

ČEZMEJNO TRGOVANJE IN RAVNOTEŽJE NA TRGU ELEKTRIČNE ENERGIJE¹

Velimir Bole in Robert Volčjak

Povzetek

Štirje faktorji so bistveni za naravo čezmejnega trgovanja po liberalizaciji trga električne energije v Sloveniji. Prvi faktor so zelo visoke cene električne energije v Italiji. Drugi faktor, ki determinira čezmejno trgovanje z električno energijo, je omejen (premajhen) obseg razpoložljivih čezmejnih prenosnih zmogljivosti na italijanski meji. Dovolj velika ponudba uvozne električne energije preko hrvaške in avstrijske meje za pokrivanje povpraševanja, ki ga diktira izvoz v Italijo, je tretja determinanta čezmejnega trgovanja z električno energijo, zadnja pa v načelu dovolj velike interne in čezmejne prenosne zmogljivosti na hrvaški in avstrijski meji za ustrezen tranzit električne energije.

Zaradi velike razlike v ceni, omejene prenosne zmogljivosti na italijanski meji določajo maksimalno možen izvoz preko italijanske meje in glavnino tranzita po internem prenosnem omrežju.

Na osnovi empirične evidence se lahko potrdi (ne more se zavreči) hipoteza, da izvoz električne energije v Italijo povečuje cene električne energije v Sloveniji. Ravnotežna cena je v primeru maksimalnega čezmejnega trgovanja približno še enkrat višja kakor v primeru trgovanja le s tržnimi viški. Vendar je narodnogospodarsko, zaradi večje vsote potrošniškega in proizvajalčevega dobička, veliko bruto čezmejno trgovanje z električno energijo ugodnejše.

Odpiranje trga je bolj povečalo proizvajalčev dobiček kot zmanjšalo potrošniški dobiček.

¹ Prispevek predstavlja del študije, ki je pripravljena po pogodbi med Ekonomskim inštitutom PF in Talumom d.d.

Za optimalnost ravnotežja na trgu je ključna narava participacije na potrošniškem dobičku. Bistvena je dodelitev prenosne rente, ki nastaja zaradi premajhnih prenosnih zmogljivosti na italijanski meji. Celotna razlika v ceni med italijansko in slovensko stranjo interkonekcije mora, do ustreznih transportnih stroškov, pripasti upravljalcu prenosnega omrežja in ne trgovcem z električno energijo. Saj je omejitev prenosnega omrežja na italijanski meji tesna in torej določa ustrezno rento.

Način implementacije participacije na prenosni renti, s fizičnimi ali finančnimi pravicami, je v primerjavi s samo naravo participacije manj pomemben za strukturo trga in optimalnost ravnotežja. Vendar so finančne pravice za preprečevanje izkoriščanja tržne moči boljša rešitev od fizičnih pravic.

Ključne besede: trg električne energije, čezmejno trgovanje, ravnotežna cena

JEL: L94, F14, D04, C51

CROSS-BORDER TRADE AND EQUILIBRIUM ON THE ELECTRICITY MARKET

Velimir Bole in Robert Volčjak

Four factors are essential for the nature of cross-border trade after the liberalization of the electricity market in Slovenia. Firstly, very high prices of electrical energy in Italy. The second factor determining the cross-border trade are limited (too small) transmission capacities on the Italian border. Large enough supply of imported electricity across Croatian and Austrian borders for satisfying demand dictated by the exports to Italy, and large enough internal and cross-border transmission capacities on the Austrian and Croatian borders are the third and the fourth factor.

Because of huge difference in prices, the transmission capacities on the Italian border determine the maximum of potential exports across the Italian border and most of transmission within internal transmission network.

On the basis of empirical analysis one can confirm (and cannot reject) the hypothesis that exports of electricity to Italy does affect electricity prices in Slovenia. In the case of maximal cross-border trade equilibrium price is twice as high as if trade is restricted to market

surplus only. However, from the national economy perspective, because of the higher sum of consumer and producer surplus, the option of the large overall cross-border trade is preferable.

The opening of the market increased producer surplus more than it decreased consumer surplus.

Participation on consumer surplus is essential for the optimality of equilibrium on the market. The most important is who gains the transmission rent which accrues because of limited transmission capacities on the Italian border. The whole difference between the price on the Italian and Slovenian side of the interconnection should be given to the transmission system operator rather than to traders with electricity. Namely, the transmission system capacity constrain on the border with Italy is tight, it therefore determines the appropriate rent.

The manner in which participation on transmission rent is implemented, with physical or financial rights, is less important for the structure of the market and optimality of the equilibrium than the nature of participation. Financial rights are better for preventing exploitation of the market power than are the physical rights.

Key Words: electricity market, cross-border trade, equilibrium price

JEL: L94, F14, D04, C51

1. Uvod

Aktualne analize možnih težav z oskrbo električne energije se praviloma ukvarjajo s stranjo ponudbe, predvsem s povečanjem domače proizvodnje. Ozka grla pri prenosu električne energije še zlasti pa stran povpraševanja sta pri teh analizah praviloma v ozadju. Ne glede na specifično naravo produktov, s katerimi se trguje na trgu električne energije (se ne morejo proizvajati na zalogo, kratkoročna cenovna elastičnost je zelo nizka, ipd), je vloga povpraševanja po električni energiji pri reševanju težav z oskrbo vse prej kot nepomembna. Ozka grla pri prenosnih zmogljivostih pa so za transport električne energije ter optimalno oblikovanje cen na trgu sploh ključna značilnost.

Zaradi velikega obsega čezmejnega trgovanja z električno energijo po pričetku liberalizacije trga električne energije v Sloveniji, ni dovolj omejevati analizo samo na neto povpraševanje po električni energiji (domače povpraševanje povečano za saldo izvoza in uvoza električne energije) in domačo proizvodnjo. Zanesljivost elektroenergetskega in še zlasti prenosnega sistema je namreč odvisna od vseobsežnih (bruto) tokov električne energije. Analizirati je potemtakem potrebno vseobsežni (bruto) trg električne energije.

Članek se ukvarja s faktorji, ki po pričetku liberalizacije trga električne energije vplivajo na ravnotežje na trgu električne energije v Sloveniji na omenjeni

način. Uperjen je torej v analizo posledic čezmejnega trgovanja z električno energijo na strukturo trga, omejene čezmejne prenosne zmogljivosti in vseobsežni trg električne energije pa so ključne predpostavljene značilnosti analize.

V nadaljevanju ima prispevek še tri dele. V naslednjem, so opisane značilnosti čezmejnega trgovanja z električno energijo. Diferencialne narodnogospodarske posledice variant čezmejnega trgovanja z električno energijo so prikazane v drugem poglavju. Prispevek se konča s pregledom konstrukcije podatkov in ustreznih virov.

2. Čezmejno trgovanje z električno energijo

Struktura trgovanja. Za analizo potencialnih distorzij, ki jih na trgu električne energije poraja čezmejno trgovanje električne energije, so pomembne tri značilnosti prekomejnega trgovanja: produktna struktura (peak, off-peak²) prekomejnega trgovanja z električno energijo, regionalna struktura prekomejnega trgovanja, torej izvoz oziroma uvoz električne energije po mejah, kakor tudi struktura čezmejnih prenosnih zmogljivosti.

Čezmejno bruto trgovanje z električno energijo se je po 1999 opazno povečalo. Ne glede na ponoven pričetek oddajanja polovice proizvodnje iz nuklearne elektrarne Krško na Hrvaško v 2003, je čezmejno trgovanje (tako izvoz kot uvoz) že v 2002, v 2003 in prvi polovici 2004 dosegalo okoli 35% - 40% celotne domače proizvodnje³.

Ocenjena struktura trgovanja, tako po mejah kot po produktih je prikazana na slikah 1 in 2. Prikazana sta samo dva najpomembnejša produkta električne energije, peak in off-peak za delavnik. Vrednosti so prikazane v odstotkih celotnega (nenetiranega) uvoza oziroma izvoza⁴.

Pri uvozu prevladuje uvoz preko meje s Hrvaško. Čeprav z opaznimi nihaji v urnem uvozu je po 2001 delež uvoza s Hrvaške še porasel, s približno 40% na preko 70% pri uvozu off-peak električne energije, medtem ko se je pri uvozu peak električne energije v zadnjih dveh letih struktura uvoza zelo malo spremenila, preko hrvaške meje prihaja dobra, preko avstrijske pa slaba polovica uvožene delavnik peak električne energije!

Daleč največji delež električne energije se izvozi v Italijo (okoli 70% izvoza tako peak kot off peak električne energije). Okoli 30%, predvsem peak električne energije, se izvozi na Hrvaško, medtem ko se off-peak električna energija predvsem v zadnjem letu in pol izvažata razen na Hrvaško tudi v Avstrijo.

² Produkti peak in off-peak električne energije so definirani tako kot so definirani, naprimer, pri trgovanju na Borzenu. Peak električna energija se nanaša na čas od 6h do 22h, off-peak pa na ostalo.

³ Glej, naprimer, Statistični letopis energetskega gospodarstva Slovenije ali dnevni Bilten ELES-a.

⁴ Nenetiran uvoz je bruto prenos električne energije čez mejo v Slovenijo, ki je posledica čezmejnega trgovanja.

Slovenija z Madžarsko še ni povezana z daljnovodom, zato ni ustreznega prekomejnega trgovanja; v Italiji pa so cene električne energije toliko višje, da uvoza preko italijanske meje prav tako ni v kvantitativno opaznih količinah.

Distorzije čezmejnega trgovanja z električno energijo. Čezmejno trgovanje ni uravnoteženo, saj se električna energija izvažata predvsem v Italijo, uvažata pa s Hrvaške in Avstrije, zaradi česar so lahko cene električne energije v Sloveniji višje že zaradi neustreznega reguliranja cene (dostopa) do čezmejnih in internih prenosnih zmogljivosti. Poleg tega porazdelitev bruto čezmejnega trgovanja tudi odstopa od dodelitve porazdelitev čezmejnih prenosnih zmogljivosti, zaradi česar so lahko tudi tveganja izpadov višja.

Tržne distorzije in tveganja, ki jih poraja neuravnoteženo čezmejno trgovanje je ilustriirano, po mejah, s saldi trgovanja, ustreznimi razpoložljivimi prenosnimi zmogljivostmi ter bruto čezmejnem trgovanjem. Na sliki 3 je prikazan saldo trgovanja po mejah, kjer so saldi menjave prikazani v odstotkih celotne domače proizvodnje električne energije, ločeno za delavnik-peak in delavnik-off-peak produkte električne energije. S črto pri vrednosti 0 je označena meja v neto čezmejnem trgovanju.

Za domači trg električne energije je bistvena velika neuravnoteženost čezmejnega trgovanja na posameznih mejah, namreč sistematično velikega pozitivnega salda na meji z Italijo in prav tako skoraj sistematičnega negativnega salda na mejah s Hrvaško in Avstrijo. Kot bo pokazano v nadaljevanju, so za domači trg električne energije še zlasti pomembne velike čezmejne prodaje v Italijo.

Večjih trendnih sprememb v trgovanju z Italijo v prikazanem razdobju ni bilo. Izvoz off-peak električne energije v Italijo je v začetku 2002 še presegal izvoz peak električne energije, vendar je v analiziranem razdobju počasi pešal.

Neto se off-peak električna energija uvažata predvsem s Hrvaške, še zlasti po sredini 2003; v analiziranem razdobju je neto uvoz s Hrvaške dosegal okoli 30% domače proizvodnje off-peak električne energije. Trgovanje preko avstrijske meje je v analiziranem razdobju neto povečevalo bolj ponudbo peak električne energije; v povprečju je ustrezen neto uvoz preko avstrijske meje dosegal okoli 25% domače proizvodnje istega produkta. Po sredini 2003 je neto uvoz obeh produktov, še zlasti pa off-peak električne energije čez avstrijsko mejo začel trendno pešati.

Velik obseg čezmejnega trgovanja, zaradi izrazitega neravnotežja med skoraj sistematičnim neto uvozom na mejah s Hrvaško in Avstrijo, na eni strani, ter velikim neto izvozom v Italijo na drugi, lahko povzročata distorzije na domačem trgu električne energije predvsem na dva načina. Poveča lahko cene električne energije na domačem trgu, še zlasti pri izkoriščanju tržne moči, ki jo imajo igralci na trgu, in zmanjša zanesljivost oskrbe.

Dejanska velikost distorzij v delovanju domačega trga električne energije pa je odvisna predvsem od reguliranja čezmejnega trgovanja.

Zanesljivost oskrbe. Prenosne zmogljivosti preko hrvaške in avstrijske meje so znatno večje kakor preko italijanske meje⁵. To dejstvo v načelu zmanjšuje možne posledice neuravnoveženega čezmejnega trgovanja. Saj so na italijanski meji čezmejne prenosne zmogljivosti najmanjše, razlike med cenami pa daleč največje. Zato čezmejne prenosne zmogljivosti na meji z Italijo tudi diktirajo dinamiko in smer celotnega čezmejnega in tranzitnega trgovanja z električno energijo v Sloveniji.

Evropski upravljalec prenosnega omrežja ETSO določa obseg varnega (z domačim upravljalcem omrežja vsklajenega) čezmejnega prenosa (trgovanja) z dodeljevanjem prenosnih zmogljivosti preko mej v Evropi. Razmerja v prenosnih zmogljivostih (med mejami) kažejo ne le dovoljen obseg trgovanja preko mej temveč tudi možna ozka grla za tranzit.

Da bi ilustrirali potencialno ogroženost zanesljivosti elektroenergetskega sistema v Sloveniji zaradi čezmejnega trgovanja z električno energijo, so v tabeli 1 prikazane razpoložljive (varne) čezmejne prenosne zmogljivosti na posameznih mejah, kot jih je dodelil evropski regulator prenosa (ETSO), v tabeli 2 so prikazani bruto (povprečni urni) prenosi električne energije po mejah, »gneče« (izpadi) pri čezmejnem prenosu električne energije pa so dane v tabeli 3⁶.

V tabeli 1 so prikazane neto prenosne zmogljivosti za Slovenijo, za vsako od treh mej, v analiziranem razdobju⁷. Prikazane so prenosne zmogljivosti, ki jih je evropski upravljalec prenosnega omrežja dodelil Sloveniji (praviloma se vsaki strani dodeli polovico zmogljivosti). Očitno so dodeljene čezmejne prenosne zmogljivosti na interkonekcijah s Hrvaško daleč največje, saj so skoraj še enkrat tako velike kot na meji z Avstrijo in skoraj trikrat tako velike kot na meji z Italijo.

V tabeli 2 je prikazan povprečen urni prenos električne energije preko vsake meje za razdobje zadnjih treh let za dva produkta, delavnik-peak in delavnik-off-peak električno energijo. Iz primerjave tabel 1 in 2 je na dlani, da je čezmejno trgovanje (prenos) preko mej s Hrvaško in Avstrijo opazno manjše od dodeljenih prenosnih zmogljivosti. Na drugi strani pa je povečevanje prenosa (trgovanja) električne energije preko meje z Italijo že učinkovito omejevano s prenosnimi zmogljivostmi, saj prenos že v povprečju leta dosega (in presega) dodeljene čezmejne prenosne zmogljivosti, krajši nihaji v prenosu pa so še bistveno večji (glej sliko 3).

Ker so čezmejne prenosne zmogljivosti z Italijo ozko grlo za transport električne energije v Italijo, so distorzije na domačem trgu z električno energijo, ki jih generira čezmejno trgovanje, odvisne predvsem od dinamike in obsega izvoza električne energije v Italijo.

⁵ S Hrvaško je Slovenija povezana s tremi daljnovodi 400kV, dvema daljnovodoma 220kV in tremi daljnovodi 110kV. Avstrija je povezana s Slovenijo preko dveh daljnovodov 400kV ter enim 220kV daljnovodom. Medtem ko je z Italijo Slovenija povezana le preko enega 400kV in enega 220 kV daljnovoda, glej, naprimer, ELES(2003).

⁶ Praviloma se zanesljivost elektroenergetskega sistema ocenjuje s pomočjo primerjave preostalih kapacitet (tistih, ki so razpoložljive operaterjem elektrarn, da zagotavljajo kvaliteto in zanesljivost dobav strankam in nevtralizirajo bolj dolgoročne napake-izpade) in prenosne zmogljivosti na mejah. Glej UCTE(2002).

⁷ Glej, ETSO(2004).

Pribijmo, da sama velikost dodeljenih prenosnih zmogljivosti ne pomeni avtomatično tudi ustrezno zanesljivost prenosa. Saj na izpade vplivajo tudi drugi faktorji, še zlasti kvaliteta dobav, prenosne zmogljivosti sistema prenosa znotraj držav, ki sodelujejo v transportu električne energije, itd. V ilustracijo so v tabeli 3 prikazane »gneče«-zamaški⁸ (v minutah) v čezmejnem prenosu na vseh treh mejah. Navkljub največji obremenitvi čezmejnih prenosnih zmogljivosti z Italijo, v analiziranem obdobju na ustrezni interkonekciji⁹ trajanje gneč ni bilo največje¹⁰.

Prekomejno trgovanje in spot cena električne energije. Opisano neuravnoteženo čezmejno trgovanje z električno energijo v Sloveniji je predvsem posledica reagiranja trgovcev in proizvajalcev na veliko neravnotežje na trgu električne energije v Italiji in zato zelo visokih cen električne energije v Italiji.

Zaradi referendumu v 1990 proti nuklearnim elektrarnam ter hitre rasti povpraševanja je Italija v začetku novega stoletja postala ena daleč največjih neto uvoznic električne energije v Evropi. Poleg tega je tudi njena siceršnja struktura proizvodnje cenovno neugodna, tržna struktura pa omogoča veliko izkoriščanje tržne moči¹¹. Eno in drugo povzroča v primerjavi s sosednjimi državami zelo visoke (tudi enkrat višje) grosistične cene električne energije. Neugodna struktura proizvodnih enot onemogoča tudi substitucijo z drugimi energenti, saj je zaradi neugodne strukture proizvodnje cena električne energije visoko korelirana s ceno nafte in plina. Za dinamiko cen električne energije v Italiji je torej sedanje obdobje visokih cen nafte še toliko bolj pomembno (nevarno).

Kako visoke so grosistične cene v Italiji glede na Slovenijo, in torej, kakšno je potencialno povpraševanje po električni energiji iz Sloveniji, oziroma po tranzitu električne energije čez Slovenijo s Hrvaške ali Avstrije, je ilustrirano na slikah 4 in 5. Za ilustracijo so uporabljene spot cene na ustreznih borzah električne energije. Ker so pogodbene cene (teoretično, v primeru nekooperativne tržne strukture) enake pričakovanim spot cenam na borzi, je uporaba spot cen za ilustracijo pogodbenih cen smiselna¹².

Spot cene v Italiji (za enake produkte) so znatno večje kakor v Sloveniji in še zlasti od cen v Avstriji in Nemčiji. Tako so spot cene v Italiji v sredini 2004 bile za 60% ali celo več odstotkov višje kakor v Sloveniji (glej sliko 5). Istočasno je bila

⁸ Angl. »congestions«

⁹ Sežana-Redipuglia.

¹⁰ Ogrožanje zanesljivosti dobave električne energije (gneče) zaradi premajhnih čezmejnih prenosnih zmogljivosti ni slovenska specifičnost. Saj je transmisijska infrastruktura tudi v Evropi ključna omejitev delovanja internega (evropskega) trga električne energije. Še zlasti so problematične čezmejne prenosne zmogljivosti oziroma neustrezne cene teh prenosov. Gneče na interkonekcijah med evropskimi državami so pravilo in ne izjema! Glej, ICF(2004).

¹¹ Italija uvaža (neto) več kot 15% celotne potrošnje električne energije. Poleg tega kar 73.6% domače termo proizvodnje uporablja (drago) nafto kot gorivo, majhne interne in čezmejne prenosne kapacitete pa zmanjšujejo dostop tudi do uvoza električne energije. Odsotnost možnega vstopa na trg (grožnje z vstopom) še dodatno povečuje tržno moč prodajalcev električne energije. Glej EGL(2002).

¹² O pogodbenih in spot cenah glej, naprimer, Powell(1993).

(povprečna mesečna) spot cena za peak električno energijo na Borzen-u praviloma opazno višja kakor na borzi v Avstriji in v Nemčiji; v povprečju celotnega analiziranega razdobja je bila tudi cena off-peak električne energije na Borzen-u višja od ustrezne cene na nemški oziroma avstrijski borzi, čeprav je v nekaterih mesecih cena za off-peak električno energijo na Borzenu padla pod ustrezni ceni v Avstriji oziroma Nemčiji (glej sliko 4).

V Italiji se preko borze realizira precej več (30 in več procentov) prodaj električne energije kot v Nemčiji (okoli 13.6%), Avstriji (okoli 4.1%) in Sloveniji (2.5%). Torej je v Italiji tudi dolgoročnih pogodb znatno manj. V teoriji večji delež prodaj na spot trgu povzroča višje spot cene¹³, zato bi (vsaj delno) lahko bile višje spot cene v Italiji posledica manjšega deleža trga dolgoročnih pogodb. Vendar tudi (dostopni) podatki za detajlistični trg kažejo, da so cene za večino segmentov porabnikov električne energije (tako sektorja gospodinjstev kot podjetij) v Italiji za 40% do preko 100% višje kakor v Sloveniji. Relativno bolj ugodne cene (glede na grosistične cene) imajo manjši uporabniki iz sektorja podjetij; sektor podjetij ima tudi sicer relativno bolj ugodne cene kot gospodinjstva (seveda, glede na ustrezne cene istih segmentov v Sloveniji)¹⁴!

Proste čezmejne prenosne zmogljivosti se v Sloveniji dodeljujejo na avkcijah vendar (praktično) zastoj¹⁵. Istočasno, kot rečeno, čezmejno trgovanje z električno energijo v analiziranem obdobju odlikuje velik izvoz (brez uvoza) električne energije v Italijo in sistematični neto uvoz preko mej s Hrvaško in z Avstrijo. Oportunitetni strošek prodajanja električne energije na domačem in ne na italijanskem trgu (pri danem obsegu proizvodnje), ob dani (zanemarljivi) ceni dostopa do čezmejnih prenosnih zmogljivosti, je velik¹⁶. Zato je za pričakovati, da so cene na domačem trgu odvisne od dinamike obsega izvoza v Italijo. Prav tako je za pričakovati, da tudi dinamika (neto) uvožene električne energije vpliva na ceno na domačem trgu, še zlasti, če je cena uvožene električne energije nižja od (zatečene) cene na domačem trgu ali celo nižja od ustreznega mejnega stroška domače proizvodnje.

Da bi preverili omenjene učinke čezmejnega trgovanja z električno energijo na cene na domačem trgu sta ocenjena dva modela cen, eden za grosističen in eden za detajlističen trg električne energije.

V tabeli 4 je prikazan model spot cen na Borzen-u za delavnik-peak električno energijo. V modelu so pojasnjevalne spremenljivke celotna domača proizvodnja

¹³ Glej, naprimer, Green(1999).

¹⁴ Glej, Eurostat(2004a) in Eurostat(2004b).

¹⁵ Neustrezno dodeljevanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti ovira razvoj internega trgovanja tudi v Evropi. Cena čezmejnega prenosa je, naprimer, fiksna (0.5 evra/MWh), torej ne kaže oportunitetnega stroška (»shadow price«) dostopa do (ozkega grla) čezmejnih prenosnih kapacitet; na mejah z največjimi omejitvami (naprimer, na mejah drugih držav z Italijo) pa je odsotno celo avkcijsko dodeljevanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti (glej ICF(2004)). O teoretično optimalnem modelu cen v primeru ozkega grla na vozlih (»nodal pricing«-u) glej Bushnell(1998) ali Borenstein, Bushnell in Stoft (2000).

¹⁶ V kolikor so čezmejne prenosne zmogljivosti tesne-premahnje, ima takšno dodeljevanje čezmejnih zmogljivosti (teoretično) velike oportunitetne stroške; glej, naprimer, Bushnell(1998).

delavnik-peak električne energije (na pragu), izvoz delavnik-peak električne energije v Italijo, celoten uvoz delavnik-peak električne energije ter spot cena delavnik-peak električne energije na borzi EEX v Nemčiji. Zaradi možne stacionarne povezave med ravnimi spremenljivk je model ocenjen s korekcijo napak, zaradi možne endogenosti spremenljivke domače proizvodnje pa so pri ocenjevanju uporabljeni tudi instrumenti. Poleg eksogenih spremenljivk (ustreznih spot cen na nemški borzi EEX, izvoza v Italijo in celotnega uvoza), so uporabljeni še instrumenti temperature v delavnik-peak obdobju¹⁷ in industrijske proizvodnje. Cene so v evrih, proizvodnja, izvoz in uvoz pa v MWh na uro. Model je ocenjen na mesečnih podatkih za razdobje 2002/1-2004/8 (to je najdaljše razdobje za katero so še dostopni podatki).

V tabeli 4 sta prikazani tako dolgoročna (v ravneh) kot kratkoročna (v diferencah) relacija. Obe ocenjeni relaciji sta statistično zadovoljive kvalitete. Predznaki pojasnjevalnih spremenljivk so pričakovani. Tako v dolgoročnem kot v kratkoročnem modelu sta koeficienta spremenljivke spot cene električne energije na EEX in domače proizvodnje visoko značilna. Koeficient pri spremenljivki izvoza v Italijo je pozitiven in statistično značilen pri tveganju manjšem od 0,1, medtem ko ima spremenljivka celotnega uvoza (pričakovan) negativen predznak, vendar pri kratkoročnem modelu ni statistično značilna.

Splošni pogoji poslovanja na trgu električne energije v Evropi po liberalizaciji trga očitno močno vplivajo tudi na cene električne energije v Sloveniji. Saj za vsak evro višja povprečna cena na nemški borzi EEX poveča ceno na Borzen-u za približno 1,8 evra. Povečanje domače proizvodnje delavnik-peak električne energije za 100MWh (nad urnim povprečjem) zmanjša (povprečno) spot ceno za približno 0,6 evra. Na osnovi ocenjenih vrednosti lahko tudi hevristično sklepamo, da povečanje izvoza v Italijo za 100MWh nad urnim povprečjem prispeva k povečanju cene na spot trgu v Sloveniji tudi do 1,8 evra za MWh.

Prekomejno trgovanje in pogodbeni (dolgoročni) ceni električne energije. Vrednosti v tabeli 4 kažejo, da ni možno zavreči hipoteze, da uvoz peak električne energije ne(!) zmanjšuje (spot) cene na slovenskem trgu električne energije. V modelu spot cene (za delavnik-peak električno energijo) ima spremenljivka uvoza električne energije sicer negativen predznak, vendar koeficient ni statistično značilen. Takšen rezultat je lahko posledica (pre)visokih cen uvozne električne energije, torej, hevristično rečeno, »opazno višjih« od mejnih stroškov domačih mejnih proizvajalcev delavnik-peak električne energije (mejnih stroškov pri proizvodnji približno 1800MWh), oziroma, »približno enaki« ceni domače proizvodnje takšnega obsega.

Podatki o cenah uvozne električne energije niso dostopni, zato se ne ena ne druga alternativa ne morejo preveriti. Zato je ocenjen model pogodbenih (dolgoročnih) cen električne energije za velikostne segmente porabnikov električne energije iz sektorja podjetij. Z ocenjenim modelom pogodbene cene električne energije je nato simulirana cena električne energije (brez davka) za hipotetičnega porabnika v Avstriji,

¹⁷ Torej povprečna mesečna temperatura v razdobju 6h-22h.

ki bi imel enako porabo kot velik neposredni uporabnik v Sloveniji¹⁸, torej porabo električne energije potencialnega uvoznika električne energije iz Slovenije. Ker je malo verjetno, da bi dobavitelji v Avstriji prodajali električno energijo domačemu (hipotetičnemu) podjetju dražje kot uvozniku iz Slovenije, je tako modelsko ocenjena cena uporabljena kot ocena pogodbene cene za uvozno električno energijo iz Avstrije.

Model je ocenjen na (panelnih) polletnih podatkih o pogodbenih cenah električne energije za 10 velikostnih segmentov porabnikov električne energije iz sektorja podjetij. Uporabljeni so podatki za Slovenijo, Avstrijo, Nemčijo in Italijo. Velikostni segmenti uporabnikov so fiksni v vseh razdobjih in pri vseh državah. Določeni so z letno porabo v MWh ter močjo v MW¹⁹. Za vsak velikostni segment, polletje in državo so pri Eurostatu dostopni podatki o pogodbeni ceni električne energije (brez in z davkom)²⁰.

V modelu dolgoročne pogodbene cene električne energije je šest pojasnjevalnih spremenljivk. Ker je dolgoročna pogodbeni cena (v primeru, če gre za konkurenčno tržno strukturo distribucijskih podjetij) pričakovana spot cena, je v model vključena kot pojasnjevalna spremenljivka spot cena na borzi. Preizkušeni sta spot cena za peak in off-peak električno energijo. Empirično se je spot cena off-peak električne energije izkazala bolje kot spot cena za peak električno energijo. Segmenti porabnikov električne energije, za katere so dostopni podatki o pogodbenih dolgoročnih cenah se razlikujejo po velikosti in moči porabe, zato sta v model vključeni tudi pojasnjevalni spremenljivki moči in porabe. Da bi model obsegal tudi specifičnosti trga električne energije posameznih držav za katere je ocenjen, so v model vključene tudi slamnate (indikatorske) spremenljivke za Avstrijo, Nemčijo in Italijo.

Model je ocenjen na (neuravnoteženem) panelu podatkov, pri čemer je enota opazovanja določena s polletjem in segmentom v konkretni državi. Model je ocenjen za razdobje 2002-2004, vseh opazovanj je 150, saj za nekatere države v posameznih razdobjih niso dostopni (vsi) podatki.

Ocenjene vrednosti parametrov modela so prikazane v tabeli 5. Model je statistično zadovoljive kvalitete. Vse spremenljivke, razen slamnate spremenljivke za Avstrijo, so statistično značilne pri tveganju manjšem od 0,05. Na dlani je, da se z velikostjo segmenta uporabnikov pogodbeni cena povečuje s potrebno močjo in zmanjšuje z velikostjo porabe!

Z modelom, ki je prikazan v tabeli 5 je nato ocenjena pogodbeni cena električne energije za hipotetične porabnike iz velikostnih segmentov s porabo od 0,07TWh do 1,2TWh ter močjo od 10MW do 200MW, v Avstriji za prvo polletje

¹⁸ Neposredni uporabniki (Kidričevo, Ruše, Jesenice, Ravne in Štore) skupno imajo povprečno porabo na uro približno 315MWh (2003), torej približno 17% do 20% celotne proizvodnje domačih proizvajalcev!

¹⁹ Prvi razred ima, naprimer, letno porabo 30MWh in moč 0.3MW, zadnji razred pa ima porabo 70GWh in moč 10MW.

²⁰ Glej, naprimer, Eurostat(2004a).

2004. Modelsko simulirane pogodbene cene za nekaj hipotetičnih velikostnih segmentov uporabnikov so prikazane v tabeli 6.

Modelsko simulirana pogodbeni cena za velikostni segment s porabo 1,2TWh in močjo 80MW je v nadajevanju uporabljena kot cena (spodnja meja za ceno) po kateri uvozniki (naprimer, neposredni uporabniki) iz Slovenije uvažajo elektriko iz Avstrije.

3. Čezmejno trgovanje in ravnotežje na trgu električne energije

Pred liberalizacijo trga električne energije v Evropi je bilo okolje, v katerem so delovali prenosni sistemi, relativno stabilno, prenosnih zmogljivosti je bilo dovolj, medregionalnih tokov (tranzita) električne energije pa malo. Zato je bilo delovanje prenosnih sistemov zanesljivo. Tako liberalizacija trga električne energije kot bolj učinkovito reguliranje trga električne energije sta opazno spremenila vlogo prenosnega omrežja. Liberalizacija trga je, po eni strani, povečala tako obseg kot volatilitnost uporabe prenosnega omrežja, še zlasti zaradi velikega povečanja medregionalnega trgovanja z električno energijo, torej velikega povečanja transporta električne energije. Saj so bila prenosna omrežja zgrajena predvsem za lokalni prenos. Po drugi strani pa je bolj učinkovito reguliranje trga zmanjšalo presežke prenosnih zmogljivosti. Eno in drugo je povečalo ranljivost prenosnih sistemov²¹.

Liberalizacija trga električne energije v Sloveniji je imela podobne posledice. Povzročila je bistveno povečanje čezmejnega trgovanja in velik interni tranzit električne energije preko prenosnega sistema. Vprašanje je, kako je liberalizacija spremenila ravnotežje na trgu električne energije, še zlasti, ali so prenosne zmogljivosti sistema (čezmejne in interne) postale po liberalizaciji ključna determinanta strukture trga električne energije (torej tudi ravnotežne cene in količine)²².

S pomočjo funkcij ponudbe in povpraševanja za posamezne produkte električne energije se lahko identificirajo osnovne spremembe ravnotežja na trgu električne energije, ki jih je povzročila liberalizacija trga, še zlasti spremembe zaradi zatečenih omejitev v prenosnih zmogljivostih.

V nadaljevanju so analizirani učinki dveh scenarijev liberalizacije trga električne energije na ravnotežje na tem trgu. Razlike v predpostavkah scenarijev omogočajo vpogled v narodnogospodarske stroške in koristi predpostavljenih zmogljivosti prenosnega sistema (čezmejnega in internega) in obsega čezmejnega trgovanja z električno energijo.

²¹ Glej, naprimer, Newbery(2002), ICF(2004) ali IEA(2004).

²² Seveda so posledice na strukturo trga le del posledic, ki jih je v Evropi povzročila liberalizacija trga električne energije. Po velikih prekinitvah ponudbe (izpadih) v 2003, so postala ključna vprašanja zanesljivosti prenosnih sistemov; naprimer, vprašanja, ali so doslej uporabljeni deterministični standardi še ustrezni (ali je, naprimer, princip N-1, potrebno zamenjati z N-2) in, ali je prostovoljne standarde zanesljivosti potrebno narediti obvezne? Glej IEA(2004). Ta vprašanja seveda niso predmet prispevka.

Prvi scenarij predpostavlja stiliziran trg električne energije na katerem se izvažajo izključno viški (domače proizvodnje nad domačim trošenjem) električne energije, brez uvoza električne energije.

Drugi scenarij najbolj verno opisuje zatečeno (stilizirano) stanje na trgu električne energije, torej hevristično rečeno, največji možen izvoz v Italijo, ki ga še dopuščajo obstoječe čezmejne prenosne zmogljivosti med Slovenijo in Italijo ter komplementarno potreben uvoz s Hrvaške in iz Avstrije, kjer (po predpostavki scenarija) čezmejne prenosne zmogljivosti še ne omejujejo potreben komplementaren uvoz.

Analiziran je le (grosističen) trg delavnik-peak električne energije. Sklepanje za delavnik-off-peak električno energijo je analogno, le da so ustrezne funkcije povpraševanja premaknjene v levo za približno 380MWh.

Analizirana scenarija tudi predpostavljata, da so odsotne druge distorzije na trgu električne energije (prednostno dispečiranje, izkoriščanje tržne moči).

Izvoz viškov električne energije. Na sliki 6 je prikazan trg električne energije v Sloveniji, pri predpostavki, da se izvažajo samo višek proizvodnje nad domačo potrošnjo (delavnik-peak) električne energije in da ni uvoza električne energije. Ravnotežje na trgu je prikazano v prvi vrstici tabele 7.

Stilizirana funkcija povpraševanja (D_0) je enaka ocenjeni funkciji povpraševanja za delavnik-peak električno energijo pri konstantnih (povprečnih) vrednostih ostalih pojasnjevalnih spremenljivk ocenjene funkcije povpraševanja. Povprečne vrednosti so izračunane za razdobje 2004/1-8. Stilizirana funkcija ponudbe (S_0) je enaka funkciji ponudbe domačega elektroenergetskega sistema (za hidrološko normalno leto)²³.

Če bi bile na trgu, po predpostavki, odsotne druge tržne distorzije (prednostno dispečiranje, potencialno izkoriščanje tržne moči) potem bi na takšnem trgu električne energije le z rezidualnim čezmejnim trgovanjem ravnotežna cena bila približno 14.6 evrov za MWh, realizirana povprečna urna poraba (domače trošenje in izvoz viška) pa bi malenkost presegla 1900MWh. Ravnotežna cena na grosističnem trgu bi torej bila manj od polovice (ocenjene) cene uvozne električne energije v letu 2004!

Slika 6 (zadnje tri »stopnice« funkcije ponudbe) tudi ilustrira, da bi pri scenariju rezidualnega čezmejnega trgovanja, kapacitete termoelektrarn Trbovelj in TE-TO Ljubljana bile (poleg plinske elektrarne Brestanica) potrebne za doseganje »standardnih« rezervnih kapacitet²⁴. Že v hidrološko slabem (takšnem kot je bilo,

²³ Funkciji ponudbe in povpraševanja po električni energiji sta ocenjeni v Bole in Volčjak (2005). Natančneje bosta prikazani v ločenem prispevku.

²⁴ Seveda, neodvisno od njihovega siceršnjega institucionalno določenega statusa (naprimer, prednostnega dispečiranja). Rezervne kapacitete obsegajo rezerve za sistemske storitve in preostale kapacitete (za zagotavljanje zanesljivosti dobav in nadomeščanje bolj dolgoročnih izpadov). Rezervne kapacitete naj bi bile v Sloveniji v 2004 predvidoma okoli 0.8MWh,

naprimer, 2003) letu bi morale biti vključene v redno proizvodnjo za pokrivanje povpraševanja po delavnik-peak električni energiji, saj je v hidrološko slabem letu (takšnem, kot je bilo leto 2003) funkcija ponudbe domačega elektroenergetskega sistema premaknjena v levo za malenkost več kot 200MWh.

Čezmejno trgovanje omejeno z čezmejnimi prenosnimi zmogljivostmi. Drugi scenarij predpostavlja, v nasprotju s prvim, največjo možno odprtost trga. Predpostavlja namreč stanje na trgu električne energije pri »največjem možnem« prekomejnem trgovanju z električno energijo, torej pri maksimalno velikem izvozu v Italijo in komplementarno velikem (potrebem) uvozu s Hrvaške ter Avstrije, brez prenosnih omejitev pri uvozu in tranzitu električne energije. Zaradi velikih distorzij na italijanskem trgu je, po predpostavki, pri ceni 50 evrov za MWh, možno poljubno povečati izvoz v Italijo. Čezmejne prenosne zmogljivosti zato določajo obseg trgovanja preko italijanske meje.

Stiliziran trg električne energije za drugi scenarij je prikazan na sliki 7. Funkcija vseobsežne ponudbe (S_1) na sliki 7 obsega (za razliko z S_0) segment možnega uvoza (iz Avstrije in Hrvaške), vseobsežne potrošnje pa maksimalno možen izvoz v Italijo.

Kot rečeno, je funkcija ponudbe razširjena za segment ponudbe uvozne električne energije pri mejnem strošku, ki je enak ocenjeni uvozni ceni. Ocenjena uvozna cena je nekaj več kot 31 evrov za MWh, kot kaže tabela 6 za segment velikega porabnika električne energije (letna poraba 1,2TWh in moč 80MW). Predpostavljena velikost ponudbe uvozne električne energije pa je ocenjena s prvim percentilom največjih dejansko doseženih (neto) dnevnih uvozov v 2004/1-8 s Hrvaške in Avstrije (820 MWh). Zaradi možnih napak v podatkih ali nevzdržno velikih (enkratnih) dnevnih uvozov, je 5% največjih dnevnih uvozov izločeno, predno je izračunan maksimalno možen vzdržni dnevni uvoz električne energije. Saj dejanski podatki (glej tabelo 3) kažejo, da je prenos (uvoz) na mejah z Avstrijo in Hrvaško že porajal gneče (zamaške) navkljub temu, da dodeljene (teoretične) čezmejne zmogljivosti niso bile dosežene; na meji s Hrvaško so bile, naprimer, v 2004/1-10 gneče približno 3,3% časa! Ker pa, poleg tega, drugi scenarij predpostavlja, da prenosne zmogljivosti (čezmejne ali interne) še ne omejujejo (maksimalne) uvozne ponudbe, je 5% največjih vrednosti uvoza izločeno pri ocenjevanju potencialne uvozne ponudbe.

Vseobsežno (»bruto«) povpraševanje pri drugem scenariju (D_1 na sliki 7) je ocenjeno tako, da je pri cenah pod 50 evrov za MWh na funkcijo domačega povpraševanja²⁵ superponiran največji možen izvoz v Italijo. Scenarij namreč predpostavlja, da je, zaradi opisanih distorzij na italijanskem trgu električne energije, pri ceni 50 evrov možno realizirati tako velik »izvoz v Italijo, kot ga dopuščajo čezmejne prenosne zmogljivosti« na slovensko-italijanski meji. Funkcija »neto« povpraševanja je zato, pri cenah, ki so manjše od 50 evrov, premaknjena v desno, kot

povpreček evropskih omrežij pa naj bi bil 23% (pozimi) oziroma 28% (poleti) referenčne proizvodnje, kar bi v Sloveniji ustrezalo okoli 0.5MW; glej UCTE(2002).

²⁵ Torej na razliko med funkcijo »neto« povpraševanja in povprečnega izvoznega presežeka v 2004/1-8.

je prikazano na sliki 7²⁶. Ker je, kot rečeno (glej, naprimer, tabeli 1 in 2), dejanski dnevni izvoz čez italijansko mejo v analiziranem obdobju pogosto presegal(!) dodeljene prenosne zmogljivosti, je maksimalen »izvoz čez italijansko mejo, ki ga še dopuščajo prenosne zmogljivosti«, ocenjen z največjim dejansko realiziranim dnevnim izvozom v 2004, in ne z dodeljenimi čezmejnimi prenosnimi zmogljivostmi. Poleg tega je, pred izračunom največjega dnevnega izvoza v Italijo predhodno izločeno 5% trgovanih dni z najvišjimi realizacijami izvoza. Razlogi za izločitev so enaki kot pri oceni velikosti uvoznega segmenta funkcije ponudbe, torej možne napake v podatkih in že obstoječe gneče na čezmejnem prenosnem sistemu. Tako ocenjen premik funkcije povpraševanja je 735MWh²⁷.

Ravnotežna spot cena delavnik-peak električne energije pri scenariju največjega čezmejnega trgovanja (31,5 evrov za MWh) je še enkrat večja kakor pri scenariju izvoza presežkov električne energije. Ravnotežno vseobsežno (domače in izvozno) urno trošenje bi doseglo okoli 2500MWh. Ker je »neto« potrošnja delavnik-off-peak električne energije za približno 350-400MWh manjša od »neto« potrošnje delavnik-peak²⁸, bi bila ravnotežna cena delavnik-off-peak električne energije pri drugem scenariju enaka ravnotežni ceni delavnik-peak električne energije.

Navkljub povečanju cene, je novo ravnotežje na trgu električne energije narodnogospodarsko ugodnejše. Saj je vsota potrošniškega in proizvajalčevega dobička na trgu električne energije pri drugem scenariju večja od tistega na trgu električne energije v primeru, če se izvažajo samo viški električne energije (torej pri prvem scenariju). Na sliki 7 je ustrezno povečanje narodnogospodarskega blagostanja stilizirano prikazano s površino lika, ki ga omejujejo krivulje D_0, D_1 in S_1 ²⁹.

Slika 7 kaže, da prehod od čezmejnega trgovanja samo z domačimi viški električne energije na čezmejno trgovanje do meje prenosnih zmogljivosti sistema močno poveča proizvajalčev dobiček domačih proizvodnih enot. Povečanju proizvajalčevega dobička domačih producentov ustreza na sliki 7 lik, ki je omejen s premicama pri ceni p_0 in p_1 ter funkcijo ponudbe S_1 ³⁰. Drugi analizirani scenarij je stilizirana slika dejanskega trga električne energije po liberalizaciji trga. Zato je tako

²⁶ Kot kažejo vrednosti na sliki 5, so bile dejanske spot cene na italijanski borzi v 2004 v povprečju še opazno višje (nad 60 evrov); zato se zdi, da je predpostavljena vrednost 50 evrov dovolj konzervativna (za absorbcijo predpostavljene maksimalnega izvoza)!

²⁷ 735MWh=888MWh (maksimalen dnevni izvoz v Italijo v 2004/1-8)-153MWh(povprečen izvozni presežek v 2004/1-8).

²⁸ Glej Bole in Volčjak (2005).

²⁹ Seveda je potrebno predpostaviti, da je povpraševanje enako 0 za dovolj visoko ceno (pri ilustrativnem izračunu je predpostavljena meja 100 evrov za MWh), saj integral funkcije povpraševanja D_1 ni končen (cenovna elastičnost je približno -0.1), pa bi bil v nasprotnem primeru sklep trivialen. Meja 100 evrov je seveda zelo konzervativna, saj bi linearizacija funkcije povpraševanja okoli povprečne realizirane spot cene v 2004/1-8 (38,5 evrov za MWh) sekala ordinato pri ceni približno 494 evrov za MWh. Povečanje narodnogospodarskega blagostanja pri takšni konzervativni predpostavki je enako približno 16800 eurov za uro delovanja trga s peak električno energijo.

³⁰ Za vsako uro delovanja trga s peak električno energijo bi bilo povečanje proizvajalčevega dobička (pri omenjeni konzervativni največji ceni 100 evrov za MWh) očitno enako približno 34600 evrov.

veliko povečanje proizvajalčevega dobička domačih proizvodnih enot pri drugem scenariju tudi ilustracija koristi, ki jih imajo domači proizvajalci od velikega povečanja čezmejnega trgovanja z električno energijo po odprtju trga!

Povečanje narodnogospodarske blaginje pri prehodu od prvega na drugi scenarij je posledica posredovanja (pri čezmejnem trgovanju) električne energije zaradi razlik med uvozno in izvozno ceno na ustreznih mejah. Na sliki 7, ta del omejujeta funkciji povpraševanja D_1 in D_0 ter daljica T_{01} T_1 ³¹.

Ker pri drugem scenariju prenosne zmogljivosti omejujejo možen izvoz v Italijo, mora ta del povečanja narodnogospodarskega blagostanja pripasti sistemskemu operaterju prenosa. Če je namreč dejanski izvoz električne energije v Italijo (ali ustrezen tranzit na internem prenosnem sistemu) na mejah prenosnih zmogljivosti, mora razlika v ceni med obema trgovoma (ustreznima vozlova) pri teoretično optimalnem oblikovanju cene (»nodal pricing«) pripasti operaterju prenosnega omrežja in ne, na primer, posrednikom na trgu ali domačim proizvajalcem. Gre namreč za prenosno rento³²! Vprašanje pa je, kako organizirati ustrezen trg pravic, da bi se optimalno implementirala takšna participacija, vendar brez nastajanja možnosti izkoriščanja tržne moči³³.

Pri drugem scenariju (pri ostalih pogojih kot v 2004) je ravnotežje na trgu doseženo pri bruto (domači in uvozni) ponudbi električne energije okoli 2520 MWh. Ker bi se termoelektrarni Trbovlje in TE-TO Ljubljana pri optimalnem voznom redu vključili šele pri bruto potrošnji električne energije preko 2860MWh³⁴, bi se pri drugem scenariju liberalizacije trga, vsaj na kratek rok, že lahko zastavilo vprašanje, ali sta še potrebni kot sestavni del rezervnih kapacitet³⁵. Zaradi hitrega naraščanja (po preko 3% letno) domače potrošnje električne energije, že na malo daljši rok (3-4 let) tudi pri predpostavkah drugega scenarija seveda sprememba statusa ne bi bila smiselna.

4. Podatki

Značilnosti uporabljenih podatkov. Pri analiziranju »neto« povpraševanja po električni energiji, dinamiki spot cen in oportunitetnih stroškov gneč (zamaškov) na prenosnem omrežju so v načelu uporabljeni podatki z dnevno frekvenco, ločeni so vsaj za oba ključna produkta, delavnik-peak in delavnik-off-peak električno energijo. Zaradi nedostopnosti podatkov o dnevnih saldih izvoza in uvoza po obeh produktih, so ustrezni podatki ocenjeni s pomočjo mesečnih podatkov o teh saldih.

³¹ Ustrezen del povečanja narodnogospodarskega blagostanja (pri omenjeni predpostavki) je približno 13600 evrov za uro delovanja trga.

³² Vsi ostali stroški prenosa in posredniške marže so, seveda, po predpostavki zanemarjeni. O optimalnem oblikovanju cen prenosa v primeru, če so prenosne zmogljivosti preobremenjene, glej, naprimer, Bushnell(1998), ali Borenstein, Bushnell in Stoft(2000).

³³ O teoretičnih prednostih in pomanjkljivostih finančnih v primerjavi s fizičnimi prenosnimi pravicami in ustreznimi strukturi trga, glej, naprimer, Joskow in Tirol(1998a) in (1998b) ali Bushnell(1998).

³⁴ Brez upoštevanja institucionalno določenih zahtev o prednostnem dispečiranju.

³⁵ Skupna kapaciteta Brestanice in preostala uvozna kapaciteta namreč ne bi dosegli niti povprečja UTCE - 28% proizvodnje električne energije.

Pri analiziranju ponudbe električne energije so v načelu uporabljeni mesečni in letni podatki, vključno z eksterno določenimi omejitvami v prenosnih zmogljivosti za daljša razdobja.

Pri analiziranju čezmejnega trgovanja z električno energijo so v večini primerov uporabljeni mesečni podatki, saj ustrezni dnevni podatki Institutu niso bili dostopni. Tudi mesečni podatki so delno ocenjeni. Uporabljeni podatki o izvozu in uvozu v načelu razlikujejo delavnik-peak in delavnik-off-peak električno energijo in vse tri meje prenosa (Avstrijo, Italijo in Hrvaško).

Frekvenca podatkov in viri. Le za nekatere spremenljivke je Institut dobil dostop do popolnih urnih podatkov. Velika frekvenca teh podatkov je omogočila natančno ločitev vrednosti spremenljivk za delavnik-peak in delavnik-off-peak razdobje.

Podatke z urno frekvenco je Institut dobil za celotno domače trošenje električne energije (ločeno na distribucijo in neposredne uporabnike) ter za meteorološke podatke (temperaturo, oblačnost in vetrovnost) po merilnih postajah v Sloveniji.

Urne podatke o domači potrošnji je Institut dobil od ELES-a, meteorološke podatke pa od ARSO - Urada za meteorologijo.

Vsi podatki o spot cenah (doma in v tujini) različnih produktov električne energije so dnevni. Podatki so črpani s spletne strani Borzen-a in spletnih strani nemške (EEX), italijanske (GME) ter avstrijske borze (EXAA) električne energije.

Nosilni podatki o izvozu in uvozu, ločeno po mejah in tipičnih produktih (delavnik-peak, delavnik-off-peak) so pridobljeni iz baze podatkov UCTE. Z njihovo pomočjo so ocenjeni mesečni izvozi po mejah, za peak in off-peak produkte električne energije. Iz baze podatkov UCTE so dobljeni tudi mesečni podatki o gnečah (zamaških) pri čezmejnih prenosih električne energije. UCTE namreč razpolaga s podatki z mesečno frekvenco o čezmejnem prenosu električne energije, za vsako mejo posebej, za tipičen delavnik v mesecu (tretja sreda v mesecu) ob 3. uri zjutraj in ob 11. uri dopoldne. V analizi so s podatki o čezmejnem prenosu ob 3. uri zjutraj ocenjene spremenljivke delavnik-off-peak izvoz in uvoz električne energije po mejah, s podatki ob 11. uri dopoldne pa ustrezne spremenljivke za delavnik-peak izvoz in uvoz električne energije.

Uporabljeni so tudi mesečni podatki o industrijski proizvodnji SURS-a. Pri dnevni proizvodnji je indeks industrijske proizvodnje v vseh dneh posameznega meseca (po predpostavki) enak mesečnemu povprečju.

Od Eurostat-a so dobljeni podatki o polletnih drobnoprodajnih cenah za 9 tipičnih razredov potrošnikov električne energije. Razredi potrošnikov se razlikujejo med seboj po moči in letni porabi. Podatki so strukturirani po državah, ločeno za podjetja in gospodinjstva.

Polletni podatki so uporabljeni pri ocenjevanju pogodbenih cen velikih uporabnikov električne energije ter ocenjevanju spodnje meje za uvozne cene električne energije.

Podatki o dodeljenih čezmejnih zmogljivostih so pridobljeni iz UCTE-jeve baze podatkov.

Preračunavanje frekvence podatkov in enote mere. Iz urnih podatkov so dnevni podatki za peak in off-peak električno energijo dobljeni z računanjem povprečij v razdobju od 6.00 do 22.00 oziroma razdobju 22.00 do 6.00.

Mesečne vrednosti konkretne spremenljivke so izračunane iz dnevnih kot navadno povprečje ustreznih dnevnih vrednosti spremenljivke. Na enak način so izračunane letne vrednosti iz mesečnih. V primeru, če so podatki mesečni, uporabljeni pa so v dnevni analizi, so vsem dnevom konkretnega meseca, po predpostavki (če ni drugače posebej poudarjeno), dodeljene enake (povprečne mesečne) vrednosti.

Količine porabljene, povpraševane, ponujane, itd. električne energije v konkretnem časovnem razdobju so praviloma preračunane na povprečno uro in izražene v MWh. Če ni drugače posebej poudarjeno, so vse navedene cene preračunane naMWh.

5. Tabele in slike

Tabela 1
Prenosne (urne) zmogljivosti na mejah

	Neto prenosne zmogljivosti		
	Avstrija	Hrvaška	Italija
<i>poleti</i>	650	1000	300
<i>pozimi</i>	600	1200	380

Viri: UCTE, ETSO, razpisi za dodelitev čezmejnih prenosnih zmogljivosti (2004).

Tabela 2
Dejanski (urni) prenosi električne energije čez meje

	Avstrija	Hrvaška	Italija
	izvoz (MWh)		
	peak		
2002	14,92	428,42	607,08
2003	0,33	287,42	508,75
2004	16,90	253,20	574,60
	off-peak		
2002	3,75	231,67	744,42
2003	42,25	83,83	506,17
2004	81,20	111,00	458,00
	uvoz (MWh)		
	peak		
	2002	392,58	466,92
2003	437,33	427,42	7,42
2004	300,00	511,20	0,00
	off-peak		
2002	310,33	501,00	9,25
2003	244,83	399,75	0,00
2004	81,60	546,80	0,00

Viri: UCTE, ETSO, lastne ocene

Tabela 3
Gneče pri prenosu električne energije čez mejo

	Gneča pri prenosu čez mejo		
	Avstrija	Hrvaška	Italija
2002	2614	-	909
2003	979	1860	793
2004/I-X	3209	14579	1068

Viri: UCTE, ETSO, lastne ocene

Tabela 4
Funkcija spot cene delavnik-peak električne energije

Dolgoročna povezava

	koeficient	t-statistika
<i>Konstanta</i>	111,3	2,10
<i>cena peak v Nemčiji</i>	1,7436	5,88
<i>proizvodnja elektrike peak</i>	-0,0763	-2,56
<i>izvoz v Italijo peak</i>	0,0443	1,79
<i>Uvoz peak</i>	-0,0356	-1,69
<hr/>		
R^2	0,711	
DW	1,958	

Kratkoročna povezava

	koeficient	t-statistika
<i>Konstanta</i>	0,3468	0,24
<i>cena peak v Nemčiji</i>	1,7564	6,61
<i>proizvodnja elektrike peak</i>	-0,0058	-2,92
<i>Erc</i>	-1,0225	-4,97
<i>izvoz v Italijo peak</i>	0,0269	1,86
<i>uvoz peak</i>	-0,0217	-1,59
<hr/>		
R^2	0,808	
DW	1,907	

Opombe:

- *erc* – prispevek korekcije napak
- instrumentalne spremenljivke so: temperatura peak, industrijska proizvodnja, cena v Nemčiji peak, izvoz v Italijo peak, uvoz peak
- vse peak spremenljivke se nanašajo na delavnik-peak

Viri: Statistični letopis energetskega gospodarstva RS, Borzen – spletna stran, EEX spletna stran, Eurostat, lastne ocene

Tabela 5
Funkcija pogodbene cene električne energije

	koeficient	t-statistika
<i>Konstanta</i>	2,1460	13,11
<i>cena off-peak</i>	0,1140	3,22
<i>poraba</i>	-0,3243	-3,30
<i>moč</i>	0,2794	2,13
<i>Italija</i>	0,2404	4,03
<i>Nemčija</i>	0,2633	4,58
<i>Avstrija</i>	-0,1088	-1,08
<i>Waldova statistika</i>	324,27	
<i>število opazovanj</i>	150	
<i>število skupin</i>	34	

Opombe:

- vse spremenljivke so v logaritmih, poraba je v GWh, moč v MW, cena pa v evrih za 100 kWh
- panelni model na polletnih podatkih in skupinah tipičnih porabnikov
- slamnate-indikatorske spremenljivke za države (Italija, Nemčija, Avstrija)

Viri: Statistični letopis energetskega gospodarstva RS, Borzen – spletna stran, EEX – spletna stran, EXAA – spletna stran, GME – spletna stran, Eurostat, lastne ocene

Tabela 6
Simulacija pogodbene cene električne energije za velike porabnike

Poraba	Moč	Cena
70	10	37,88
100	20	40,95
200	30	36,63
300	40	34,80
400	50	33,74
1200	80	31,51

Opomba: poraba je v GWh, moč v MW, cena pa v evrih za MWh

Viri: Borzen – spletna stran, EEX – spletna stran, EXAA – spletna stran, GME – spletna stran, Eurostat, lastne ocene

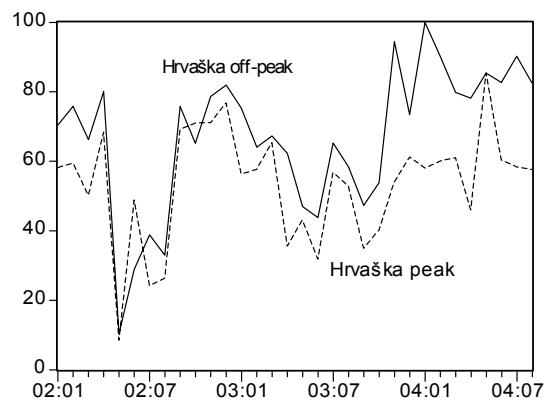
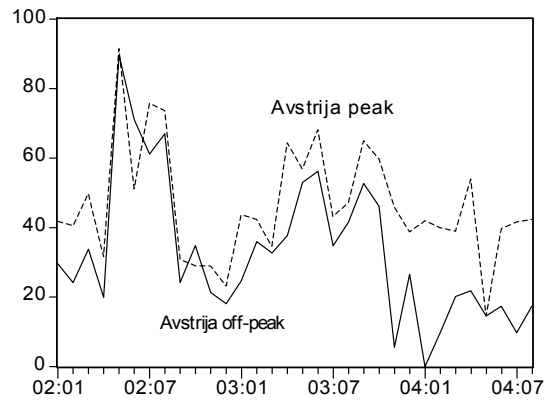
Tabela 7
Ravnotežje na trgu delavnik-peak električne energije

	Cena	Količina
Izvoz viškov el. enegije – T ₀	14,61	1905
Maksimalni izvoz el. energije - T ₁	31,51	2520
T ₀₁	31,51	1785

Opomba: cena je v evrih za MWh, količina pa v MWh

Viri: Borzen – spletna stran, Statistični letopis energetskega gospodarstva RS, AJPES, lastni izračuni

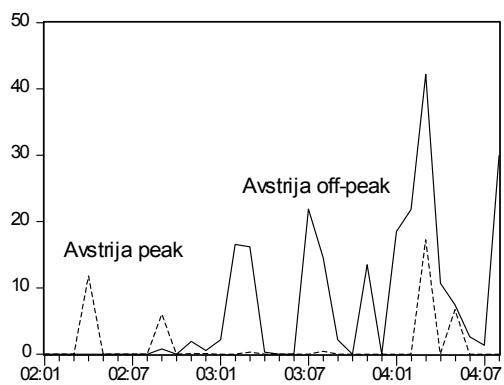
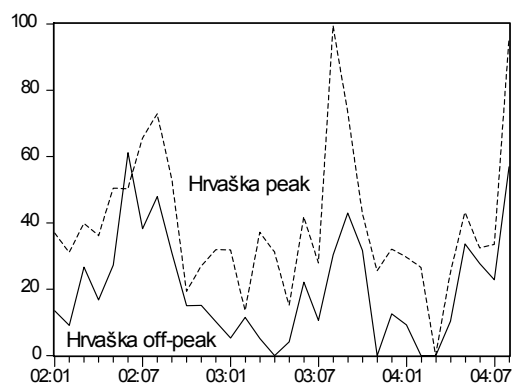
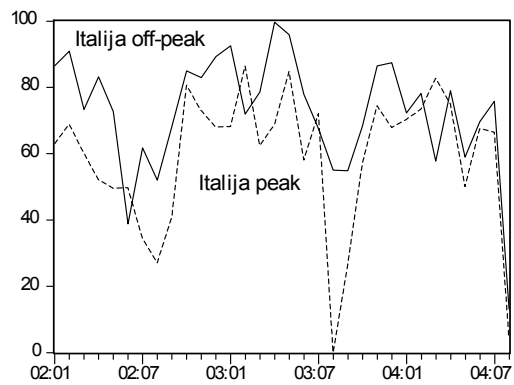
Slika 1
Struktura uvoza po mejah



Opomba: odstotni deleži v celotnem uvozu

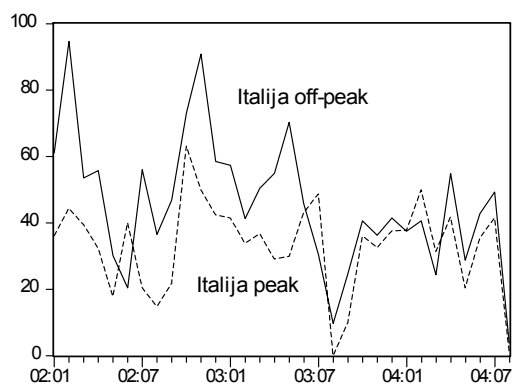
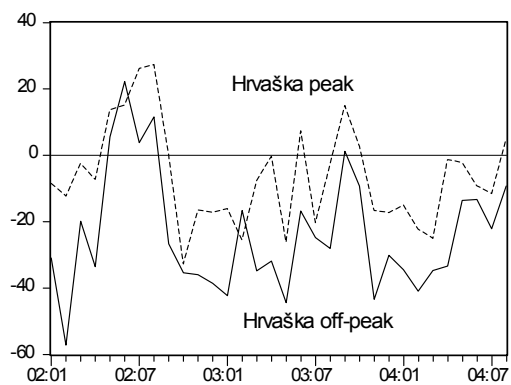
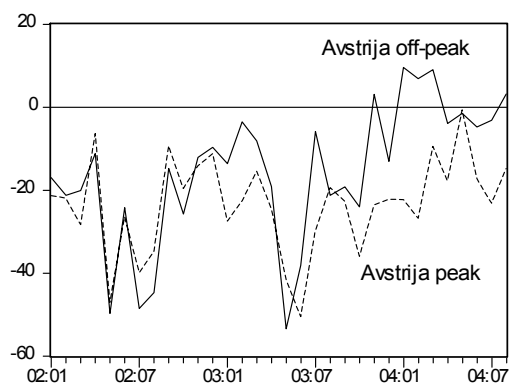
Viri: UCTE, ETSO, lastne ocene

Slika 2
Struktura izvoza po mejah



Opomba: odstotni deleži v celotnem izvozu
Viri: UCTE, ETSO, lastne ocene

Slika 3
Saldo izvoza in uvoza na mejah



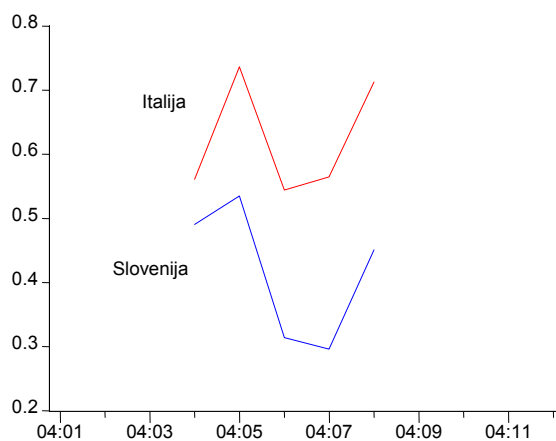
Opomba: saldo kot odstotni delež domače proizvodnje
Viri: UCTE, ETSO, ELES, lastne ocene

Slika 4
Relativna spot cena električne energije



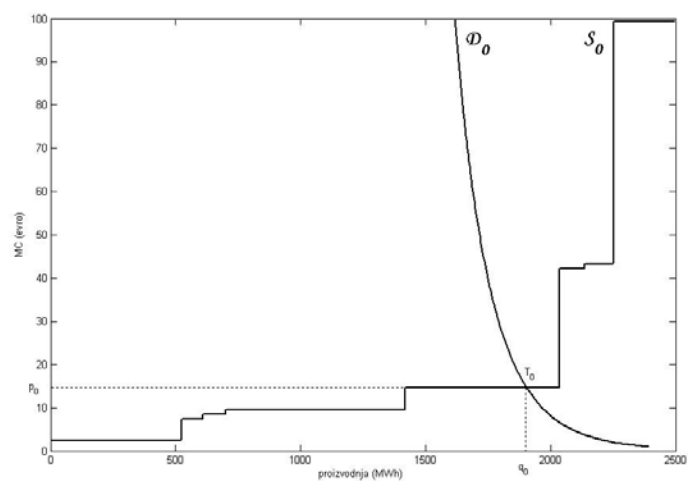
Viri: Borzen – spletna stran, EEX – spletna stran, EXAA – spletna stran, lastni izračuni

Slika 5
Spot cena električne energije



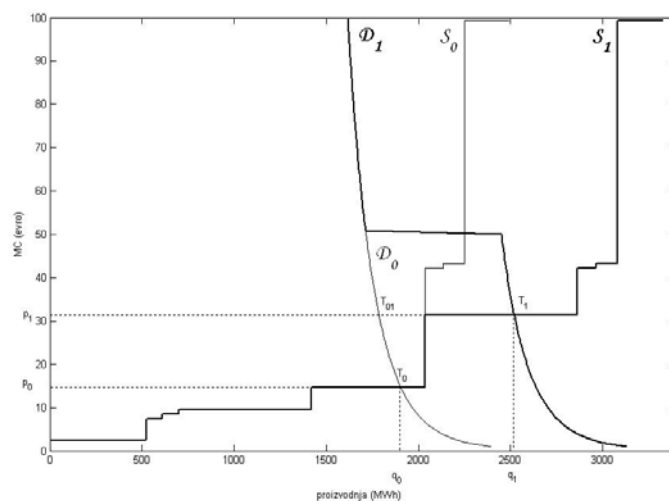
Viri: Borzen – spletna stran, GME – spletna stran, lastni izračuni

Slika 6
Ravnotežje na trgu delavnik-peak električne energije-menjava viškov



Viri: Bole in Volčjak (2005)

Slika 7
Ravnotežje na trgu delavnik-peak električne energije – maksimalno čezmejno
trgovanje



Viri: Bole in Volčjak (2005)

Literatura in viri

Bole, V., Volčjak R. (2005): »Narodnogospodarski stroški distorzij na trgu električne energije«. EIPF

Borenstein, S., J. Bushnell, S. Stoft (2000): »The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry«. RAND Journal of Economics, 31(2), 294-325.

Bushnell J. (1998): »Transmission Rights and Market Power«. UCEI

EEX – European Energy Exchange, Leipzig: www.eex.de

EGL (2002): »Energy market changes in Italy – New risks and returns«. EGL Research, Elektrizitats-Gesellschaft Laufenburg AG.

ELES (2003): »Elektroenergetski sistem Slovenije 2003«.

ETSO – European Transmission System Operators: www.ets-net.org

ETSO (2004): »Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Europe, Winter 2004/2005, working day, peak hours (Preliminary and non-binding values)«. www.ets-net.org

Eurostat (2004a): »Electricity prices for EU industry on 1 July 2004«. Statistics in focus, Environment and Energy.

Eurostat (2004b): »Electricity prices for EU households on 1 July 2004«. Statistics in focus, Environment and Energy.

EXAA – Energy Exchange Austria, Gradec: www.exaa.at

GME – Gestore Mercato Elettrico, Rim: www.mercatoelettrico.org

Green, R. (1999): »The Electricity Contract Markets in England and Wales«. The Journal of Industrial Economics, 47(1), 107-124.

ICF (2004): »The European Transmission Conundrum – More Outages Suffered and More Investment Required«. An Issue Paper, ICF Consulting, London.

IEA (2004): »Transmission Network Reliability in Competitive Electricity Markets«. Workshop Scoping Paper, International Energy Agency.

Joskow, P., J. Tirole (1998a): »Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks I: Financial Rights«.

Joskow, P., J. Tirole (1998b): »Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks II: Physical Rights«.

Newbery, D.M. (2002): »Problems of liberalizing the electricity industry«. European Economic Review, 46, 919-927

Powell, A. (1993): »Trading Forward in an Imperfect Market: The Case of Electricity in Britain«. The Economic Journal, 103, 444-453.

UCTE - Union for the Coordination of Transmission of Electricity: www.ucte.org

UCTE (2002): »UCTE Power Balance Forecasts 2002-2004«. www.ucte.org