energijo ekonomsko primerljivi s konvencionalnimi viri.

Članek predstavlja način za modeliranje vključevanja stroškov nakupa emisijskih kuponov v ponudbo proizvajalcev električne energije pri dolgoročnem načrtovanju gradnje proizvodnih zmogljivosti. Dobljene modele nato uporabimo v postopku ocenjevanja energetskih scenarijev glede na UCTE metodologijo zadostnosti in količino izpustov CO<sub>2</sub> pri različnih cenah emisijskih kuponov.

## 2 Okoljevarstvene zahteve

### 2.1 Instrumenti Kjotskega protokola

Bogatejše in razvitejše države lažje vlagajo v preobrazbo industrije in tehnološki razvoj kot revnejše,

zato Kjotski protokol v pomoč državam pri doseganju zastavljenih ciljev predvideva tri tržne mehanizme, t. i. *prožne mehanizme* Kjotskega protokola, [8]. Mednje spadajo:

- trgovalna shema z emisijami (International Emissions Trading – IET), ki dovoljuje državam kupovanje in prodajanje emisijskih kuponov na organiziranem trgu;
- projekti skupne izvedbe (Joint Implementation – JI), ki so investicije v projekte zmanjševanja TGP, a le v razvitih državah, kjer lahko investitor – podjetje ali država – za določeno obdobje pridobi kupone za izpust določene količine TGP;
- ukrepi čistega razvoja (Clean Development Mechanism – CDM), kot so investicije razvitih držav v projekte v državah v razvoju, ki niso podpisnice Kjotskega sporazuma; Tudi tako lahko investitor pridobi emisijske kupone za določeno obdobje [8].

Prožni mehanizmi naj bi omogočali ekonomsko učinkovitejše doseganje skupnih ciljev. Podjetja ali države, ki cilje lažje dosegajo ali presegajo, bi tako pomagali drugim in za to prejeli ustrezno plačilo.

### 2.2 Evropska trgovalna shema (EU ETS)

EU ETS v trenutni obliki predvideva tri trgovalna obdobja: 2005–07, 2008–12 in po letu 2012. Za prvi dve so države članice EU že sprejele nacionalne razdelitvene načrte za emisijske kupone posameznim industrijskim sektorjem za vsako leto posebej. Pri tem se dodeljena količina emisijskih kuponov iz enega trgovalnega obdobja v drugo zmanjšuje. Sektorju, ki prejme brezplačne emisijske kupone, skladno s protokolom država nadzira dejansko količino izpustov. Uporabniki emisijskih kuponov lahko znotraj EU ETS trgujejo z njimi na naslednje načine:

- Individualno, s prenosom dovoljenj med proizvodnimi enotami v istem podjetju, tako v posamezni državi kot tudi mednarodno.
- Bilateralno, prek posrednika ali s samostojnim iskanjem nasprotne ponudbe.
- Trgovanje na organiziranem trgu EU ETS, ki je najbolj likviden trg z emisijami. Tako kot na drugih borzah tudi tu trgovanje povezuje ponudbo in povpraševanje med člani borze, ki se pri vsakem poslu dogovorijo za ceno in količino. Udeleženci so za trgovanje na borzi prijavljeni kot trgovci.

Ko emisijski kupon zamenja lastništvo, to zavedejo v nacionalni register dovoljenj in obvestijo Evropsko komisijo o opravljenem prenosu [13].

### 2.3 Slovenski državni načrt razdelitve emisijskih kuponov

V prvi fazi EU ETS je Slovenija pridobila emisijske kupone za 8,8 milijona ton izpustov CO<sub>2</sub>, v drugem

obdobju pa za 8,2 milijona ton, kar prikazuje Tabela 1. Te omejitve so skladne z Kjotskimi zahtevami in jih Slovenija z ukrepi zmanjševanja izpustov lahko doseže. Dovoljena meja izpustov je tudi nižja od verificiranih emisij v letu 2005 [14].

Omejitev v 1. obdobju (mio ton CO <sub>2</sub> )	2005 verificirane emisije (mio ton CO <sub>2</sub> )	Omejitev v 2. obdobju (mio ton CO <sub>2</sub> )
8,8	8,7	8,3

Tabela 1: Emisijski kuponi v Sloveniji  
Table 1: Emission coupons in Slovenia

Slovenija je na podlagi teh kvot v Državnem načrtu razdelitve emisijskih kuponov pripravila predloga razdelitve kuponov med posamezne sektorje za 1. in 2. obdobje, ki ju je Komisija potrdila. V njiju je brezplačno razdelila velik del emisijskih kuponov med energetska podjetja, ki izpuščajo TGP, katerih število prikazuje Tabela 2, [15]. Podjetja lahko kupone prenašajo med leti znotraj posameznega obdobja, med obdobji pa le v primeru, da bo evropski parlament sprejel ustrezno zakonsko podlago. Vseeno velja, da se jim količine dovoljenih izpustov iz leta v leto zmanjšujejo. Za tretje obdobje še ni dokončnih podatkov, zato smo število kuponov po letu 2012 predvideli skladno z napovedmi EU, da bo do leta 2020 zmanjšala skupne emisije TGP za 20 odstotkov v primarni bilanci. Tak scenarij ima močno politično podporo in je bil zapisan v dokumentu Energijska politika za Evropo, ki ga je sprejela Evropska komisija [16].

Enota	Letno podeljena emisijska dovoljenja (mio toe CO <sub>2</sub> )		
	1. obdobje	2. obdobje	Post EU ETS (2013-2020)
TEŠ	4.465.271	4.300.824	Linearno zmanjševanje št. CO <sub>2</sub> kuponov za 1,74 % na leto (bazno leto 2012)
TET	713.675	681.420	
TETOL	802.940	769.556	
PEB	248.634	65.200	
Skupaj	6.230.520	5.817.000	Leto 2020: 5.155.335

Tabela 2: Emisijski kuponi, dodeljeni energetskim objektom  
Table 2: Emission coupons allocated to the power sector

### 3 Načrtovanje proizvodnje

#### 3.1 Trg z emisijskimi kuponi

Po vzpostavitvi EU ETS v oktobru 2004 so se cene kuponov CO<sub>2</sub> takoj odrazile v cenah električne energije. Skupna količina kuponov na organiziranem trgu EU ETS je omejena, kar vpliva na ponudbeno krivuljo proizvajalcev, ki uporabljajo fosilna goriva. Zaradi zmanjševanja letnih kvot brezplačno dodeljenih kuponov pa skušajo proizvajalci zmanjševati količino

letnih emisij s prehodom na goriva z manjšimi specifičnimi emisijami ali s povečanjem učinkovitosti energetske pretvorbe, kar oboje zahteva velike investicije v tehnologijo. Namesto tega lahko proizvajalec ohrani obstoječo tehnologijo in gorivo, manjkajoče emisijske kupone pa kupuje na trgu. Cena emisijskih kuponov se oblikuje glede na ponudbo in povpraševanje. Proizvajalec, ki za svoje izpuste ne predloži zadostne količine kuponov, mora plačati kazen, ki v 2. obdobju znaša 40 EUR/tono, ter kupiti manjkajoče kupone [10].

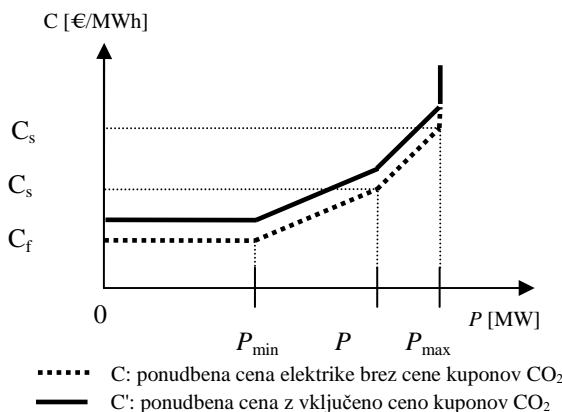
Shema EU ETS očitno vodi v povišanje stroškov proizvodnje električne energije in tudi njene tržne cene, saj proizvajalci pričakovano ceno kuponov vgradijo v svojo ponudbeno ceno na trgu. Zaradi višjega emisijskega faktorja premogovnih enot je prirastek k ceni na MWh pri njih večji kot pri plinskih enotah, [16].

V izbrani uri  $i$  je strošek emisijskih kuponov elektrarne odvisen od njenega emisijskega koeficienta  $f_{CO_2}$  in njene proizvodnje  $P$ , (1).

$$C_{CO_2} = f_{CO_2} \cdot P \quad (1)$$

Ta strošek želi proizvajalec preliti v svojo ponudbeno ceno energije na trgu. Ob podražitvi kuponov na trgu se posledično zviša tudi ponudbena cena na trgu z električno energijo, (2), kot prikazuje Slika 1.

$$C' = f_{CO_2} \cdot C \quad (2)$$



Slika 1: Cena emisijskih kuponov v ponudbi elektrarne  
Figure 1: Emission coupon price included in the bid  
 $C_f$  – ponudba enote v uri  $i$ , ki vsebuje fiksne stroške  
 $C_s$  – skupna ponudbena cena, ki vsebuje spremenljive in fiksne stroške  
 $C_s$  – ponudbena cena za konično obratovanje

Trg z emisijskimi kuponi je mlad, obenem pa pravila, ki bodo dolgoročno vplivala nanj, še niso dorečena zato je dolgoročno napovedovanje cen kuponov na njem je zelo tvegano. Rezultate spletne ankete o bodočih cenah emisijskih kuponov, ki jo vsako

leto objavlja organizacija Point Carbon in je leta 2008 zajela 3262 udeležencev trga, podaja Tabela 3, [17]. Povprečje pričakovanih cen za leto 2010 je 17,4 €/t CO<sub>2</sub>, za leto 2020 pa 23,1 €/t CO<sub>2</sub>. Cena za leto 2010 se dobro ujema z opcijsko ceno za emisijske kupone za kjotsko ciljno obdobje na borzah (EEX, Powernext).

Cena emisijskih kuponov v pokjotskem obdobju je zelo negotova, vendar dogajanje na ravni EU kaže na nadaljnjo zaostrenost pogojev dodeljevanja kuponov, [17]. Prav zato smo predvideli dva scenarija razvoja cen kuponov, kot prikazuje Tabela 4.

Območje cene [€/tCO <sub>2</sub> ]	Št. odgovorov za leto 2010 [%]	Št. odgovorov za leto 2020 [%]
do 10	15	8
10-15	23	12
15-20	<b>34</b>	18
20-25	20	<b>22</b>
25-35	5	20
nad 35	3	20
	100	100

Tabela 3: Pričakovane cene emisijskih kuponov na EU ETS v letih 2010 in 2020, PointCarbon, marec 2008

Table 3: Expected prices of CO<sub>2</sub> emission coupons on EU ETS, in 2010 and 2020, PointCarbon, March 2008

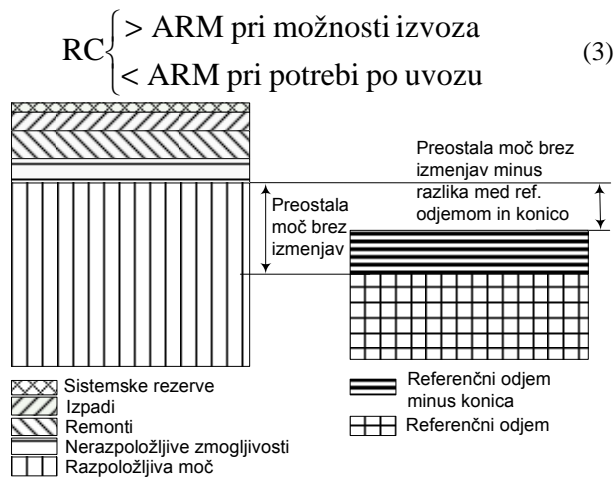
Obdobje	Cena kuponov CO <sub>2</sub> [€/CO <sub>2</sub> ]	
	Nizka cena (CO <sub>2</sub> )	Visoka cena (CO <sub>2</sub> +)
2008–2012	17,5	25
2013–2025	25	30
2026–2030	27	37

Tabela 4: Privzete cene emisijskih dovoljenj  
Table 4: Assumed prices for the CO<sub>2</sub> emission coupons

### 3.2 Metodologija izračuna zadostnosti po UCTE

Izračun zadostnosti EES po metodologiji UCTE temelji na primerjavi obremenitve sistema s proizvodnjo v treh referenčnih točkah leta za normalne razmere obratovanja. Razlika med razpoložljivo proizvodnjo in odjemom v referenčni točki se imenuje preostala moč (RC, ang. Remaining Capacity). Za izračun zadostnosti se RC primerja z referenčno mejo zadostnosti (ARM, ang. Adequacy Reference Margin), ki upošteva nepredvidene dogodke pri odjemu in proizvodnji. Slednja upošteva razliko med dejansko obremenitvijo v mesecu in konico obremenitve v referenčni uri ter dodatno rezervo moči v višini 10 odstotkov inštalirane moči v sistemu. Višino 10 odstotkov dodatne rezerve moči so za slovenski EES v UCTE določili izkustveno glede na njegovo strukturo in velikost<sup>1</sup> [7]. Za zagotovitev zanesljive oskrbe z električno energijo mora biti končna ocena zadostnosti vselej pozitivna. Pri tem velja, da naj bi bila za zagotovitev zanesljive oskrbe z

električno energijo preostala moč RC večja ali enaka referenčni meji zadostnosti ARM, (3).



Slika 2: Izračun bilance moči po metodologiji UCTE  
Figure 2: Power balance calculation according the UCTE methodology

### 3.3 Napoved porabe električne energije

O investicijah na dereguliranem trgu z električno energijo odločajo investitorji, vendar ostaja strateška naloga sistemskega operaterja zagotavljati zadostno količino energije za pokrivanje porabe v sistemu. V ta namen pripravlja dolgoročne razvojne načrte sistema; dolgoročne bilance in na njih temelječe energetske strategije pa pripravlja pristojno ministrstvo [18], [19]. Napoved porabe električne energije ima velik pomen pri dolgoročnem načrtovanju proizvodnje. V študiji smo uporabili ekonometrični model za dolgoročno napovedovanje porabe, razvit na UL, Fakulteti za elektrotehniko, [20]. Z modelom smo izračunali sektorske napovedi porabe za industrijo, gospodinjstva in neposredni odjem. Naslednje spremenljivke, ki vplivajo na rast porabe, so se izkazale kot statistično pomembne:

- bruto družbeni proizvod, ki predstavlja vpliv produktivnosti na skupni delež električne energije v končnih proizvodih,
- toplotni indeks, ki predstavlja število dni v letu, ko je potrebno ogrevanje, ter
- splošna poraba v gospodinjstvih.

Tabela 5 prikazuje napovedane vrednosti porabe, ki smo jih uporabili pri izračunih za obravnavano obdobje 2008-2030.

### 3.4 Model za simuliranje trga ELMAS

Za načrtovanje novih proizvodnih zmogljivosti v razmerah odprtega trga smo uporabili model za simuliranje tržnih cen ELMASplus, ki smo ga razvili na UL, Fakulteti za elektrotehniko [21]. Simulacijski model v ELMASplus simulira urno dvostransko avkcijo

<sup>1</sup> UCTE predvideva rezervo v višini 5% do 10% pri čemer je rezerva odvisna od velikosti in lastnosti sistema, [9].

ponudbe in povpraševanja na trgu za vsak dan v letu, Slika 3. Pri simulaciji upošteva ključne parametre elektrarn, ki vplivajo na ceno električne energije, kot so npr. njihove tehnične karakteristike, ter njihovo strategijo oblikovanja ponudbe. Upošteva tudi konfiguracijo prenosnega omrežja, za izračun optimalne proizvodnje hidroelektrarn pa tudi različnost hidrologij. Zmogljivi interkonekcijski vodi med dvema sosednjima sistemoma, kot npr. v Sloveniji, omogočajo izmenjavo velikih količin energije, kar smo modelirali kot močan medsebojni cenovni vpliv sosednjih sistemov.

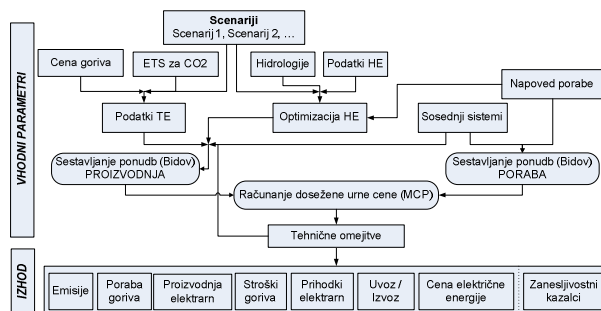
Leto	Letna rast porabe [%]
2009	2,67%
2010	2,81%
2011	2,76%
2012	2,79%
2013	2,82%
2014	1,84%
2015	2,13%
2016	2,17%
2017	2,13%
2018-2030	2,17%

Tabela 5: Napoved rasti porabe za obdobje 2008-2030  
Table 5: Demand growth forecast for the period 2008-2030

Rezultati simulacij z ELMASplusom obsegajo cene električne energije, porabo goriv, emisije (CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, prašni delci), bilanco uvoza energije in prihodke elektrarn. Korak simulacije smo omejili na eno uro, kar ustreza obratovanju za nas najpomembnejših trgov z električno energijo ter zrnatosti vozniških redov v Sloveniji. Hkrati je mogoče za celoten EES določiti letno odvisnost od uvoza ter kazalce zanesljivosti in zadostnosti (LOLE, LOLP ter zadostnost UCTE).

#### 4 Scenariji gradnje proizvodnih enot

Pri določitvi scenarijev razvoja elektrarn v Sloveniji smo za vsako leto upoštevali najverjetnejše obratujoče elektrarne. Pri tem smo se oprli na naslednje strateške dokumente: Resolucijo o nacionalnem energetskega programu, na strategiji razvoja obeh proizvodnih podjetij (HSE in Gen Energija) ter na Resolucijo vlade o nacionalnih razvojnih projektih, [23],[24],[25],[18]. Pri izbiri scenarijev smo upoštevali zahteve EU in pripadajočih direktiv ter slovensko okoljsko zakonodajo s poudarkom na Naturi 2000 [10],[13]. V vseh scenarijih smo upoštevali največje realno mogoče vključevanje



Slika 3: algoritem ELMASPlus  
Figure 3: ELMASPlus algorithm

obnovljivih virov energij (OVE), ki je v veliki meri odvisno od izkoriščanja hidropotenciala, ki upošteva gradnjo Savske verige hidroelektrarn ter črpalnih elektrarn Avče in Kozjak. Na podlagi teh dokumentov smo predpostavili več scenarijev gradnje novih enot do leta 2030, od katerih v članku predstavljamo dva:

- **Prvi scenarij:** Jedrski scenarij, ki vključuje izgradnjo 1000 MW jedrske elektrarne (JEK2), 600 MW elektrarne na rjavi premog (TEŠ6), 100 MW plinsko-parne elektrarne ter največje mogoče vključevanje OVE.
- **Drugi scenarij:** Plinski scenarij, ki namesto 1000 MW jedrske elektrarne predvideva 2x415 MW plinsko-parno elektrarno (PPT) leta 2021 ter 100MW PPT leta 2020. Druge enote ustrezajo prvemu scenariju.

	TE	PPT1	PPT2	PPT3	JEK
P <sub>i</sub> [MW]	600	100	2x415	100	1000
Leto	2014	2011	2021	2020	2020
Scenarij 1	*	*	N	N	*
Scenarij 2	*	*	*	*	N

Tabela 6: Scenarija po elektrarnah in letih  
Table 6: Generation investment scenarios

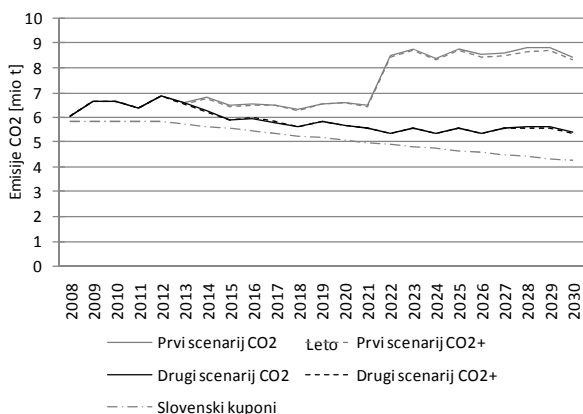
Najpomembnejša objekta v obeh scenarijih sta JEK2 Krško in PPT Kidričevo. Inštalirana moč JEK2 v prvem scenariju znaša 1000 MW. Zaradi lastnosti jedrske elektrarne, ki deluje predvsem kot ponudnik pasovne energije, smo za njeno simulacijo uporabili t. i. pasivno ponudbo (bid) s ceno nič pri nazivni moči. Takšna ponudba se uporablja zaradi izjemno visokih stroškov zagona ali zaustavitve elektrarne ter zato pasovnega načina njenega obratovanja. Drugi scenarij predvideva PPT elektrarno z inštalirano močjo 2 x 415 MW.

## 5 Rezultati

V članku predstavljamo rezultate analize dolgoročnih načrtov razvoja proizvodnih zmogljivosti v slovenskem EES do leta 2030. Ti zajemajo poleg energetske bilance, bilance moči, porabe energentov in cen električne energije tudi analizo zadostnosti in količine izpustov CO<sub>2</sub>, ki ključno vplivata na energetsko neodvisnost Slovenije in njeno zmožnost izpolnjevanja evropskih okoljskih zavez. Sprememba količine letnih izpustov CO<sub>2</sub> v sistemu je odvisna od nabora elektrarn, ki so v posameznem scenariju skozi obravnavano obdobje zgrajene ali za stalno zaustavljene. Izmed teh se glede na tržno povpraševanje skladno s pravili sprotnega trga dispečirajo elektrarne z najnižjimi ponudbami.

### 5.1 Izpusti CO<sub>2</sub>

Slika 4 prikazuje količino izpustov CO<sub>2</sub> v letih 2008–2030 glede na dva različna scenarija (prvi in drugi scenarij) ter dva različna trenda gibanja cen emisijskih kuponov (CO<sub>2</sub> in CO<sub>2</sub>+). Prikazani rezultati zajemajo dva različna razvojna scenarija (prvi in drugi scenarij) ter dve različni napovedi gibanja cen emisijskih kuponov (nižjo, označeno s CO<sub>2</sub>, in višjo, označeno s CO<sub>2</sub>+). Vidimo lahko, da v nobenem od scenarijev Slovenija ne bo dosegla zastavljenega cilja v okviru brezplačno dodeljenih kuponov v okvirju Nacionalnega razdelitvenega načrta. Proizvajalci jih bodo morali kupovati na EU ETS ali pa pridobiti emisijske certifikate z investicijami v okviru ene od obeh prožnih shem Kjotskega protokola, JI in CDM.



Slika 4: CO<sub>2</sub> emisije v letih 2008-2030  
Figure 4: CO<sub>2</sub> emissions during the years 2008-2030

Nakup emisijskih kuponov se lahko izraža v višji ceni električne energije ali pa v manjšem dobičku enot, ki morajo kupone za svoje obratovanje kupovati. Če ima proizvajalec starejšo, manj učinkovito tehnologijo, stroška kuponov ne more preleti v že tako visoko ceno električne energije, saj bi bil s tem nekonkurenčen na trgu in energije ne bi mogel prodati. Na izbiri ima dvig

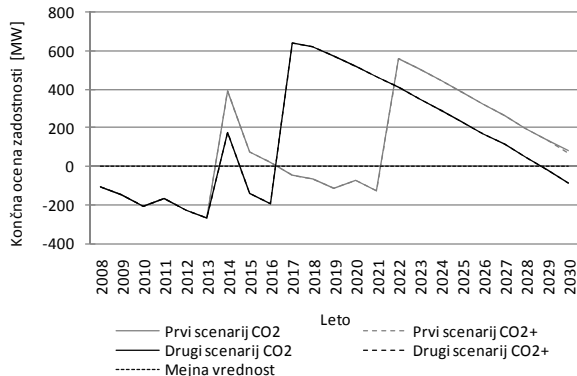
cene in zaradi redkejšega dispečiranja posledično manj obratovalnih ur, ali pa nakup kuponov iz obratovalnih prihodkov. Ker je dobiček čedalje manjši mu za obstoj na trgu ne preostane drugega, kot da investira v novo, učinkovitejšo tehnologijo.

Rezultati po prvem scenariju kažejo na to, da bodo podjetja na trgu EU ETS morala v letu 2030 kupiti za okoli tri milijone kuponov, ne glede na različna predvidevanja glede njihove cene. Pri drugem scenariju, kjer je večina proizvodnje iz jedrske elektrarne, vidimo veliko manjšo potrebo po nakupu dodatnih kuponov, zato cena kuponov na trgu veliko manj vpliva na količino izpustov. Pri privzetih visokih cenah kuponov lahko vidimo, da bo izpustov CO<sub>2</sub> manj, saj nekatera podjetja ne bodo več konkurenčna na trgu z električno energijo in bodo proizvajala manj. Nihanje v količini kuponov je posledica vstopanja novih hidroenot v sistem, ki za krajši čas zmanjšajo izpuste v sistemu.

Pri obeh scenarijih vidimo, da bo treba v Sloveniji ne glede na ceno kuponov v celotnem simulacijskem obdobju 2008–2030 kupone dokupovati. V letu 2030 lahko pričakujemo, da bo letni nakup dosegel milijon kuponov. Obenem se zaradi naraščajoče potrebe po električni energiji in omejenih prenosnih zmogljivosti na mejah slovenskega EES količina doma proizvedene električne energije ne bo zmanjšala. Večji padec števila v posameznem letu kupljenih kuponov lahko pri obeh scenarijih zasledimo le v letu 2015 zaradi zaustavitve obratovanja prvih treh blokov v TE Šoštanj.

### 5.2 Referenčna meja zadostnosti

Poleg emisij CO<sub>2</sub> smo za isto simulacijsko obdobje analizirali tudi zadostnost slovenskega EES po metodologiji UCTE. Rezultati simulacij kažejo na slabo stanje glede zadostnosti, saj referenčne meje zadostnosti v začetnem obdobju ne dosegamo. V obdobju do leta 2014 pri obeh scenarijih primanjkuje proizvodnih zmogljivosti, kar pomeni, da je slovenski sistem odvisen od uvoza energije iz sosednjih sistemov.



Slika 5: Analiza zadostnosti sistema  
Figure 5: Power system adequacy analysis

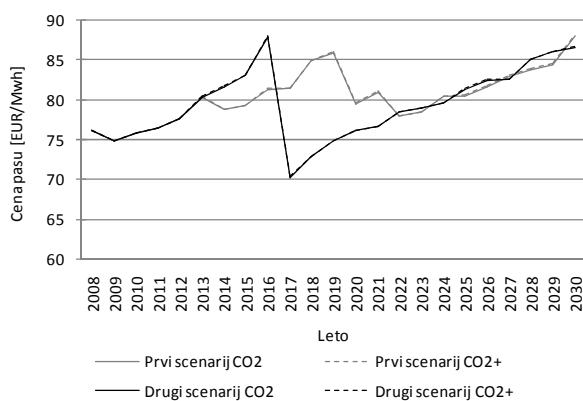
Leta 2014 vidimo izboljšanje stanja zadostnosti zaradi vključitve šestega bloka v TE Šoštanj. Večji padec

vidimo leta 2015 zaradi zaprtja četrtega bloka termoelektrarne Šoštanj.

Zaradi omejitev izpustov bi se v sistemu, v katerem tudi sicer primanjkuje proizvodnih zmogljivosti, le malokateri proizvajalec odločil za zaustavitev proizvodnje. Zato v pričujoči analizi cena emisijskih kuponov ne vpliva na višino inštalirane moči, zaradi česar tudi ne vpliva na kazalec zadostnosti po metodi UCTE. Kazalec UCTE namreč upošteva le inštalirano moč, ne pa razpoložljive moči, na katero bi vplivale tudi daljše ali trajne zaustavitve proizvodnih enot zaradi nekonkurenčnosti. Opazimo lahko, da je trend zadostnosti padajoč, kar je posledica rastoče porabe električne energije. Rezultate lahko štejemo za optimistične, saj uporabljeni scenariji predvidevajo nižji scenarij rasti porabe električne energije in celotno inštalirano moč NEK.

### 5.3 Cene električne energije

Slika 6 prikazuje gibanje povprečnih letnih cen električne energije v simulacijskem obdobju. Bistven padec cen je opaziti leta 2016 v drugem scenariju, ko je v sistem vključena JEK2. Ta elektrarna z visoko inštalirano močjo glede na sistem vzpostavi presežke energije in zniža ceno za šest let glede na prvi scenarij. Cene emisijskih kuponov minimalno vplivajo na povprečno letno ceno. Razlog za takšen vpliv je veliko brezplačnih kuponov glede na pričakovano proizvodnjo ter cene v sosednjih sistemih. Rezultati bi bili bistveno drugačni, če bi se zakonodajalec odločil za obvezen nakup vseh emisijskih kuponov na EU ETS.



Slika 6: Povprečne cene v obdobju 2008-2030  
Figure 6: Average prices in the period 2008-2030

## 6 Zaključek

Članek predstavlja rezultate simulacije načrtovanja razvoja slovenskega EES za dva scenarija razvoja energetskega sektorja, za jedrski (prvi scenarij) in plinski scenarij (drugi scenarij) v tržnem okolju. V ta namen smo uporabili simulacijski model ELMASplus, ki smo ga kalibrirali s podatki za slovenski sistem. Za oba scenarija smo analizirali izpuste CO<sub>2</sub> zadostnost

sistema, pri čemer smo upoštevali nižjo rast porabe ter dve napovedi cene emisijskih kuponov. Ugotovitve simulacij lahko strnemo v naslednje točke:

- Po obeh scenarijih je v letih do izgradnje prve večje enote znatno pomanjkanje energije v sistemu in sistem ne dosega meje zadostnosti. V EES Slovenije do leta 2014 primanjkuje 200 MW inštalirane moči. V prvem scenariju je v primerjavi z drugim scenarijem zadostnost sistema nekoliko slabša, saj izgradnja plinske enote nekoliko zamuja glede na optimalni trenutek zagona, zato njen vstop ne pokrije rasti porabe v vmesnem obdobju. Ker je treba naraščajočo porabo za zagotavljanje zadostnosti ustrezno pokrivati z novimi proizvodnimi enotami, ima ob rastoči porabi zadostnost vselej padajoč trend. Skladno s predpostavkami cena emisijskih kuponov ne vpliva na zadostnost, saj je razlika proizvodnje pri različnih proizvodnih opcijah zanemarljiva. Omejitev pričujoče metodologije je, da se pri oceni zadostnosti po metodi UCTE upošteva le inštalirana moč in ne razpoložljiva moč, kar ne omogoča zajema začasnih ali trajnih zaustavitve enot zaradi nekonkurenčnosti.
- Izpusti CO<sub>2</sub> so občutno višji pri prvem scenariju, ker v sistemu prevladujejo enote na zemeljski plin. Prav tako je razlika proizvodnje zaradi različnih cen CO<sub>2</sub> večja v prvem scenariju. Z nobenim od scenarijev pa ne bo mogoče doseči ciljnega zmanjšanja emisij brez nakupa kuponov v shemi EU ETS. Predvidevamo, da bomo morali glede na izbran scenarij kupiti od ene in tri milijone ton emisijskih kuponov CO<sub>2</sub>.
- Cene emisijskih kuponov nimajo velikega vpliva na povprečno letno ceno. Razlog temu je veliko brezplačno dodeljenih kuponov proizvajalcem.

Rezultati kažejo, da bo Slovenija potrebovala razvojni scenarij, ki ga bo sestavljala kombinacija jedrskega in plinskega scenarija. Za izpolnitev meril zadostnosti po UCTE bo treba čim prej zgraditi nove enote, pri čemer je treba dati prednost enotam, ki jih že predvidevajo strateški dokumenti države in podjetij. V vseh scenarijih pa se bodo proizvodna podjetja srečevala z nakupom emisijskih kuponov, katerih cena poleg cene goriv in cene električne energije na trgu vnaša dodatna tveganja v poslovanje podjetij.

Pri prihodnjih analizah bi bilo treba poglobiti analizo tudi s tem, da bi zajeli vpliv cene kuponov na zadostnost. V ta namen bi morali uporabiti še katero od drugih metod za oceno zadostnosti sistema, ki upošteva razpoložljivo moč v sistemu. Poleg tega bomo v prihodnje raziskali tudi možnost razvoja proizvodnje po scenariju, ki bi popolnoma izključil premogovno opcijo ter jo nadomestil s plinskim ali jedrskim virom.



## 7 Literatura

- [1] CO<sub>2</sub> cost pass-through and windfall profits in the power sector, J. Sijm, K. Neuhod, Y.Chen, Climate Policy 6 (2006) 49-72
- [2] S. Veith, J.R. Werner, J. Zimmermann, Capital market response to emission rights returns: Evidence from the European power sector, Energy economics (2009)
- [3] E.J.L. Chappin, G.P.J. Dijkema, On the impact of CO<sub>2</sub> emission-trading on power generation emissions, Tehnological Forecasting & Social Change (2008)
- [4] Kagiannas A. G., Askounis D. Th., Psarras J., "Power generation planning: a survey from monopoly to competition", Electrical Power and Energy Systems 26 (2004), pp. 413–421.
- [5] Ventosa M., Baillo A., Ramos A., River M., »Electricity market modeling trends«, Energy Policy 33 (2005) 897-913
- [6] Calabrese, G. (1947), Generating Reserve Capacity Determined by the Probability Method, AIEE Transactions, Vol. 66, pp.1439-50
- [7] System Adequacy Forecast 2008 – 2020, Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
- [8] Kjotski protokol, Program Združenih Narodov za klimatske spremembe (UNFCC), tretja sesija konference FCCC/CP/1997/L.7/, Kjoto 1-10 December 1997
- [9] System Adequacy Forecast 2006-2015, UCTE, December 2005
- [10] Četrto ugotovitveno poročilo medvladne diskusije o klimatskih spremembah IPCC – UNEP. Dostopen na: <http://www.ipcc.ch/>
- [11] Konferenca o klimatskih spremembah Združenih narodov, December 2007, Bali - Indonezija
- [12] Direktiva 2004/101/EC Evropskega Parlamenta in Sveta, 27. Oktober 2004. Dostopna: <http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/>
- [13] European Climate Change Program. Dostopen na: <http://ec.europa.eu/environment/climat/>
- [14] National Allocation Plan for 2008 to 2012 with Commission Decisions. Dostopen: <http://ec.europa.eu/environment/climat/>
- [15] Državni načrt razdelitve emisijskih kuponov za obdobje od 2008 do 2012, Ljubljana, October 2006. Dostopen na: <http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/>
- [16] An Energy Policy for Europe, Communication from the Commission to the European Council and the European Parliament COM(2007) 1 final. Dostopen na: [http://ec.europa.eu/energy/energy\\_policy/doc/](http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/)
- [17] Point Carbon, "Carbon 2008, Post-2012 Is Now", 11. marec 2008, dostopen na: <http://www.pointcarbon.com/>
- [18] Dolgoročne energetske bilance RS za obdobje 2006-2026, Ljubljana 2008
- [19] Strategija razvoja elektroenergetskega sistema Republike Slovenije, Elektro Slovenija, Januar 2007
- [20] Petkovsek H., " Modeliranje dolgoročne porabe električne energije v republiki Sloveniji", Magistrska naloga, Laboratorij za energetske strategije, Univerza v Ljubljani, Slovenija, 2006.
- [21] Golob R., Stokelj T., Paravan D., Stojkowska B., "Application of simulation technique for forecasting electricity market behavior", Electrotechnical Review 68(5): 277–285, 2001, Ljubljana, Slovenia
- [22] Uredba o posebnih varstvenih območjih (območjih Natura 2000), Ljubljana, Vlada RS, 29. aprila 2004
- [23] Državni zbor Republike Slovenije, »Resolucija o nacionalnem energetskega programu (ReNEP)«, Ljubljana, 5. april 2004
- [24] Vlada RS, »Resolucija o nacionalnih razvojnih projektih za obdobje 2007-2013«, oktober 2006
- [25] Holding Slovenske elektrarne, domača stran: <http://www.hse.si>
- [26] European Parliament resolution on climate change - P6\_TA(2007)0038, 14 February 2007, Strasbourg. Dostopen na: <http://www.europarl.europa.eu/sides/>
- [27] Statistični ured Republike Slovenije. Dostopen na: <http://www.stat.si/>
- [28] Philipson, L., H. Lee Willis, Understanding Electric Utilities and De-Regulation, CRC, ISBN 978-0824727734

**Borut Kozan** je diplomiral leta 2006 na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. Trenutno je podiplomski študent in mladi raziskovalec iz podjetja GEN-I. Njegovo področje raziskovanja obsega planiranje proizvodnje, zadostnost elektroenergetskega sistema, ekonomske analize investicij in obnovljive vire energije.

**Iztok Zlatac** je diplomiral leta 2006 na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. Trenutno je podiplomski študent in mladi raziskovalec v Laboratoriju za energetske strategije. Njegovo področje raziskovalnega dela vključuje obratovanje elektroenergetskih sistemov, ekonomiko v elektroenergetiki, upravljanje sredstev ter obnovljive vire energije.

**Dejan Paravan** je diplomiral in doktoriral na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani (1999. in 2004.). Leta 2004 je opravljal naloge trgovanja v podjetju Istrabenz-Gorenje. Od leta 2006 je član uprave družbe GEN-I, katere osnovna dejavnost je prodaja in trgovanje z električno energijo.

**Andrej Gubina** je doktoriral leta 2002 na Univerzi v Ljubljani, na Fakulteti za elektrotehniko, kjer je od leta 2006 tudi docent. Leto 2000 je kot Fulbrightov štipendist in gostujoči raziskovalec prebil na MIT (Cambridge) v ZDA. Med letoma 2002 in 2005 je osnoval in vodil Oddelek upravljanja tveganj v Sektorju trženja na HSE d.o.o. v Ljubljani. Od marca 2007 je predstojnik Laboratorija za energetske strategije, UL FE. Od avgusta 2008 je kot raziskovalni predavatelj tudi član Electricity Research Centra, University College Dublin, Irska. Njegovo raziskovalno področje obsega deregulacijo in ekonomiko EES, načrtovanje proizvodnje na trgu z električno energijo, obvladovanje tveganj, gospodarjenje s sredstvi EES, ter obnovljive vire električne energije - trženje in regulativo.