

UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA

MAGISTRSKO DELO

**VREDNOTENJE ČEZMEJNIH PRENOSNIH ZMOGLJIVOSTI
ELEKTRIČNE ENERGIJE**

Ljubljana, september 2014

ANJA DROZG

IZJAVA O AVTORSTVU

Spodaj podpisana Anja Drozg, študentka Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, izjavljam, da sem avtorica magistrskega dela z naslovom Čezmejne prenosne zmogljivosti električne energije, pripravljenega v sodelovanju z mentorjem izr. prof. Alešem Ahčanom.

Izrecno izjavljam, da v skladu z določili Zakona o avtorskih in sorodnih pravicah (Ur. l. RS, št. 21/1995 s spremembami) dovolim objavo magistrskega dela na fakultetnih spletnih straneh.

S svojim podpisom zagotavljam, da

- je predloženo besedilo rezultat izključno mojega lastnega raziskovalnega dela;
- je predloženo besedilo jezikovno korektno in tehnično pripravljeno v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, kar pomeni, da sem
 - poskrbela, da so dela in mnenja drugih avtorjev oziroma avtoric, ki jih uporabljam v magistrskem delu, citirana oziroma navedena v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, in
 - pridobila vsa dovoljenja za uporabo avtorskih del, ki so v celoti (v pisni ali grafični obliki) uporabljena v tekstu, in sem to v besedilu tudi jasno zapisala;
- se zavedam, da je plagiatorstvo – predstavljanje tujih del (v pisni ali grafični obliki) kot mojih lastnih – kaznivo po Zakonu o avtorskih in sorodnih pravicah (Ur. l. RS, št. 55/2008 s spremembami);
- se zavedam posledic, ki bi jih na osnovi predloženega magistrskega dela dokazano plagiatorstvo lahko predstavljalo za moj status na Ekonomski fakulteti Univerze v Ljubljani v skladu z relevantnim pravilnikom.

V Ljubljani, dne 08.09.2014

Podpis avtorice: _____

KAZALO

UVOD	1
1 TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE	4
1.1 Trg električne energije in posebnosti trga	4
1.2 Organiziranost trga	5
1.2.1 Trg na debelo	6
1.2.2 OTC trg	6
1.2.3 Borza	6
1.2.4 Trg na drobno	7
1.2.5 Čezmejne prenosne zmogljivosti	8
1.3 Strukturiranost trga	9
1.4 Trgovalna strategija opcijskih in terminskih pogodb	10
1.5 Opcije na razliko vrednosti	11
2 KARAKTERISTIKA OPCIJ S ČEZMEJNO PRENOSNO ZMOGLJIVOSTJO	13
2.1 Pravica prenosa	13
2.2 Vrednost dejavnikov prenosa opcij	13
2.2.1 Prava in časovna vrednost	13
2.2.2 Čas izvršitve	14
2.2.3 Finančna stabilnost	15
3 MODEL VREDNOTENJA	16
3.1 Osnovni model	17
3.2 Primerjava FTR in PTR vrednotenja	19
3.2.1 FTR vrednotenje	19
3.2.2 PTR vrednotenje	21
3.2.3 Pravice in obveznosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti	22
4 OCENA IN VREDNOTENJE MODELA	22
4.1 Opis problema	22
4.2 Izbira podatkov	23
4.3 Enote električne energije	24
4.4 Razvoj razpona cen	24
4.5 Analiza podatkov in ocena	28
4.5.1 Mejni državi Slovenija–Avstrija	28
4.5.2 Mejni državi Nemčija–Francija	29
4.5.3 Mejni državi Nemčija–Avstrija	30

5	PROCES OCENJEVANJA	31
5.1	Ocena f in Y	36
5.2	Monte Carlo vrednotenje	37
6	UGOTOVITVE	43
6.1	Rezultati modela	43
6.2	Interpretacija rezultatov	44
7	DODATNI VIDIKI	47
7.1	Pravice prenosa z izvršitvijo znotraj določenega dneva	47
7.2	Rezervacija čezmejne prenosne zmogljivosti za rezerve in uravnoteženje . .	48
	SKLEP	49
	LITERATURA IN VIRI	52
	KAZALO SLIK	
Slika 1	Borze električne energije, ki so članice EuroPex	7
Slika 2	<i>Cene letnih ČPZ na meji Avstrija–Slovenija</i>	8
Slika 3	<i>Gibanje posameznih vrednosti ČPZ</i>	9
Slika 4	<i>Struktura trgov</i>	10
Slika 5	Primer izplačila nakupne opcije	12
Slika 6	<i>Krivulji izplačil kot pravice ali dolžnosti FTR</i>	22
Slika 7	<i>Povprečje vrednosti električne energije na primeru Nemčije</i>	24
Slika 8	<i>Dnevne cene električne energije za primer Slovenije in Avstrije</i>	25
Slika 9	<i>Dnevne cene električne energije za primer Nemčije in Francije</i>	25
Slika 10	<i>Dnevne cene električne energije za primer Nemčije in Avstrije</i>	26
Slika 11	<i>Drseče povprečje dnevne promptne cene razmika</i>	26
Slika 12	<i>Standardni odklon razpona cen električne energije (dnevni podatki izračunani iz razpona cen v preteklem letu)</i>	27
Slika 13	<i>Originalni podatki – leto dnevnik razlik (izključno med trgovanjskimi dnevi) v ceni med Slovenijo in Avstrijo (levo) in slika normalne porazdelitve, ki pripada danim podatkom (desno)</i>	28
Slika 14	<i>Empirične avtokorelacijske funkcije za ceno med Slovenijo in Avstrijo</i>	28
Slika 15	<i>Originalni podatki – leto dnevnik razlik (izključno med trgovanjskimi dnevi) v ceni med Nemčijo in Francijo (levo) in slika normalne porazdelitve, ki pripada danim podatkom (desno)</i>	29
Slika 16	<i>Empirične avtokorelacijske funkcije za ceno med Nemčijo in Francijo</i>	29

Slika 17	<i>Originalni podatki – leto dnevni razlik (izključno med trgovanjskimi dnevi) v ceni med Nemčijo in Avstrijo (levo) in slika normalne porazdelitve, ki pripada danim podatkom (desno)</i>	30
Slika 18	<i>Empirične avtokorelacijske funkcije za ceno med Nemčijo in Avstrijo</i>	31
Slika 19	<i>Filtrirane razlike razponov cen med Nemčijo in Francijo ter ustrezna normalna verjetnostna porazdelitev</i>	32
Slika 20	<i>Filtrirane razlike razponov cen med Slovenijo in Avstrijo</i>	32
Slika 21	<i>Ustrezna normalna verjetnostna porazdelitev med Slovenijo in Avstrijo</i>	33
Slika 22	<i>Filtrirane razlike razponov cen med Nemčijo in Avstrijo ter ustrezna normalna verjetnostna porazdelitev</i>	33
Slika 23	<i>Histograma filtriranih pozitivnih (levo) in negativnih (desno) skokov na primeru Slovenija–Avstrija</i>	34
Slika 24	<i>Histograma filtriranih pozitivnih (levo) in negativnih (desno) skokov na primeru Nemčija–Francija</i>	34
Slika 25	<i>Histograma filtriranih pozitivnih (levo) in negativnih (desno) skokov na primeru Nemčija–Avstrija</i>	35
Slika 26	<i>Porazdelitev amplitude skoka, ko je funkcija log-normalna</i>	38
Slika 27	<i>Monte Carlo simulacija za primer Slovenije–Avstrije</i>	39
Slika 28	<i>Pripadajoča PDF funkcija za primer Slovenije–Avstrije</i>	40
Slika 29	<i>Monte Carlo simulacija za primer Nemčije–Avstrije</i>	40
Slika 30	<i>Pripadajoča PDF funkcija za primer Nemčije–Avstrije</i>	40
Slika 31	<i>Monte Carlo simulacija za primer Nemčije–Francije</i>	41
Slika 32	<i>Pripadajoča PDF funkcija za primer Nemčije–Francije</i>	41
Slika 33	<i>Simulacija dnevni razponov cen za mesec dni, Slovenija–Avstrija</i>	42
Slika 34	<i>Simulacija dnevni razponov cen za mesec dni, Nemčija–Francija</i>	42
Slika 35	<i>Simulacija dnevni razponov cen za mesec dni, Avstrija–Nemčija</i>	42
Slika 36	<i>Modelirane vrednosti za PTR in FTR na slovensko-avstrijski meji za različne ravni širjenja</i>	43
Slika 37	<i>Modelirane vrednosti za PTR in FTR na avstrijsko-nemški meji za različne ravni širjenja</i>	44
Slika 38	<i>Modelirane vrednosti za PTR in FTR na nemško-francoski meji za različne ravni širjenja</i>	44
Slika 39	<i>Prihodki od prodaje prenosnih zmogljivosti za slovensko-avstrijsko medomrežno povezavo (seštevek obeh smeri)</i>	45
Slika 40	<i>Prihodki od prodaje prenosnih zmogljivosti za nemško-francosko medomrežno povezavo (seštevek obeh smeri)</i>	46
Slika 41	<i>Prihodki od prodaje prenosnih zmogljivosti za nemško-avstrijsko medomrežno povezavo (seštevek obeh smeri)</i>	46

Slika 42	<i>Urne cene električne energije na avstrijo–nemški meji v času enega tedna v avgustu 2010</i>	48
----------	--	----

KAZALO TABEL

Tabela 1	<i>Tretji in četrti moment originalnih in filtriranih naborov podatkov</i>	36
Tabela 2	<i>Tržni izračuni parametrov</i>	37
Tabela 3	<i>Parametri modela</i>	37

UVOD

Liberalizacija trgov električne energije je privedla do večje spremenljivosti cen derivatov in vplivala na povečanje trgovanja z izvedenimi finančnimi instrumenti na električno energijo. Pomemben vidik vrednotenja električnih derivatov je dejstvo, da mora biti električna energija proizvedena v tolikšni količini, kot se je porabi v realnem času, saj shranjevanje le te v velikih količinah ni mogoče. Posledično je usklajevanje količine in povpraševanja po električni energiji ključnega pomena, saj omrežje v nasprotnem primeru lahko razpade. Sposobnost prenosa elektrike med trgi se je izkazala kot magnet za izboljšanje korelacije cen med različnimi regionalnimi trgi, poleg tega pa vzpodbuja konkurenco na maloprodajnih trgih, ki temeljijo na transparentnih cenah regionalnih trgov na debelo. Čezmejni prenos energije je tako postal pomemben element v liberaliziranih trgih elektrike in plina po vsem svetu, ki privablja tako visoko politično kot tudi zakonodajno pozornost.

Čezmejno trgovanje z električno energijo v Evropi je omogočeno z vključevanjem držav v Unijo za koordinacijo prenosa električne energije (v nadaljevanju UCTE). Naloga unije je omogočati zanesljiv, učinkovit in varni prenos električne energije. Glavni problem povečini nastane pri zastojih na mejah, ti pa posledično vodijo do nezadostnih prenosnih zmogljivosti med državami. Prisotnost zastojev je privedlo do razvoja metod za dodeljevanje proste kapacitete za posamezne stranke, ki se zanimajo za čezmejni prenos električne energije. (Adamec, Indrakova & Karajica, 2008, str. 21)

Sposobnost prenosa električne energije iz točke A do točke B je zapisana v pravicah čezmejne prenosne zmogljivosti, ki jih lahko opišemo kot opcije na razliko v ceni med A in B z izvršilno ceno 0, dokler imetnik pravice prenosa ni dolžan izvršiti (angl. *spread options*). V primeru, ko so cene v A in B konkurenčne in so zadevni trgi na debelo likvidni, opcije na razliko zagotavljajo varovanje pred vsakim širjenjem volatilitnosti. Tako udeleženec na trgu, ki je kupil proizvod na trgu A (dolgoročni trg) in ima pravico prenosa iz točke A do točke B, proda proizvod na trgu B (kratkoročni trg), zaključi svoj položaj. Ta primer pa je optimalen le, kadar so cene na trgu A nižje kot v B. V tem primeru ima opcija za čezmejni prenos iz točke A do točke B pozitivno notranjo vrednost in jo lahko opišemo kot pozitivno razliko v cenah med trgoma. V nasprotnem primeru, torej pri čezmejnem prenosu zmogljivosti iz točke B do A, ni notranje vrednosti.

Cene na trgih A in B se spreminjajo in posledično bo v času variirala tudi razlika med obema vrednostima. Volatilnost razlike v ceni je pogojena s časovno vrednostjo opcije. Vsota notranje in časovne vrednosti opcije skupaj določa celotno vrednost opcije. V primerjavi z običajnimi finančnimi instrumenti, kot so delnice podjetja, lahko vidimo, da električna

energija zagotavlja dodatno kompleksnost, za katero se želi, da se sklicuje na časovno razdrobljenost. Pri proizvodih, s katerimi se trguje na teh trgih, je potrebno spremljati ne le datum dospelja (npr. v koledarskem letu), ampak tudi skoke, ki se zgodijo v krajših časovnih obdobjih (npr. mesecih, dnevih in urah). Torej, ko želimo poizvedeti cene opcij, je potrebno skrbno oceniti osnovne pogoje opredeljene s podrobnostmi pogodbe.

Običajne trgovalne opcije električne energije so na primer opcije za posamezno koledarsko leto ali mesec, ki jih je treba izvršiti pred rokom zapadlosti. Za opcije s čezmejnimi prenosnimi zmogljivostmi, ki temeljijo na razliki med vrednostima električne energije posameznih trgov, se lahko predvidi, da se teoretično gledano izvršitev opcije postavi v okvirni realni čas. Takšna opredelitev bi pravico čezmejne prenosne zmogljivosti naredila primerno za dobavo v realnem času. Prvi sklep, do katerega pridemo, če opazujemo cene opcij, s katerimi se navadno trguje, je ta, da so cene produktov z večjo časovno razdrobljenostjo bolj nestanovitne, opcije na te proizvode pa imajo višjo vrednost. Glede na omejeno razpoložljivost enostavnega dostopa do informacij o vrednostih se bodo podatki, uporabljeni v modelu za trg z električno energijo, omejili na dve določeni časovni razpršenosti, ki se dobijo primerno enostavno. To sta: ob koncu dneva (angl. *The End of Day*), cene z osnovno obremenitvijo na d-2 (tj. 2 dni pred dospeljem in jih označujemo s kratico EoD) in urne cene borznih izmenjav na d-1 (dan pred dospeljem). (Janssen, Niedrig & Wobben, 2011, str. 4, 5)

Do EoD cene je mogoče dostopati preko borz in je še posebej pomembna za vsako čezmejno prenosno zmogljivost, ki jo je treba izvršiti v časovno določenem trenutku. Za ustrezne zahteve uporabe modela za popolno oblikovanje cen opcije se pričakuje ustrežanje cen v trenutku izvršitve opcije za prenos (npr. ob 8. uri zjutraj).

Namen magistrske naloge je predstaviti konceptualni pogled na vrednost čezmejnih prenosnih zmogljivosti električne energije. Podati osnovni argument ugotovitev o tem, da ima Evropa korist od določenega standardnega tržnega oblikovanja za čezmejne prenosne zmogljivosti. Da bi to dosegli, moramo primerjati simulirani vrednosti dveh vrst opcij za čezmejno prenosno zmogljivost, ki temeljita na izraziti časovni vrsti za slovensko-avstrijski (avstrijsko-nemški in nemško-francoski) trg električne energije.

Glavni cilj in znanstveni prispevek magistrske naloge je razviti model cen električne energije in preučiti, kako se stohastični model uporablja pri določanju cen električne energije v spreminjajočih se pogojih ponudbe in povpraševanja po elektriki, analizirati vpliv različnih časov izvršitve na vrednost prenosa zmogljivosti, kar pomeni razliko v vrednostih opcij med fizično čezmejno prenosno zmogljivostjo (opredeljeno kot prenos zmogljivosti z eksplicitno zahtevo imenovanja cene obračuna za dan v naprej) in finančno čezmejno prenosno zmogljivi-

vostjo, ki je opredeljena z avtomatskim imenovanjem v času implicitnega tržnega obračuna.

S potrditvijo hipoteze pridemo do zaključka, da bi Evropa lahko imela korist, če bi sprejela standardno obliko trga za prenosne zmogljivosti in tako bi posplošene izvedbe spajanja trgov vplivale na lažje odpravljanje zastojev, če bi prišlo do njih.

Pri opredelitvi raziskovalnega dela magistrske naloge smo si pomagali z ustrežno literaturo, na podlagi katere smo uporabili opisno metodo ter z njo v splošnem predstavili trg električne energije. V nadaljevanju z metodo komparacije primerjamo vrednosti čezmejnih prenosov zmogljivosti električne energije, ki jih pridobimo s pomočjo osnovnega modela. S pomočjo metode analize in metode sinteze ugotavljamo vrednosti čezmejnih prenosov zmogljivosti in kakšen je dejanski vpliv različnih časov izvršitve na njihovo vrednost. S pomočjo sintetizacije povzamemo opazovanja, sklepe in rezultate ter na koncu s pomočjo induktivne metode poskušamo hipotezo dokazati.

Vrednosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti na trgih, kjer jih je potrebno izvršiti v dopoldanskem času, ki je trenutno prevladujoče pri dolgoročnih prenosnih zmogljivosti v evropskih trgih z električno energijo, so bistveno nižje od vrednosti čezmejnih prenosov zmogljivosti, ki zagotavljajo izplačilo glede na razliko urnih cen v borzah z električno energijo.

Glavno hipotezo preverimo z modeliranjem in primerjavo obeh primerov z uporabo realnih vrednosti opcij, ki temeljijo na procesu srednje vrednosti (angl. *mean reverting process*) za osnovne regionalne cene opcij, ki predstavljajo razliko med vrednostmi posameznih držav mejnic.

Magistrsko delo je v uvodu in zaključku sestavljeno iz sedmih poglavij. V uvodnem poglavju so podana spoznanja in predvidevanja znanstvenega prispevka magistrskega dela. Opredeljeni so tudi problem, namen, cilj in metoda dela magistrske naloge. V prvem poglavju je vsebinsko predstavljen trg električne energije. Najprej so opredeljene posebnosti trga, pomen čezmejne prenosne zmogljivosti in strukturiranost trga električne energije. V zadnjem delu poglavja so predstavljene lastnosti opcij na razliko vrednosti.

V drugem poglavju je opisana karakteristika opcij, ki imajo pravico čezmejnega prenosa zmogljivosti. Izpostavljene so pravice prenosa električne energije, s katerimi trgujejo združeni sistemski operaterji. Poleg tega je podana tudi vrednost dejavnikov, ki vplivajo na prenos opcij.

V tretjem poglavju je opisan model vrednotenja, ki ga uporabim pri določanju zmogljivosti prenosa. Osnovni model temelji na Benth in Saltyte Benth načelu z določenimi prilagoditvami. Izpostavljena sta finančna čezmejna pravica vrednotenja prenosa električne energije (angl. *Financial transmission rights*) (v nadaljevanju FTR) in fizična čezmejna pravica vrednotenja prenosa (angl. *Physical transmission rights*) (v nadaljevanju PTR).

Ocena in vrednotenje modela sta podana v četrtem poglavju magistrskega dela. Opis problema in razvoj cen električne energije med sosednjima državama prikažem tudi slikovno. V drugem delu poglavja analiziramo in ocenimo originalne podatke, s pomočjo katerih izračunamo dnevne razlike v enem letu, normalno porazdelitev in empirično avtokorelacijsko funkcijo za ceno med Slovenijo in Avstrijo, Avstrijo in Nemčijo ter Nemčijo in Francijo.

Podroben postopek ocenjevanja je opisan v petem poglavju, kjer so uporabljeni podatki za dve leti, od januarja 2011 do decembra 2012, pridobljeni iz dnevnega in promptnega trga EEX. Ocenjena sta procesa X (difuzijski del s skoki) in Y (koničast del) ter deterministična funkcija sezonske komponente f .

Ugotovitve, ki se nanašajo na rezultate modela in ocenjevalni postopek, so podane v šestem poglavju. Interpretacija rezultatov temelji na pridobljenih cenah za FTR in PTR v primerjavi z notranjo vrednostjo opcij.

Sedmo poglavje povezuje prenosne zmogljivosti z izvršitvijo opcij znotraj določenega dneva in rezervacijo prenosne zmogljivosti za rezerve in uravnoteženje.

1 TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE

1.1 Trg električne energije in posebnosti trga

Električna energija velja za eno pomembnejših oblik energije. Je tržno blago, ki ga proizvajajo elektrarne in oddajajo v prenosna omrežja. Če so le ta ustrezno usklajena, omogočajo spajanje trgov. V nasprotnem primeru omrežje razpade. Posledično nastane ločen trg, ki pa mora omogočati samostojno zadovoljitev potreb po električni energiji. Svetovni trg električne energije je sestavljen iz posameznih, med seboj ločenih trgov. Trgovanje med njimi ni mogoče. Trženje električne energije pa ima že samo po sebi posebnosti. Od ostalih trgov dobrin se razlikuje (Voršič, 2011, str. 2–3):

- **Skladiščenje električne energije**

Gre za dobrino, ki je ni mogoče shranjevati v velikih količinah. Medtem ko boljši izkoristek zmogljivosti električnih omrežij posledično potrebuje čim boljše shranjevanje energije, ki se v njih pretaka. Kar pomeni, da morata biti proizvodnja in poraba električne energije v posameznem zaprtem elektroenergetskem sistemu vedno enaki.

- **Vstop novih ponudnikov**

Pri vstopu novih ponudnikov v obliki omejenih lokacij za proizvodnjo, omejenega dostopa do primarnih virov, zamudnega pridobivanja dovoljenj za gradnjo novih proizvodnih enot ali prenosnih zmogljivosti obstajajo ovire.

- **Prosta prenosljivost električne energije**

Električna energija ni prosto prenosljiva, ampak jo pri tem omejujejo zmogljivosti daljnovodov. Trg električne energije ni globalen, medtem ko jo je med dvema točkama moč prenesti, če je za to na voljo čezmejna prenosna zmogljivost.

- **Povpraševanje po električni energiji**

Povpraševanje po električni energiji je neelastično. Ker se električne energije ne da shranjevati, je na trgu ves čas prisotno delno neravnotežje med ponudbo in povpraševanjem, zato so cene izpostavljene velikim nihanjem.

1.2 Organiziranost trga

Na trgu električne energije se v splošnem prepletajo funkcije proizvajalcev, trgovcev in dobaviteljev, ki dobavljajo električno energijo odjemalcem. Uporabniki trga z električno energijo pričakujejo, da bo oskrba z električno energijo zanesljiva in konkurenčna, da bodo imeli vlagatelji možnost uresničevanja poslovnih priložnosti in da bo zagotovljen trajnostni razvoj rabe razpoložljivih primarnih virov energije ter čedalje boljše izkoriščanje obnovljivih virov energije. V namen regulacije trga so bile ustanovljene javne agencije. V Sloveniji ima Javna agencija RS za energijo vlogo pri oblikovanju pravil trga z električno energijo, reguliranjem kakovosti oskrbe z električno energijo in izvrševanjem nadzora udeležencev, kot navaja na svoji spletni strani (Agencija za energijo, 2013).

Poleg ponudnikov, odjemalcev in trgovcev električne energije, katerih število je povezano z odpiranjem trgov z električno energijo, so na trgu še drugi pravni subjekti. Za nemoteno

obratovanje elektroenergetskega omrežja skrbijo sistemski operaterji prenosnih in distribucijskih omrežij. Poleg njih pa so organizatorji trga kot pravne osebe zadolženi za organiziranje trga.

1.2.1 Trg na debelo

Trg na debelo (angl. *wholesale market*) je odprt za vsakogar, ki po pridobitvi potrebnih soglasij lahko ustvari električno moč, priključitev na omrežje in najde stranko pripravljeno za nakup svojega produkta. Trgi vključujejo konkurenčne dobavitelje in trgovce, ki so povezani z javnimi storitvami. Ti trgujejo z električno energijo za nadaljnjo prodajo. Na trgu na debelo morajo za različna časovna obdobja skleniti pogodbe, ki mu omogočajo čim boljše pokrivanje odjema končnih odjemalcev. (Electricity Primer-The Basics of Power and Competitive Markets)

Na trgu na debelo se lahko trguje na dva načina. S standardiziranimi produkti električne energije se trguje na organiziranih trgih preko borze. Poleg tega pa poznamo še proste (v nadaljevanju OTC) trge (angl. *over the counter*), kjer poteka trgovanje neposredno med udeleženci.

1.2.2 OTC trg

Trgi preko okenca ali OTC trgi omogočajo trgovalcem na trgu na debelo, da sodelujejo izven organiziranega trga. Stroški trgovanja so v takšnem primeru posledično višji. Medtem ko model ustvarja precejšnjo standardizacijo pogodb OTC, lahko udeleženci na trgu posamezno pogodbo posebej prikrojijo, po pogojih, ki ustrezajo njihovim potrebam. To pomeni, da OTC produkti lahko zagotovijo fleksibilnejšo rešitev s pomočjo različnih struktur.

Na splošno velja, da je bilaterarna narava OTC trgov takšna, da sta obseg in cena manj transparentna kot na organiziranem trgu.

1.2.3 Borza

Organizator trga mora slediti osnovnim načelom poslovanja, med katere pa spadajo (Borzen, 2013):

- načelo transparentnosti, ki pomeni jasno in pregledno poslovanje za vse udeležence na trgu ;

- načelo likvidnosti, ki zagotavlja enakomerno poslovanje brez pretiranih nihanj in prevelikih vplivov posameznikov na trgu;
- načelo varnosti poslovanja v okviru Energetskega zakona in Pravil za delovanje na trgu z električno energijo ter s finančnimi garancijami, ki jih položijo trgovci;
- načelo poštenosti, ki govori o nediskriminatornosti med udeleženci;
- načelo učinkovitosti trgovalnega sistema, ki pomeni srečanje ponudbe in povpraševanja pri ravnovesni ceni.

V Evropi imamo 17 evropskih borz električne energije, ki sestavljajo združenje evropskih borz električne energije (v nadaljevanju EUROPEX) (angl. *Association of European Power Exchanges*). Nazadnje sta se članstvu pridružila grški HEMO (leta 2012) in hrvaška HROTE (leta 2013). Poleg tega v Evropi delujeta še borza Nord Pool Spot AB in borza v Veliki Britaniji, ki ravno tako ni članica EUROPEX. Slika 1 prikazuje borze EUROPEX vključno s članicami, ki so v združenje vstopile zadnje.

Slika 1: Borze električne energije, ki so članice EuroPex



Vir: 14. Florence Forum. EuroPEX presentation, 2007.

1.2.4 Trg na drobno

Trg električne energije na drobno obstaja takrat, ko lahko kupci sami izbirajo konkurenčne ponudnike električne energije. Ti so predvsem distribucijska podjetja. Možnost lastne izbire svojega dobavitelja so dobili z odprtjem trga konkurenci. Na trgu na drobno so proizvajalci izpostavljeni tveganjem pri prodaji, medtem ko so kupci izpostavljeni tveganjem pri nakupu električne energije. Odprave nadzora cen in drugih zakonskih omejitev bi morale omogočiti

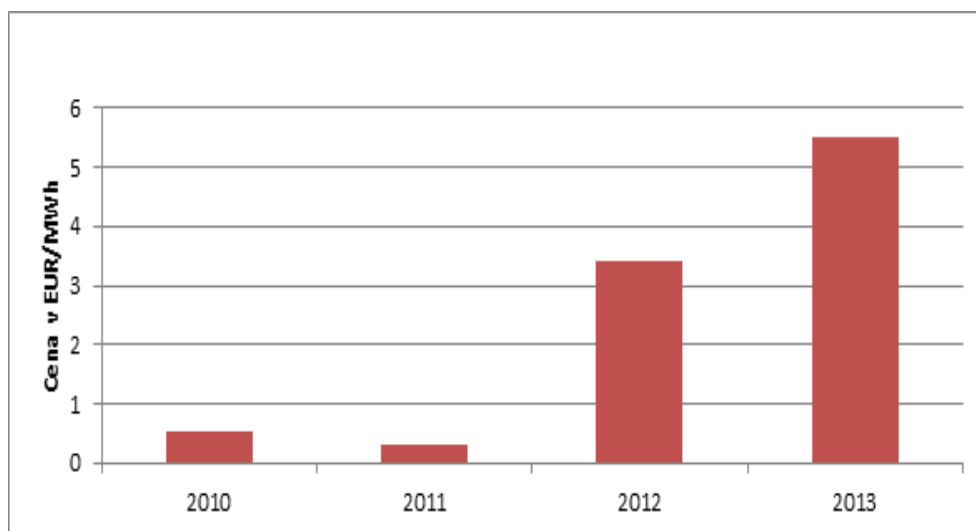
delovanje procesa tržnih cen. Začetek konkurence naj bi imel vpliv na zvišanje porabnikove izbire, zmanjšal ovire vstopa, poleg tega pa bi spodbujal tudi novosti in vplival na ugodnejše cene.

Vendar pa, kot kaže trenutna situacija trgov električne energije na drobno, pričakovani rezultati niso vedno uresničljivi. Konkurenčnost proizvajalcev se meri po dodatnih storitvah, ki jih ponujajo poleg nestandardiziranih produktov.

1.2.5 Čezmejne prenosne zmogljivosti

Čezmejne prenosne zmogljivosti (v nadaljevanju ČPZ) so po definiciji systemskega operaterja ELES (ELES, 2013) zmogljivosti vodov, ki povezujejo sosednje elektroenergetske sisteme (v nadaljevanju EES). Slovenski EES je s ČPZ povezan s tremi sosednjimi EES - avstrijskim, italijanskim in hrvaškim.

Slika 2: Cene letnih ČPZ na meji Avstrija–Slovenija



Vir: GEN-I je pripravljen odstopiti od napovedanega zvišanja cen, 2013.

Višina ČPZ, ki jih sistemski operater ponudi za komercialne namene, je omejena. ELES ČPZ za vse tri meje (slovensko-avstrijska, slovensko-hrvaška, slovensko-italijanska) izračunava po metodologiji določanja višine ČPZ, dogovorjeni znotraj organizacije sistemskih operaterjev v Evropi, (v nadaljevanju ENTSO-E). Na višino ČPZ vplivajo različne obremenitve, različno število njegovih uporabnikov, konfiguracija omrežja in trajno dopustni tok posameznega elektromagnetskega elementa. Metodologija systemskega operaterja določi indikativne vrednosti ČPZ ali maksimalne zmogljivosti čezmejnih prenosov (v nadaljevanju NTC, (angl. *Net transfer Capacity*)) na meji med dvema državama, ob upoštevanju vseh standardov obeh

omrežij.

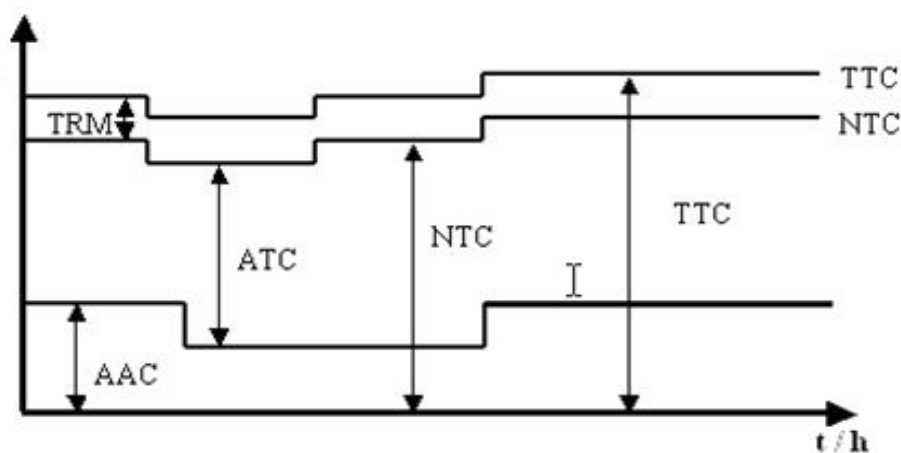
ČPZ se določa na podlagi čezmejnih izmenjav delovnih moči. Povečevanje izmenjave se praviloma izvaja s povečevanjem proizvodnje v enem sistemu in z zmanjševanjem v drugem. Povečevanja se poslužujejo v trenutku ogroženosti obratovanja EES. Obratovalno stanje pa ima določeno mejo varnega obratovanja, ki se določi po enačbi:

$$TTC = NTC + TRM \quad (1)$$

kar pomeni, da je celotna prenosna zmogljivost (angl. *Total Transfer Capacity*) (v nadaljevanju TTC) enaka vsoti zanesljivostne prenosne rezerve (v nadaljevanju TRM), (angl. *Transmission Reliability Margin*), ki določa prenosno zmogljivost, ki jo mora sistemski operater zagotoviti zaradi možnega izpada največjega agregata v regulacijskem območju, zaradi kotnih ali napetostnih stabilnostnih problemov ipd. ter NTC.

Slika 3 prikazuje gibanje vrednosti TTC, TRM, NTC, ATC (razpoložljiva ČPZ predstavlja neodani del NTC, ki je namenjen za nadaljnjo komercialno rabo) in dodeljene ČPZ (v nadaljevanju AAC), ki se v različnih časovnih obdobjih spreminjajo.

Slika 3: Gibanje posameznih vrednosti ČPZ



Vir: ELES, 2013.

1.3 Strukturiranost trga

Na trgu električne energije imamo časovno gledano tri možnosti kdaj trgovati. Trg je razdeljen na terminski (angl. *forward market*), dnevni ali promptni (angl. *spot market*) in izravnalni trg.

Terminski ali dolgoročni trg električne energije je neprekinjen avkcijski trg, na katerem ločimo standardizirane in nestandardizirane produkte električne energije. Terminska pogodba (angl. *futures*) je zelo natančna pogodba, v kateri se določi kaj, kdaj, kje in za kakšno ceno bo dostavljena. Pogodbeni stranki se na delovni dan dogovorita za količino in ceno električne energije, ki bo dobavljena na dogovorjenem mestu v prihodnosti, datum izročitve in ročnost pogodbe. S terminskimi pogodbami se dnevno trguje na organiziranem trgu. Nanašajo se na zelo veliko različnih vrst premoženja, ki je bodisi realno bodisi finančno. Terminski posli (angl. *forwards*) so podobni terminskim pogodbam. Bistvena razlika je, da so sklenjeni na prostem trgu in da njihova vrednost ni izračunana dnevno. Zato so bolj tvegani kot terminske pogodbe.

Slika 4: Struktura trgov

TERMINSKI TRG:	SPROTNI TRG:	IZRAVNALNI TRG:
X dni pred dospeljem	dan pred dospeljem	v času dospelja

Dnevni ali promptni trg je trg, kjer se izravnavata ponudba in povpraševanje električne energije dnevnih potreb. To pomeni trgovanje, ki se odvija danes za električno energijo, ki bo proizvedena, prodana in porabljena naslednji dan. (Selan, 2009, str. 831)

Izravnalni trg z električno energijo, kot navajajo na spletni strani Borzen (Borzen, Izravnalni trg), je organizirana oblika zbiranja in angažiranja ponudb za prodajo in nakup izravnalne energije z namenom izravnave odstopanj elektroenergetskega sistema na pregleden in ekonomsko čim bolj učinkovit način.

1.4 Trgovalna strategija opcijskih in terminskih pogodb

V današnjem nestanovitnem političnem in ekonomskem okolju je zelo pomembno, da se podjetja naučijo pravilne uporabe instrumentov, s katerimi trgujejo, saj se le tako lahko zaščitijo pred nihanjem cen. Trgovanje z energijskimi terminskimi pogodbami in opcijami je igralo pomembno vlogo pri varovanju pred nihanjem cen. Od prve uspešne terminske pogodbe na energijo je preteklo približno četrto stoletje.

Obstaja veliko različnih strategij, ki vključujejo opcije, terminske pogodbe in kombinacije različnih tipov opcij in terminskih pogodb, ki omogočajo skoraj neomejene špekulacije in zmanjševanje tveganja ter stališča. Tako ponujajo opcije veliko prilagodljivost in potencialno donosnost na energetske špekulacije. Velika rast energetskih opcij je dokaz o njihovi

uporabnosti pri zmanjšanju negotovosti in koristi v primeru spremembe cen.

Opcijske pogodbe obvezujejo imetnika do nakupa ali prodaje produkta po vnaprej določeni ceni in na določen datum zapadlosti. So standardizirane pogodbe, s katerimi se trguje na borzi. Cena opcijske pogodbe predstavlja edino možnost pogajanja, saj so vsi ostali termini natančno določeni v pogodbi.

Podobno kot z opcijami se trguje tudi s terminskimi pogodbami, ki so pogodbe za nakup ali prodajo produkta v prihodnosti. Terminska pogodba električne energije predstavlja, kot je že zgoraj omenjeno, obveznost za nakup ali prodajo določenega zneska električne energije po vnaprej določeni pogodbeni ceni, znani kot terminska cena, v določenem trenutku v prihodnosti, imenovanem tudi čas dospelja. Izplačilo iz terminske pogodbe, ki obeta eno enoto električne energije po ceni K , ki predstavlja izvršilno ceno električne energije v prihodnjem času T , je:

$$\text{izplačilo} = \{S_t - K\}, \quad (2)$$

kjer je S_t cena osnovnega premoženja v času T in se ponavadi izračuna na podlagi povprečne cene električne energije v obdobju dobave, do časa dospelja T .

Za razliko od terminske pogodbe, ki daje tako pravico kot dolžnost nakupa ali prodaje produkta v prihodnosti, so opcijske pogodbe asimetrične. Te dajejo lastniku opcije pravico, ne pa tudi obveznosti do prodaje oziroma nakupa le-te. Tako je najpomembnejša lastnost opcije, da omogočajo imetniku, da sodeluje in prejema koristi od ugodnih sprememb cen, hkrati pa se izognejo izgubi, povezani z neugodnimi gibanji cen.

1.5 Opcije na razliko vrednosti

Opcije na razliko vrednosti so vrsta opcij, kjer izplačila temeljijo na razliki v cenah med dvema osnovnima sredstvama, kot je na primer cena električne energije na dveh različnih trgih. Trgovanje s takšnimi opcijami je v interesu na primer elektrarnam, katerih dobički so odvisni od razlike med tema dvema cenama. Opcija na razliko je nova, razmeroma redka vrsta eksotične opcije na dva osnovna instrumenta. Ustvarjena je na podlagi sočasnega nakupa in prodaje opcije iste vrste na isti osnovni instrument zaupanja, vendar z različnimi izvršilnimi cenami in/ali datumom izvršitve.

Za sistem prenosa je normalno, da se moč električne energije premika iz točke z nižjo ceno v točko z višjo ceno in to je razlog, zakaj je posel dobičkonosen. Celotna transakcija je odvisna od razlike med cenami električne energije in tudi od stroškov dostave in zavarovanja

pred tveganjem uporabe opcije. To vrsto instrumenta lahko definiramo na način - evropska nakupna opcija lokalnih razlik med točko ena in točko dve z zapadlostjo T , ki daje imetniku pravico, ne pa obveznost, plačati ceno ene enote električne energije v točki ena v času T in prejemanje vrednosti K enot električne energije v točki dve. Predpostavimo, da sta S_1 in S_2 ceni električne energije v prvi in drugi točki.

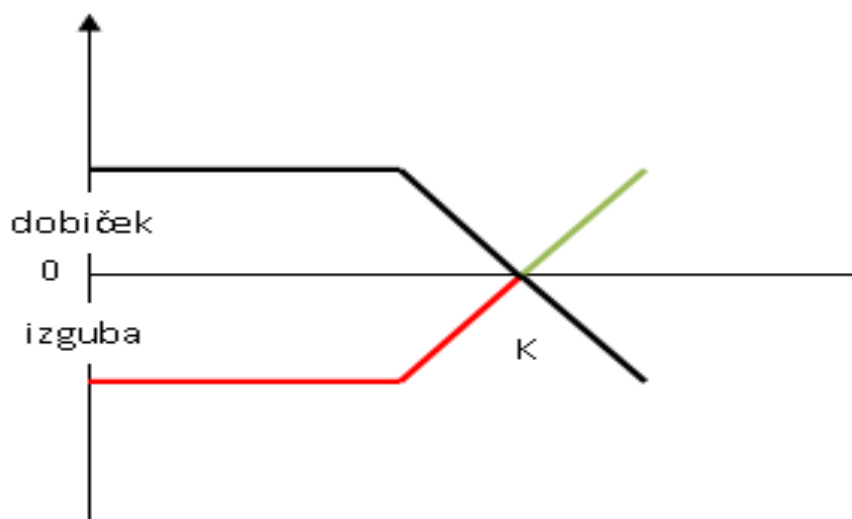
Nakupne oziroma prodajne opcije na električno energijo imajo podobno strukturo izplačila kot običajne nakupne oziroma prodajne opcije.

$$C = \max(S_t - K, 0), \quad (3)$$

kjer je S_t cena električne energije v času T in K izvršilna cena. Tako kot pri ostalih opcijah tudi pri opcijah na razliko poznamo dve vrsti vrednotenja. Za nakupno opcijo na razliko je izplačilo enako:

$$C = \max(0, S_1 - S_2 - K). \quad (4)$$

Slika 5: Primer izplačila nakupne opcije



Vir: Investor Software, 2001.

Prodajna opcija je opcija, ki omogoča prodajo osnovnega instrumenta po vnaprej dogovorjeni ceni in je definirana kot:

$$P = \max(K - S_t, 0). \quad (5)$$

Izplačilo evropske prodajne opcije na razliko vrednosti električne energije ima podobno obliko kot osnovna prodajna opcija s to razliko, da sta zaradi primerjave cen na dveh različnih trgih prisotni dve ceni električne energije in je v ospredju višina razlike med cenama na omenjenih trgih:

$$P = \max(0, K - S_1 + S_2). \quad (6)$$

2 KARAKTERISTIKA OPCIJ S ČEZMEJNO PRENOSNO ZMOGLJIVOSTJO

2.1 Pravica prenosa

V magistrskem delu so osrednjega pomena čezmejne prenosne zmogljivosti električne energije, s katerimi trgujejo združeni sistemski operaterji (angl. *Transmission spread operators*) za potencialno izvajanje enega meseca. Sistemski upravitelji prenosov (v nadaljevanju TSO) so subjekti, zadolženi za prenos energije v obliki električne energije na državni ali regionalni ravni, s pomočjo ustaljene infrastrukture.

Mesečno prenosno zmogljivost lahko interpretiramo kot ceno svežnja evropskih nakupnih opcij električne energije z izvršilno ceno 0. Imetniki opcije so trgovalci električne energije, ki kupijo čezmejno prenosno zmogljivost. Ti bodisi lahko izvršijo opcijo, tj. da imajo tako imenovano korist od dobička v primeru pozitivne razlike med cenami električne energije, ali da je ne izvršijo. TSO kot prodajalci omenjene opcije so dolžni omogočiti možnost izvršitve, ko želi imetnik na določeni točki uveljaviti svojo pravico. Da bi prejeli eno od teh omejenih pravic, trgovci ponudijo premijo, ki so jo pripravljene plačati na dražbi prenosnih zmogljivosti, ki jih organizirajo prodajni TSO.

2.2 Vrednost dejavnikov prenosa opcij

2.2.1 Prava in časovna vrednost

Vrednost čezmejne prenosne zmogljivosti električne energije iz točke A do točke B na dan zapadlosti T je enaka ali maksimalni razliki v cenah električne energije ($p_B - p_A$) ali 0. Povedano drugače, je enaka razliki med premijo opcije in njeno notranjo vrednostjo. Pred datumom izvršitve je ta razlika v cenah pravzaprav notranja vrednost. Če je ta vrednost pozitivna ali enaka izvršilni ceni, potem pravimo, da je "v denarju" (angl. *in the money*), in ima imetnik nakupne opcije pravico do nakupa proizvoda pod trenutno tržno ceno, drugače pa "izven denarja" (angl. *out of the money*), v primeru, ko opcija nima notranje vrednosti in se imetnik nakupne opcije raje odloči, da opcije ne izvrši. V primeru, ko je realna vrednost blizu nič, pa rečemo, da je "pri denarju" (angl. *at the money*). Imetnik Evropske nakupne opcije bo pravico nakupa izkoristil na dan zapadlosti, kadar je opcija "v denarju". V nasprotnem primeru je vrednost opcije enaka nič. (Janssen, Niedrig & Wobben, 2011, str. 6)

Na vrednost opcije med drugim vpliva datum zapadlosti opcije. Dlje kot je do datuma zapadlosti opcije, višja je njena tako imenovana časovna vrednost, kar z drugimi besedami pomeni, da je verjetnost, da bo opcija dosegla želeno vrednost, velika. Ob zapadlosti je vrednost opcije enaka nič. Podoben učinek na vrednost posamezne opcije ima tudi volatilitnost,

kot mera za osnovno stopnjo nihanja. Višja kot je, višji je pričakovan profit za imetnika opcije, v primeru, ko se osnovna vrednost razvija v pozitivno smer.

V primeru nakupne opcije ima ta časovno vrednost, ko je v stanju "pri denarju", medtem ko za stanji "v denarju" in "izven denarja" ni vedno nujno. Opcija "v denarju" lahko ima razliko vrednosti enako nič ali pozitivno vrednost. V upoštevanje pri časovni vrednosti pride le druga možnost s pozitivno vrednostjo.

Za prodajno opcijo velja, da je njena časovna vrednost najvišja, kadar je opcija "pri denarju", kar pomeni, da je na meji oziroma je nevtralna. Najnižjo časovno vrednost ima v stanju "v denarju". Bolj kot je opcija "izven denarja", večja je vrjetnost, da ne bo prišla v upoštevanje, saj se manjša možnost, da bi končala v poziciji "v denarju".

2.2.2 Čas izvršitve

Na vrednost prenosa zmogljivosti električne energije vpliva tudi čas izvršitve. Izvršitev opcije poteka od imetnika pravic prenosa do ustreznega TSO-ja. Čeprav v Evropi prihaja do odstopanj, obstajata načeloma dva popolnoma različna načina imenovanja. V eksplicitni dražbi, kjer se s pravico za prenos in električno energijo trguje ločeno, morajo imetniki opcij eksplicitno imenovati svoje opcije prenosa, ponavadi pred glavnim obračunom cen električne energije (tj. torej dan pred urno dražbo). V tem primeru govorimo o fizični čezmejni prenosni zmogljivosti (v nadaljevanju PTR). Ta vrsta opcije se trenutno najpogosteje uporablja za preobremenjene elektroenergetske povezave po Evropi. Pri finančni čezmejni prenosni zmogljivosti (v nadaljevanju FTR) oz. implicitno dodeljenih sredstev, kjer so zmogljivosti za prenos in električna energija natančno podane, bi bila prenosna zmogljivost samodejno imenovana, če je dejanska vrednost zmogljivosti (tj. razlika v cenah) pozitivna.

Pravice za posredovanje razpoložljivih zmogljivosti so na dražbi na mesečni osnovi v naprej določenih datumih. Za dnevne dražbe držav, ki mejijo s Slovenijo, velja, da na slovensko-avstrijski, kot tudi na slovensko-italijanski in slovensko-hrvaški meji, potekajo vse dni v tednu od ponedeljka do nedelje. Na slovensko-avstrijski in slovensko-hrvaški meji se dodeljevanje znotraj dneva začne ob 18.00 na $d - 1$ in poteka za vsako uro do $h - 1$ po principu vrstnega reda prispelih ponudb (angl. *first come first serve*). Na slovensko-italijanski meji se izvedeta dve dražbi, prva na dan $d - 1$ ob 13.55 za obdobje dneva d od ure 0 do 24 in druga na dan d ob 10.25 za obdobje dneva d od ure 16 do 24.

Na nemško-francoski meji ravnotako potekajo pravice za posredovanje razpoložljivih zmogljivosti na mesečni osnovi v naprej določenih datumih dva tedna pred rokom dobave. Dražba poteka do 08:00 ure na dan dostave ($d - 1$).

V času izvajanja ima imetnik čezmejne prenosne zmogljivosti PTR le omejene informacije o cenah za posamezne trge, in sicer cene EoD najbolj prodajanih produktov na trgih A in B kot tudi urne cene iz preteklosti na obeh promptnih trgih. V našem modelu je uporaba podatkov za dnevne cene prejšnjega dne omejena. V praksi so cene za standardne proizvode na voljo ob 8:00 uri zjutraj, torej tik pred imenovanjem čezmejnih prenosnih zmogljivosti.

Imetnik čezmejnih prenosnih zmogljivosti lahko nato uporabi te informacije, da naredi najboljšo možno izvršitev prenosnih zmogljivosti. Glede na neizogibne napake pri ocenjevanju urnih cen, ki temeljijo na informacijah, bo nekaj njegovih odločitev glede izvršitve napačnih, kar pomeni, da bo včasih kljub temu prišlo do transporta od točke A do B, čeprav bi bile urne cene nasprotno od ekonomično upravičene izbire.

Temu zamiku se je mogoče izogniti le, če so znane urne cene v obeh regionalnih trgih. Na te cene vplivata tudi izvoz in uvoz. Izvršitev prenosnih zmogljivosti je potrebno opraviti sočasno z obračunom urnega trga. Ta proces je dobil zagon po vsej Evropi in po navadi se imenuje spajanja trgov (angl. *Market Coupling*). Dolgoročne pravice za prenos na trgu s takim implicitnim obračunom se lahko zagotovi kot FTR, ki zagotavljajo njihovim imetnikom izplačilo dan vnaprej, če je to pozitivno. Tako ni tveganja napačnih odločitev zaradi napačnih predvidevanj glede cene med trgi. (Janssen, Niedrig & Wobben, 2011, str. 6-8)

2.2.3 Finančna stabilnost

Teorija opcij omogoča nesporno pravico imetniku opcije, da prejme osnovo na določeno izvršilno ceno. Vendar pa se lahko prenosna sredstva porušijo pred dejanskim fizičnim transportom in zato je dospelje opcije nemogoče. Večina čezmejnih prenosnih zmogljivosti, izdanih po vsej Evropi, ima v pogodbi klavzulo, ki dovoljuje, da TSO-ji odstopajo od prvotnega dogovora in kot preventivni ukrep lahko sprejmejo delno vrednost, na primer imetniku 10 MW se lahko dovoli le, da imenuje do 5 MW. V teh okoliščinah imetnik prenosnih zmogljivosti uravnoteži svoje portfelje v obeh regionalnih trgih, kar se bo najverjetneje zgodilo v neugodnih pogojih (tako, da prodajo na cenejšem trgu in kupujejo na dražjem). Dejanska izpostavljenost tveganju je odvisna od časa omejitev. Brez opredeljenega finančnega nadomestila bi lahko pravzaprav rekli, da je njegovo stališče povsem odprto, saj je, medtem ko je kupil opcijo prenosa, prodal popolnoma enako opcijo, ki omogoča omejitev TSO-ja. V praksi se uporablja dejanska omejitev TSO-jev, ki naredi položaj nekoliko bolj privlačen kot potencialna (stohastična) izvršitev opcije, implicirana z nizko verjetnostjo padca. Vprašanje stabilnosti pa je še en razlog, zakaj ne pričakujemo, da bi tržni udeleženci plačali polno teoretično vrednost za opcije prenosa. (Janssen, Niedrig & Wobben, 2011, str. 8)

Preprost ukrep za TSO-je, o tem kako bi se izognili omejitvam, je izdajanje čim manj čezmejnih prenosnih zmogljivosti vnaprej. Izdelava omejenih prenosnih zmogljivosti ima tudi atraktivni učinek (iz vidika TSO-jev), in sicer se lahko pričakuje, da bodo dosežene cene za preostale pravice višje. To še toliko bolj velja, če bi TSO nadomestili v polnem razmahu trga v času omejitev. Velja prepričanje, da je potrebnih več raziskav, da se najde pravo ravnotežje med podeljevanjem prenosnih zmogljivosti in tveganjem nadomestitve v primeru neizpolnjevanja TSO.

3 MODEL VREDNOTENJA

V nadaljevanju je predstavljen model za vrednotenje čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Znanih je kar nekaj modelov, v katere so vključene različne predpostavke, zato je posledično tudi literatura o vrednotenju široka. Večina avtorjev poskuša modelirati z dvema ločenima osnovnima cenama. Poitras (1998) je na primer uvedel približno rešitev za dve vrednosti v Black-Scholes-ovem (1973) modelu, Carmona and Durrleman (2003) sta razširila to aproksimacijo do preprostega Gaussian procesa povprečne vrednosti. Preveriti je mogoče, da ta aproksimacija vrne nezadovoljive rezultate, če razlike med dvema naključnima log-normalnima porazdeljenima spremenljivkama ni mogoče aproksimirati zlasti, če temelji na eni normalno porazdeljeni naključni spremenljivki.

V mnogih primerih je mogoče zapisati zaprto obliko rešitve za opcije, ki so enake razliki med vrednostima posameznih trgov, z izvršilno ceno nič (angl. *exchange options*). Margrabe (1978) je uvedel enostavno rešitev zaprtega tipa z uporabo dveh koreliranih geometričnih Brawnovih gibanj, medtem ko sta Hikspoor and Jaimungal (2007) izpeljala zaprto obliko rešitve za Lucia-Schwartz (2002) model in za dvo-faktorski model s skoki. Modeli zgoraj navedenih avtorjev so temeljili na kratkoročnih cenah nafte. Čeprav je relativno zapleten in dolgotrajen, računaska rutina dejansko prinaša zadovoljive rezultate za cene nafte, ki pa so manj volatilne kot cene električne energije.

Zaradi zgoraj navedenih pomanjkljivosti in posledično zapletenih računih, ki so potrebni, sta se Benth in Saltyte Benth (2006) odločila neposredno modelirati razliko med cenami električne energije (in plina). Izpeljala sta zaprto obliko rešitve za opcije s pozitivno izvršilno ceno, poleg tega pa sta omenila pomanjkljivost, da so v resnici zbrani podatki o razmerju cen, vključeni v parametre modela, vendar ne morejo biti dolgo ločeni od različnih individualnih interpretacij. Model, ki je uporabljen v magistrskem delu, temelji na Benth in Saltyte Benth načelu, vendar je naravnano na modeliranje razlike regionalnih cen. Dejstvo je, da na čezmejne prenosne zmogljivosti lahko gledamo kot na evropsko nakupno opcijo, neposredno določeno na regionalno ceno. (Janssen, Niedrig & Wobben, 2011, str. 9)

3.1 Osnovni model

Promptna tržna cena (angl. *spot market price*) služi kot podlaga za večino izvedenih finančnih instrumentov za električno energijo. Na splošno sta promptna cena električne energije in posledično razpon cen električne energije odvisni od dveh pomembnih značilnosti, pojav konjic (angl. *spikes*) in močno povezavo s sezonskimi vplivi. Tako kot pri delniških tečajih ali obrestnih merah, se lahko tudi pri cenah električne energije pojavijo skoki. Vendar pa med temi skoki obstajajo tudi tako imenovane konjice, torej nenadne ali nepričakovane cene vrhov, ki segajo preko določene meje, običajno pa za zelo kratek čas.

Drug pomemben vidik za promptne cene v ločenih trgih na debelo je, da lahko teoretično gledano zavzamejo katerokoli vrednost, tudi negativno. Poleg tega je proizvajalcem omogočeno zaračunavati stroške potrošnikom v času, ko je povpraševanje po električni energiji zelo nizko, medtem ko je proizvodnja v istem času razmeroma visoka.

V magistrskem delu je poudarek na analiziranju razlik v cenah med finančnimi in realnimi pravicami prenosa.

Pri vrednotenju promptnih opcij na trgu električne energije uporabimo netvegano mero (angl. *risk-neutral measure*). Gre za mero, ki se pogosto uporablja v finančni matematiki, pri vrednotenju finančnih instrumentov. Netvegana mera je izpeljana iz fizične (realne) mere, ki opisuje vrjetnost, da bo osnovni instrument zavzel določeno vrednost ali vrednosti. Pod okriljem netvegane mere se finančni instrumenti diskontirajo z netvegano obrestno mero. Tako se pojavi pomembno vprašanje, kako izbrati netvegano mero, oz. kako definirati dinamiko tveganja nevtralne mere za proces. Ena možnost je določitev predpostavk funkciji v zvezi z udeleženci na trgu in nato izpeljati mero vrednotenja, ki temelji na teh predpostavkah. Ker so za tveganje nevtralni proizvodi, natančneje, mesečne terminske pogodbe, na voljo za PTR obdobje dobave, smo izbrali mero vrednotenja, ki pojasnjuje te terminske pogodbe in je enaka tveganju nevtralni meri, izpeljani iz fizične mere. To je mogoče doseči z vključevanjem premije za tveganje iz posameznih virov tveganja, ki se upoštevajo pri vsakem modelu. Računanje premije za tveganje vpliva na dva različna pojavi - prvič, napaka ocene deterministične komponente f_t , ki temelji na preteklih podatkih in ne na trenutnih podatkih o PTR obdobju dobave, in drugič, različne preference tveganja za udeležence na trgu v teh dveh regijah. (Probability Measure, 2011)

Prehod iz fizične mere na netvegano ne vpliva na spremembo v strukturi modela, saj predpostavimo, da je intenzivnost skoka in srednja vrednost velikosti skoka pod netvegano mero

odvisna samo od časa. Velja namreč, da je pri netvegani meri tržna cena za difuzijo tveganja, ki jo označimo z λ_t , enaka zapisu $\lambda_t dt$ za eno enoto difuzije tveganja pod fizično mero. Poleg tega smo v model vključili še premijo za intenzivnost in velikost skoka.

Osnovna promptna cena P_t je modelirana kot vsota (deterministične) sezonske komponente $f(t)$ in stohastičnih komponent X in Y , ki predstavljata difuzijske skoke in konice. Teoretično predstavlja promptna cena P_t razliko med dvema regionalnima cenama električne energije in je opisana z Jump-diffusion-spike (v nadaljevanju JDS) modelom:

$$P_t = f(t) + X_t + Y_t, \quad (7)$$

$$dX_t = -\kappa X_t dt + \sigma dW_t, \quad (8)$$

$$dY_t = -\beta Y_t dt + J_u dN_u - J_d dN_d, \quad (9)$$

kjer je W Wiener proces, N_u in N_d dva homogena Poissonova procesa s konstantno intenziteto h_u in h_d , J_u in J_d označujeta velikosti skokov, medtem ko so njihove gostote označene z g_u in g_d .

Oba X in Y sta (ne-Gaussova) Ornstein-Uhlenbeck procesa (Autran, 2012), ki uporabljata povprečno vrednost (angl. *mean reversion*), ki gre proti nič. Uporaba dveh procesov namesto enega, imenovanega difuzijski proces s skoki (angl. *jump-diffusion process*), je omogočen za različne hitrosti povprečne vrednosti za dve komponenti. Predpostavimo, da so difuzijski šoki X "izginili" v daljšem časovnem obdobju, medtem ko skoki v Y "izginjajo" veliko hitreje. Slednje, torej skrajne konice (angl. *capture spikes*), ki predstavljajo ekstremna, vendar majhna odstopanja od dolgoročne ravni, so ločena v pozitivne (u) in negativne (d) skoke.

Za vrednotenje prenosnih zmogljivosti v tem modelu predpostavimo, da sprememba ukrepa vpliva izključno na povprečno vrednost nivoja f . Potem je mogoče razlike v regionalnih terminskih cenah razložiti s (časovno odvisno) tržno ceno difuzijskega tveganja λ , to je $f^Q(t) = f^P(t) - \lambda_t \sigma / \kappa$. Pričakovana razlika v cenah je tako podana z:

$$F_T(t) = E^Q(t)[P_T/P(t)] = \quad (10)$$

$$f(T) + e^{-\kappa(T-t)} X_t - \int_t^T e^{-\kappa(T-s)} \lambda_s ds + e^{-\beta(T-t)} Y_t + (\mu_u h_u - \mu_d h_d) (1 - e^{-\beta(T-t)}) / \beta,$$

kjer sta μ_u in μ_d pričakovana zgornji skok in spodnji skok. V skladu z intuicijo zelo visoka povprečna vrednost hitrosti komponente Y pomeni, da imajo zelo visoke vrednosti Y majhen

vpliv na terminsko ceno. Za oblikovanje cen Evropske opcije je uporabljena Monte Carlo simulacija (enačbe (7-9)) in dinamika terminskih pogodb.

Ker se mesečni prenos zmogljivosti na vsaki meji lahko dodeli v obliki bodisi PTR ali FTR, je potrebno modelirati enega od postopkov za dodeljevanje, da se omogoči primerjava. Zato se moramo osredotočiti na meje, kjer so pravice prenosa dodeljene eksplicitno in kjer so PTR dolgoročne pravice, in za primerjavo uporabiti model, ki bi vrnil vrednosti opcije za virtualne primere, kjer so trgi preverjeno implicitni in so FTR dolgoročne pravice za posredovanje podatkov. Ker so vrednosti FTR modelirane vrednosti, ki zaradi poenostavitve modela lahko odstopajo od realnih vrednosti, kot je na primer predpostavka o stabilnosti izvršitve, so se ravno tako lahko modelirale vrednosti po vzoru PTR, ki so omogočile primerjavo vrednosti med PTR in FTR. Pri modeliranju PTR je potrebno vzeti v zakup dejansko funkcijo imetnika opcije z delno izvršitvijo, torej lahko imenuje le nekaj ur na dan, vendar se predpostavlja, da so razlike med vrednostmi pozitivne za vse ure določenega dneva, če cene vnaprej predvidevajo možnost "v denarju". Tako bi lahko razlike med modeliranimi in dejanskimi avkcijskimi rezultati PTR zagotovile vpogled v morebitne verjetnostne izboljšave za oblikovanje dejansko uporabnih PTR, kot tudi vsako vrednost delne izvršitve. (Janssen, Niedrig & Wobben, 2011, str. 9,10)

3.2 Primerjava FTR in PTR vrednotenja

Čezmejne prenosne zmogljivosti električne energije so bodisi v obliki (Physical and Financial Capacity Rights for Cross-Border Trade, 2011, str. 46):

- finančnih prenosnih zmogljivosti (FTR), ki v določenem primeru predstavljajo ali pravico ali dolžnost,
- fizični prenosnih zmogljivosti (PTR), za katero velja, da je opcija z lastnostjo "uporabi ali prodaj".

V praksi razlika med njima ni vedno jasna, glede na to, da je končni cilj v obeh primerih prenosnih zmogljivosti omogočiti trgovanje med dvema sosednjima območjema, ne da bi se imetnik pravic izpostavljal tveganju in stroškom, ki bi nastali zaradi zastojev.

3.2.1 FTR vrednotenje

Mnogi trgi električne energije, ki so medseboj spojeni, upravljajo implicitna imenovanja za medmrežno povezovanje, kjer določijo proizvajalce, ki bi naj pošiljali električno energijo na vsak trg. Posledica odločitve vpliva na končno ceno na trgu. Če so daljnovodi, ki povezujejo sosednje trge primerni za prenos zahtevanih transferjev, bodo cene na teh dveh trgih enake.

V primeru ko pa daljnovodi porabijo vso razpoložljivo kapaciteto in kljub temu ne zadostijo povpraševanju po električni energiji, se pojavi razlika med cenama med trgov. Takšna situacija se imenuje zastoj in razlika v cenah nastopi zaradi presežka porabe. Cenovna razlika je enaka vrednosti presežka, ki ga daljnovod porabi v takem trenutku. FTR v taki situaciji daje pravico do zahtevka vsote denarja, ki je enak presežku pri zastoji. Če se proizvajalec nahaja v nizko cenovnem območju je zanj povsem enako, če le ta izvaža v območje visokih cen električne energije ali proda po sicer nižji ceni in v razliko vzame vrednost FTR. V primeru kupca, ki se nahaja v visoko cenovnem območju pa je zanj povsem indiferentno če dobi električno energijo iz nizko cenovnega območja ali pa kupi produkt v visokem cenovnem območju in zasluži vrednost v višini vrednosti FTR. Tako je FTR enakovredna finančnemu produktu, ki je glede na vrednost enak dostopu do daljnovoda. Ampak ta povezava dobro deluje le v primeru, ko so tržne cene določene v obeh trgih in tukaj ima proces spajanja trgov bistven pomen pri povezovanju dveh različnih trgov.

Lokacijska marginalna cena (v nadaljevanju LMP) je v celoti usklajena implicitna dražba, kjer je zmogljivost implicitno dodeljena na podlagi povpraševanja in proizvodnje. Neodvisni upravljalec sistema (v nadaljevanju ISO) zbira podatke ponudbe, da lahko na trg posreduje največjo socialno blaginjo ob upoštevanju omrežnih omejitev. Če v omrežju znotraj regije ni zastojev, je cena električne energije povsod v regiji enaka. V primeru zastojev, se lahko cene električne energije razlikujejo od regije do regije. Te cenovne razlike povzročijo presežke, kar posledično privede do zastojev, ki jih ISO popisuje in nato poskuša razrešiti.

ISO skozi vse leto organizira dražbe, kjer se prodajajo finančne čezmejne prenosne zmogljivosti, z nakupom katerih se na takem trgu da izogniti tveganju. V splošnem finančna čezmejna prenosna zmogljivost pravzaprav predstavlja tako pravico kot obveznost. Imetniki FTR imajo pravico do prejemanja razlike med LMP in ceno ISO, če je ta pozitivna, v nasprotnem primeru pa obveznost plačila ISO, če je ta razlika negativna. Za FTR pravimo, da so ugodne, kadar je vrednost izhodne LMP večja od vrednosti vhodne LMP. Lahko se zgodi, da imetnik FTR plačuje za to, da ima v lasti FTR, ko je vrednost pridobljene LMP manjša kot vnešena LMP. V tem primeru je denarni delež enak MWh vrednosti FTR pomnožen z razliko v LMP od trenutka prejema do trenutka dostave. (Bajpai & Singh, 2004, str. 573)

Na FTR, kot smo jih opisali, lahko gledamo kot potencialni standardni instrument za varovanje regionalnega cenovnega tveganja na trgih s spajanjem in tako tudi implicitno dodeljevanje prenosa. Velja za čisti finančni instrument, kar pomeni, da imetnik nima nikakršnega fizičnega dostopa do omrežja. Ker FTR-ji nimajo fizične interpretacije, so izvzeti iz trgovanja na energetske trgu. Imetnik FTR prejme izplačilo neglede ali je udeležen na energetske trgu.

Da bi modelirali vrednosti FTR, je v uporabi model vrednotenja za sveženj evropskih nakupnih opcij, ki je neposredno napisan na ceno.

$$FTR^{[T1;T2]}(t) = \sum_T E^Q[\max(S_T - K, 0/S(t))]. \quad (11)$$

Te pravice prenosa so opsijske pogodbe, napisane na razširjene urne promptne cene na sednjem trgu. To spominja na proces z osnovno vrednostjo prenosa na trgu z implicitno dodeljenim prenosom zmogljivosti. Osnovna ideja implicitnih dražb je simultano imenovanje omrežne količine in energije. Udeleženci na trgu kupijo in prodajo energijo na tržnih platformah, in tržni operater skupaj s TSO-jem implicitno zagotovijo, da zmogljivost omrežja omogoči izvedljivost poslov na trgu. Te čezmejne implicitne avkcije se običajno imenujejo spajanje trgov.

3.2.2 PTR vrednotenje

Za razliko od FTR so PTR opcije na razpon pričakovanih cen, saj imenovanje poteka tudi pred dnevom obračuna, to pomeni, da še vedno obstaja tveganje prenosa električne energije v nizko cenovno regijo. Izvršitev prenosa opcij pomeni obveznost do imenovanja fizičnega prenosa. Tako je na primer PTR, opsijska pogodba na razliko cen terminskih pogodb.

PTR omogoča izvajanje dvostranskih pogodb o ponudbi električne energije med proizvajalcem in porabnikom tudi v času zastojev. V pravicah je zajeta tudi pristojbina imenovanja moči, ki bi bila v takem trenutku prenešana po povezavi. Višina izdanih pravic mora biti manjša ali enaka zmogljivosti povezave.

Kot je že omenjeno, lahko PTR razumemo kot skupek evropskih nakupnih opcij v cenovnih razponih promptnih ali kot skupek evropskih opcij na razliko v promptnih cenah obeh držav mejnic. Pri izpeljavi PTR formule si pomagamo s stohastično diferencialno enačbo

$$dX_t = -\kappa X_t dt + \sigma dW_t, \quad (12)$$

ki jo je potrebno izračunati, da se lahko ugotovijo promptna cena $S_t = f(t) + X_t$, pogojna pričakovana vrednost $E[S_t|F_{t_0}]$ in pogojna varianca $V[S_t|F_{t_0}]$.

V magistrski nalogi je PTR modeliran kot:

$$PTR_{T_0}^{T1;T2}(t) = \sum_T E^Q[\max(E^Q[S_T/S_{T_0}] - K, 0)/S(t)]. \quad (13)$$

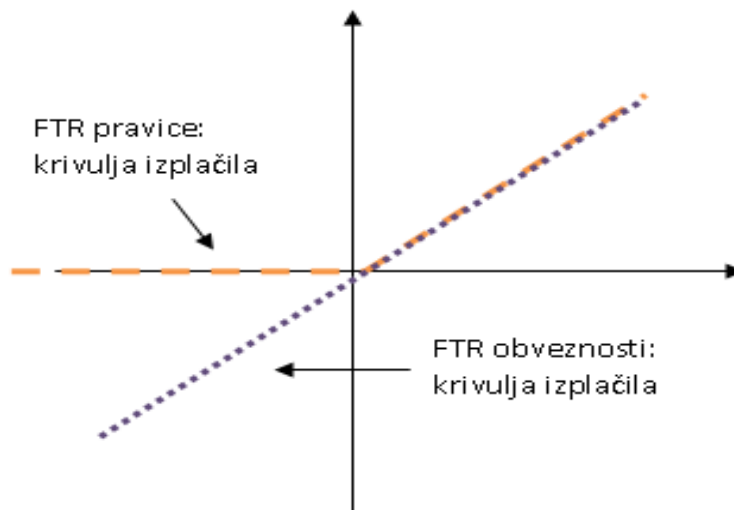
Te pravice za prenos je treba izvajati zjutraj $d - 1$ (dan pred dejansko dostavo), kar je enako trenutnemu prevladujočemu trendu za dolgoročne pravice (koledarskih let in mesecev), prodane na dražbi za upravljavce električne energije prenosnega omrežja v osrednjevzhodni regiji.

3.2.3 Pravice in obveznosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti

Kot je zgoraj opisano je izplačilo FTR enako razliki med vhodno in izhodno vrednostjo pomnoženo s količino porabljene elektrike. V primeru negativne razlike in okvira pravic FTR ter predpostavk v modelu, je izplačilo enako nič. Po drugi strani pa lahko imajo obveznosti FTR ali pozitivno ali negativno izplačilo, odvisno od razlike v cenah in usmeritve definicije FTR, kot prikazuje Slika 6.

Če sta spajanje trgov in implicitno imenovanje v območju z enim daljnovodom (vse ostale stvari so nespremenjene), potem je izplačilo PTR s pogojem "uporabiti ali izgubiti" enakovredno izplačilu FTR pravic za oba, trgovalca in TSO. Kljub temu pa obstajajo pomembne razlike kadar govorimo o FTR obveznostih.

Slika 6: Krivulji izplačil kot pravice ali dolžnosti FTR



Vir: *Physical and Financial Capacity Rights for Cross-Border Trade, 2011.*

4 OCENA IN VREDNOTENJE MODELA

4.1 Opis problema

Cene produkta so zelo pomembne, saj z njimi stabiliziramo in distribuiramo dohodke, nadzorujemo kupne moči, usklajujemo proizvodnjo in porabo proizvodov. Prav tako imajo vpliv na proizvajalce, da uravnotežajo raven dobave in s tem regulirajo povpraševanje po blagu in storitvah na trgu. Zato so cenovne tehnike za energijo zelo pomembne pri zavarovanju učinkovitosti na trgu v primeru stroškovnih variacij dobave energije na energetske trgu.

Vsakega kupca oz. potrošnika zanima le znesek, ki ga bo porabil za električno energijo. Ta denarni znesek pa predstavlja stohastično spremenljivko, odvisno od cene električne energije in porabljene količine v določenem trenutku. Splošno vemo, da imajo različni potrošniki različna vedenja glede porabe, ravnotako pa se razlikuje njihova dinamika zneskov denarja. Tako vemo, da so tehnike oblikovanja cen res velikega pomena za doseganje pravične cene, tako na strani povpraševanja kot na strani ponudbe.

V nadaljevanju so predstavljena in opisana matematična orodja, ki se uporabljajo za problem cen na trgu električne energije. Povdarek je na oceni, kot tudi empirični in statistični analizi opisanega modela, ter opisu podatkov in empirične premije tveganja za slovenski trg z električno energijo.

4.2 Izbira podatkov

Poraba električne energije je skozi dan različna. Splošno velja, da je nižje povpraševanje ponoči medtem, ko poraba okoli pete ure popoldan vidno naraste. Zaradi današnjega načina življenja je to ura, ko ljudje pridejo domov iz službe in šole ter vklopijo vse svoje naprave, kot so TV, kuhinjski in drugi aparati, luči...

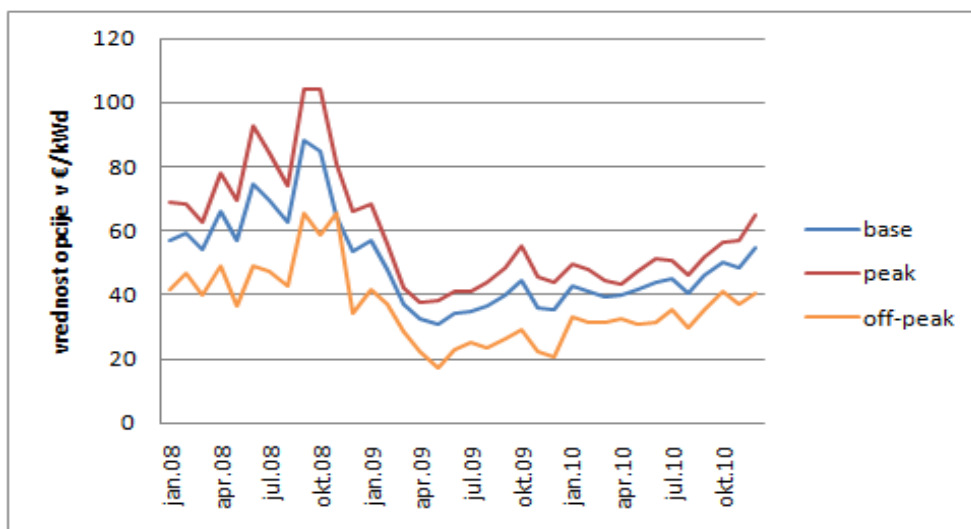
Vsi ti podatki pa pripomorejo k lažjemu usklajevanju povpraševanja s ponudbo električne energije na trgu. Posledično se skozi dan spreminjajo tudi cene električne energije na trgu. Vrednost delimo na nočno1 (angl. *off-peak1*) vrednost električne energije, za katero velja čas merjena od polnoči do osme ure zjutraj, nočno2 (angl. *off-peak2*), od osme ure zvečer do polnoči, trapezne oz. koničaste (angl. *peak*) vrednosti, od osme ure zjutraj do osme zvečer in osnovno oz. pasovno (angl. *base*) vrednost električne energije, ki je merjena skozi cel dan.

Nočne vrednosti električne energije se nanašajo na nižje, znižane cene električne energije v določenem času. Nočni čas je v splošnem čas, ko domovi in podjetja porabijo manj električne energije. Nočne vrednosti se razlikujejo glede na lokacijo, vendar se najpogosteje uporabljajo ponoči in/ali ob koncu tedna. Razlog, da se elektrika zaračuna po nižji ceni je, da se spodbudi ljudi k uporabi elektrike izven časa največje obremenitve omrežja.

Osnovne vrednosti se merijo skozi ves dan in predstavljajo najnižjo raven povpraševanja električnega napajalnega sistema v 24-tih urah. Te vrednosti se običajno spreminjajo iz ure v uro glede na območje obremenitve. V magistrskem delu smo s pomočjo modelov uporabili in analizirali osnovne vrednosti električne energije.

Za koničaste vrednosti velja, da je povpraševanje v času najvišje dnevne porabe in zato v območju najvišje obračunske lestvice.

Slika 7: Povprečje vrednosti električne energije na primeru Nemčije



4.3 Enote električne energije

Električna energija se meri v osnovnih enotah imenovanih vati, po izumitelju pralnega stroja Jamesu Wattu. En vat je zelo majhna količina energije. Kilo vat predstavlja 1.000 vatov. Kilo vatna ura (v nadaljevanju kWh) je enota, ki je enaka energiji 1.000 vatov, ki jo porabi uporabnik v času ene ure. Količina proizvedene ali porabljene električne energije se meri v kilovatnih urah. Kilo vatne ure se določijo z množenjem števila kW, ki se porabijo v določenem številu ur uporabe. V nalogi so podatki zaradi omejene razpoložljivosti le teh v enoti kilovatni dan (v nadaljevanju kWd).

4.4 Razvoj razpona cen

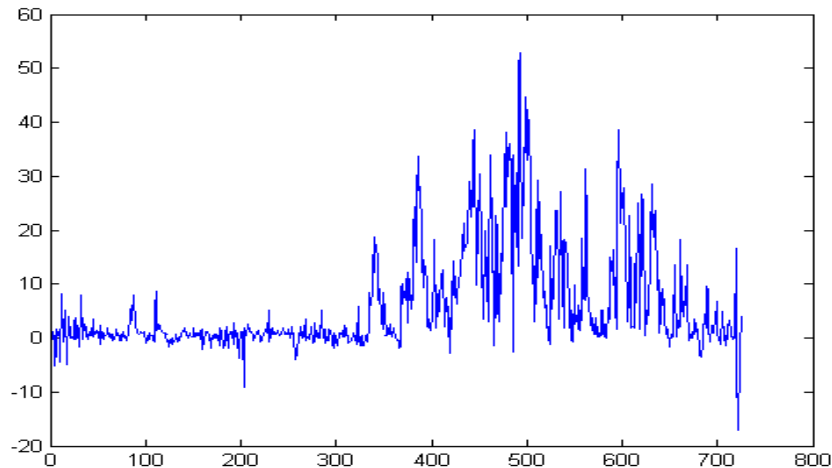
Analizirali smo pravice prenosa električne energije med Slovenijo in sosednjo državo Avstrijo, Avstrijo in Nemčijo ter med mejnima državama Francijo in Nemčijo, za obdobje treh let, od začetka leta 2010 do konca leta 2012. Poteka na osnovi Mertonovega difuzijskega modela s skoki (angl. *Merton's jump diffusion model*). Model, ki je razširjena oblika Black-Scholesa, je kombinacija Brownovega gibanja ter skokov. Model skuša zajeti negativne 3. momente in preseči 4. moment gostote logaritmiranih vrednosti z enostavnim dodatkom Possionovega procesa s skoki. Stohastična diferencialna enačba, na kateri temelji model je:

$$dS = r * Sdt + \sigma * SdW + jumps. \quad (14)$$

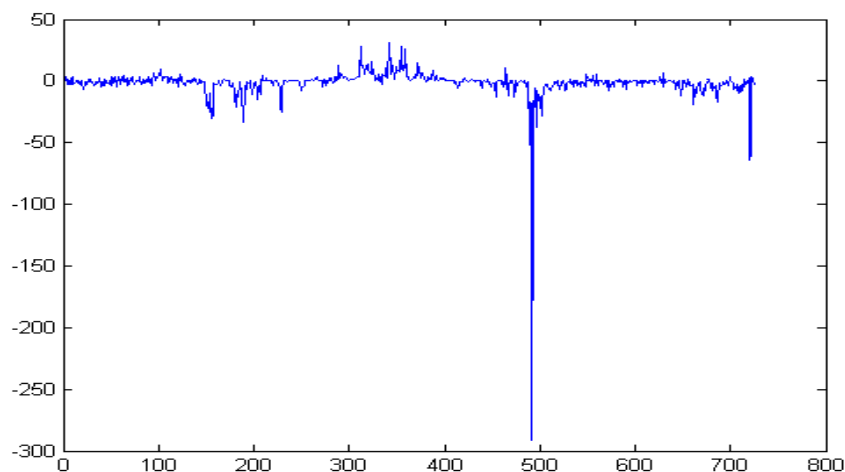
V primerjavi z Avstrijo, lahko na Sliki 8 vidimo, da so cene v Sloveniji v povprečju že od nekdanj višje kot v Avstriji. Tako pravice za prenos iz Avstrije na slovenski trg električne

energije imenujemo "izven denarja", medtem ko so pravice v obratni smeri "v denarju". Rezultati prikazujejo, da je bila najvišja razlika v cenah v obdobju od marca leta 2010 do decembra 2012, v začetku leta 2012, medtem ko so se večja nihanja pojavila že v sredini leta 2011. Nihanja cen po letu 2011 so prinesla posledice globalne finančne krize.

Slika 8: Dnevne cene električne energije za primer Slovenije in Avstrije

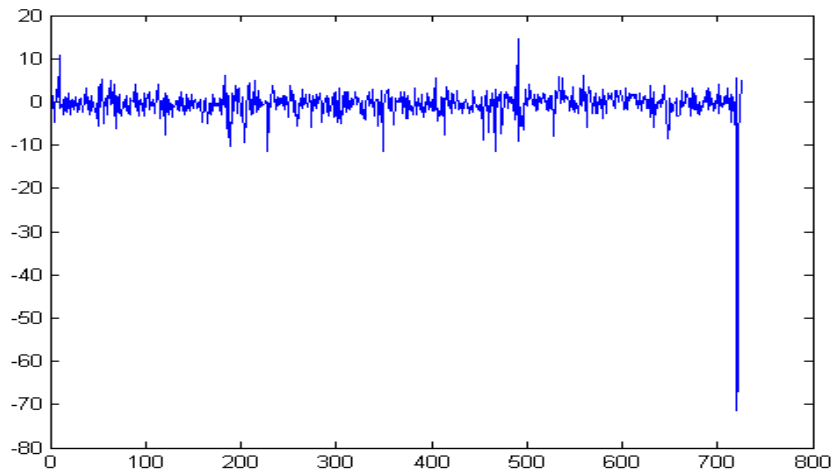


Slika 9: Dnevne cene električne energije za primer Nemčije in Francije



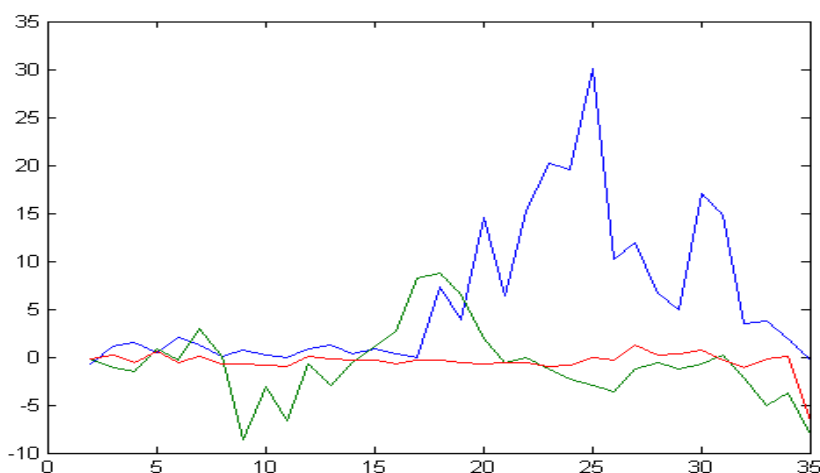
V primeru držav mejnic Nemčije in Francije, na Sliki 9, je razvidno, da so cene med leti 2010 in 2012 bolj primerljive kot cene med Avstrijo in Slovenijo. Z izjemo 8. februarja 2012, ko je cena elektrike v Franciji prekoračila nemško za kar 5-kratno vrednost cene v Nemčiji, ki je na dan 8. februarja 2012 znašala 76,49 €. Razlika v ceni je nastala zaradi gospodarskih tokov in je trajala manj kot teden dni, nato pa padla na prej obstoječe povprečje. V tem primeru kot je Nemčija–Francija, ko je realna vrednost blizu nič, govorimo o "pri denarju".

Slika 10: Dnevne cene električne energije za primer Nemčije in Avstrije



Podobno kot pri prejšnjem primeru Nemčije in Francije je tudi med državama Avstrije in Nemčije cenovna razlika majhna. Na Sliki 10 lahko vidimo, da so maksimalne razlike dnevnih cen precej manjše kot 10 €. Izjema je konec leta 2012, ko je bila dnevna razlika v cenah tudi do 71 €. Nastalo razliko so povzročile cene v Nemčiji. Na strani nemškega energy blok-a (BNetzA: Fewer Critical Situations in German Grids Despite Long Winter, 2013) so pojasnili, da je do kritičnih razmer v nemških omrežjih na dan 24. decembra 2012 prišlo zaradi višjega prispevka od vetra oziroma sončnih elektrarn, kot pa je bil pričakovan. Tistega dne se je zgodil visok proizvod iz vetrnih elektrarn v času nizkega povpraševanja. Položaj je poslabšalo še dejstvo, da konvencionalne elektrarne niso zmanjšale proizvoda.

Slika 11: Drseče povprečje dnevne promptne cene razmika

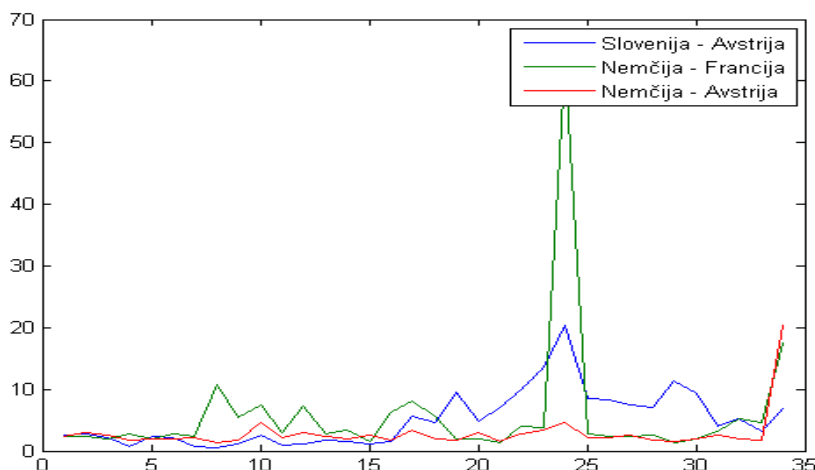


Slika 11 prikazuje drseče povprečje dnevne promptne cene razmika med slovensko in avstrijsko (modra črta), nemško in francosko (zelena črta) ter nemško in avstrijsko (rdeča črta)

ceno z zamikom enega meseca. Gre za aritmetično sredino gibanja cen, ki je enaka kvocientu vsote preteklih vrednosti v danem obdobju in željeno dolžino obdobja. Iz podatkov lahko razberemo, da je v povprečju cena v Nemčiji in Avstriji enaka. Najvišja razlika v cenah med državama se je ustvarila konec leta 2012. Podobno velja za primer Nemčija–Francija. Tudi v tem primeru je cena v povprečju blizu nič. Čezmejne prenosne zmogljivosti električne energije na meji med Nemčijo in Francijo so ravno tako ”pri denarju”, medtem ko bi za konec leta 2012 lahko rekli, da so pravice ”izven denarja”, saj so cene konec decembra v Franciji višje od cen v Nemčiji.

Večje razlike so med slovensko in avstrijsko ter nemško in francosko ceno. Razlika v ceni med Avstrijo in Slovenijo je ustvarila najnižjo točko oz. najvišjo razliko med cenama na začetku leta 2012. Iz praktično enake stopnje v letu 2010 sta v letu 2012 ustvarila nekaj več kot 30 €/MWd razlike.

Slika 12: Standardni odklon razpona cen električne energije (dnevni podatki izračunani iz razpona cen v preteklem letu)



Slika 12 prikazuje podobne ugotovitve kot Slika 11, kjer so se nihanja znatno povišala v zadnjih mesecih, kar lahko predpostavimo, če pogledamo razvoj dnevnega širjenja cen (Slike 8, 9, 10), ki se odraža v razvoju standardnega odklona (Slika 12).

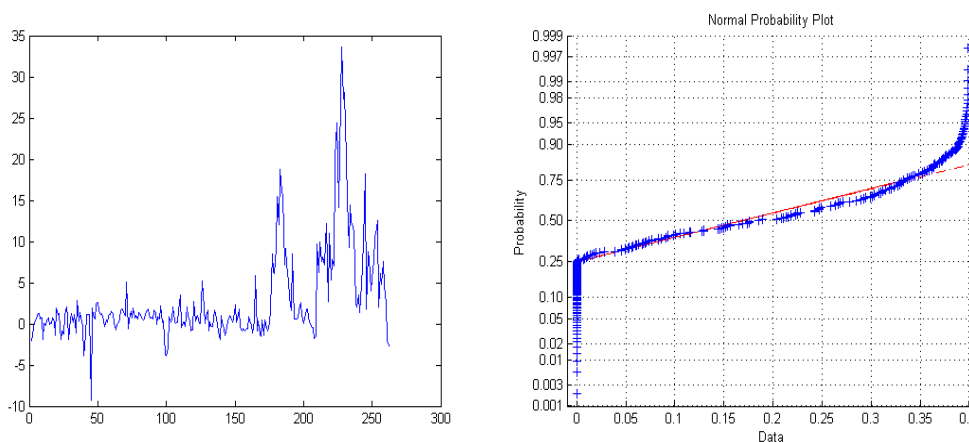
Izstopa standardni odklon razpona cen električne energije med Nemčijo in Francijo (zeleni črta) v času gospodarske nestanovitnosti konec decembra 2012.

4.5 Analiza podatkov in ocena

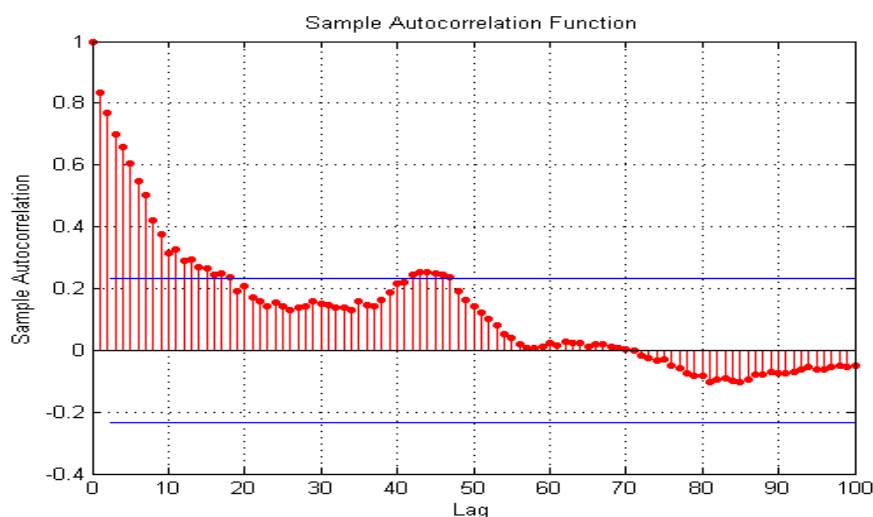
4.5.1 Mejni državi Slovenija–Avstrija

V nadaljevanju je ocenjena mesečna pravica prenosa med Slovenijo in Avstrijo od novembra 2010 do oktobra 2011. Izračun ocene temelji na podani statistiki osnovnega nabora podatkov (Slika 13).

Slika 13: Originalni podatki – leto dnevnih razlik (izključno med trgovalnimi dnevi) v ceni med Slovenijo in Avstrijo (levo) in slika normalne porazdelitve, ki pripada danim podatkom (desno)



Slika 14: Empirične avtokorelacijske funkcije za ceno med Slovenijo in Avstrijo



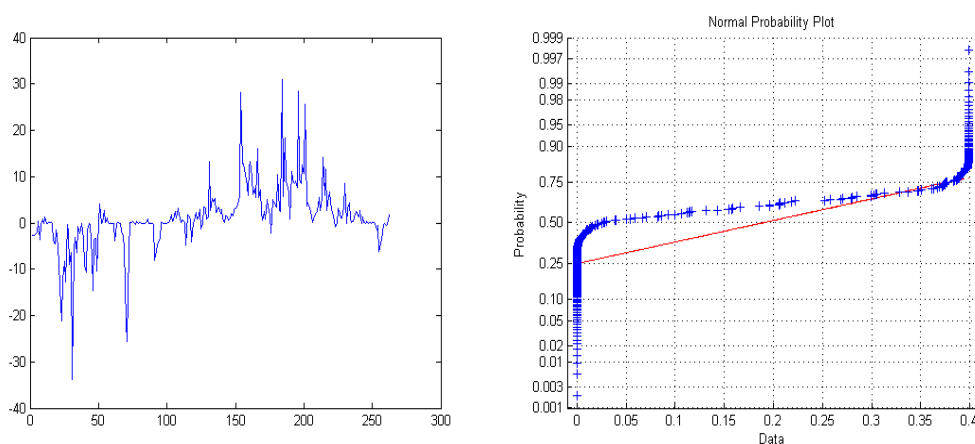
Na prvi pogled se zdi, da ima naš nabor podatkov težke repe porazdelitve, ampak je skoraj brez avtokorelacije (razen majhne avtokorelacije za $t = 40$, glej Sliko 14). Na eni strani je potrebno podatkovni niz filtrirati tako, da velika odstopanja od povprečne povratne ravni f

nimajo nobenega vpliva na oceno razpršilnega dela X . Po drugi strani pa to pomeni, da je cena ob 23:00 uri za prejšnji dan informacijsko najboljša za ceno v dnevu.

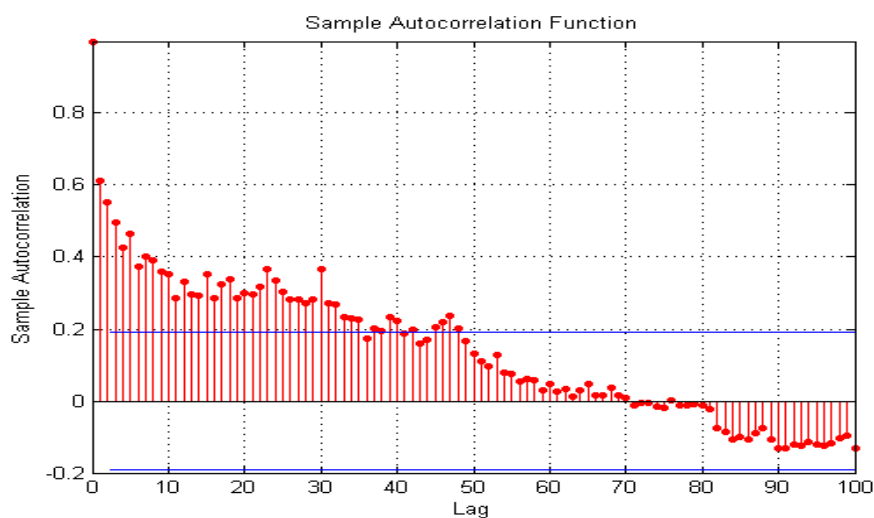
4.5.2 Mejni državi Nemčija–Francija

V statističnih podatkih med mejnima državama Nemčije in Francije so tako kot pri prejšnjem primeru uporabljeni podatki za eno leto, od novembra 2010 do oktobra 2011.

Slika 15: Originalni podatki – leto dnevnih razlik (izključno med trgovalnimi dnevi) v ceni med Nemčijo in Francijo (levo) in slika normalne porazdelitve, ki pripada danim podatkom (desno)



Slika 16: Empirične avtokorelacijske funkcije za ceno med Nemčijo in Francijo



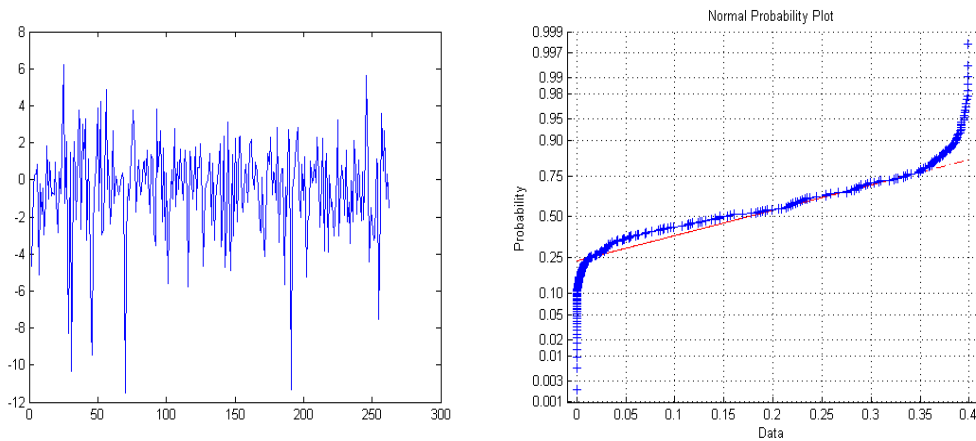
Za ceno med Nemčijo in Francijo velja, da ni avtokorelacije, kar z drugimi besedami pomeni, da ni signala s samim seboj. Vendar podobno kot pri primeru Avstrija–Slovenija, tudi tukaj ta nastopi zelo pozno.

Na sliki normalne porazdelitve je razvidno, da za razliko od podatkov Slovenije–Avstrije, nastane večje odstopanje. Razlog odstopanja so večja nihanja med vrednostimi obeh držav, kot je razvidno iz leve slike originalnih podatkov za eno leto.

4.5.3 Mejni državi Nemčija–Avstrija

Letni podatki mejnih držav Nemčije in Avstrije v primerjavi s podatki prejšnjih mejnih držav najbolj odstopajo. Graf letne razlike v cenah med državama prikazuje neravnovesje med njunimi cenami, ki se odraža tudi v avtokorelacijski funkciji (Slika 17).

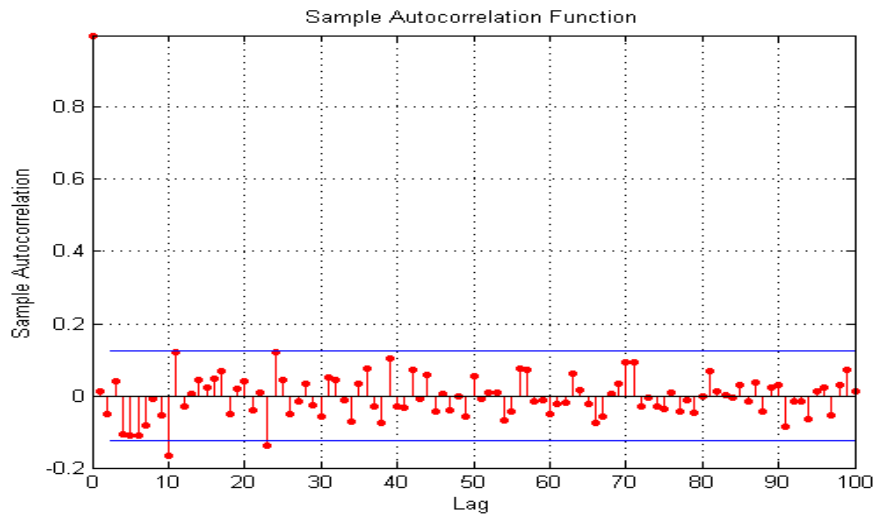
Slika 17: Originalni podatki – leto dnevnih razlik (izključno med trgovanjskimi dnevi) v ceni med Nemčijo in Avstrijo (levo) in slika normalne porazdelitve, ki pripada danim podatkom (desno)



Za razliko od prejšnjih primerov, kjer so bile maksimalne razlike vrednosti sicer večje kot na primeru Nemčija–Avstrija, je iz podatkov razvidno pogostejše dnevno odstopanje. Čeprav so se vrednosti med letoma 2010 in 2011 absolutno gledano povzpele le do vrednosti 12 €/MWd, so bile dnevne razlike višje kot pri mejnih državah Slovenije in Avstrije ter Nemčije in Francije.

Na tretjem primeru držav mejnic Nemčije in Avstrije je avtoregresijski koeficient prvega odloga statistično značilno različen od nič. Za razliko od prejšnjih primerov je funkcija tukaj povsem brez nastopa avtokorelacije, z majhno izjemo pri desetem odlogu.

Slika 18: Empirične avtokorelacijske funkcije za ceno med Nemčijo in Avstrijo



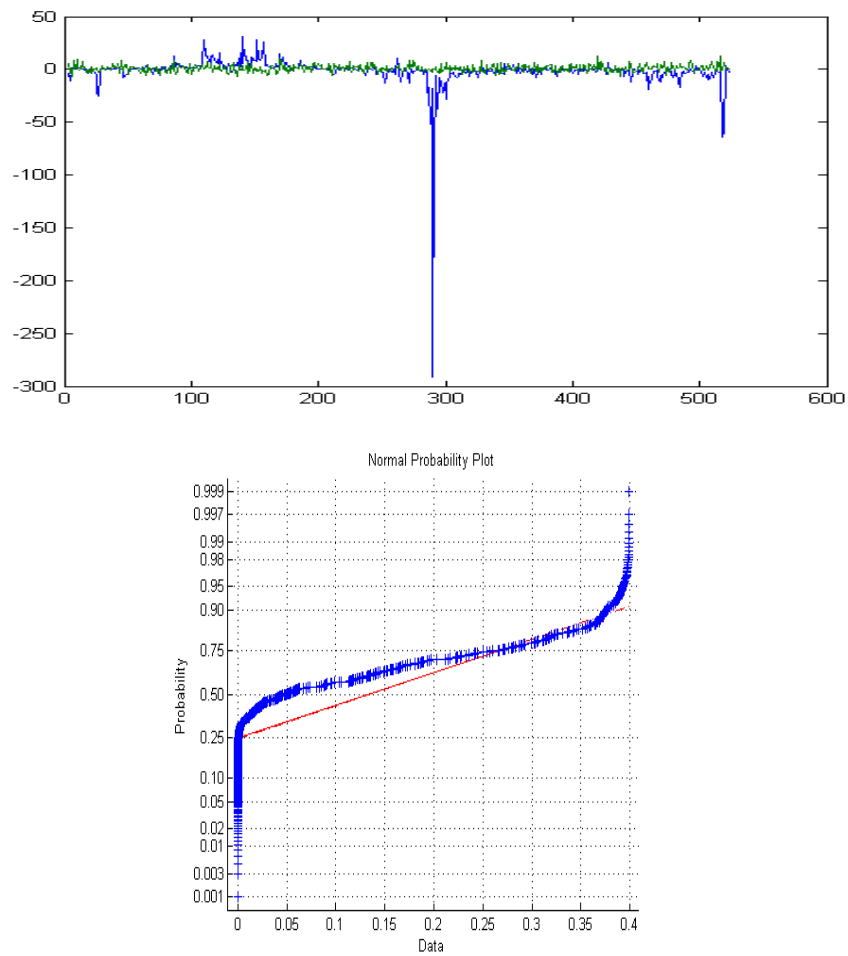
5 PROCES OCENJEVANJA

Posledica, ki nam jo vrnejo podatki iz dolgoročnega razvoja razpona cen za dan v naprej je, da nestanovitnost razpona cen ni konstantna skozi čas. Da bi se ustrezno uporabljal konstantni nestanovitni model in bi zajemal dovolj podatkov, moramo izračunati model za vsak posamezni primer, za vsako mesečno čezmejno prenosno zmogljivost, z uporabo dnevne cenovne razlike natanko dveh let od trenutka vrednotenja. Tako imamo za vsako leto vrednotenja nov nabor podatkov, ki jih sestavlja približno $2 \text{ (leti)} * 250 \text{ (vrednosti v enem letu)} * 1 \text{ (na dan)} = 500$ cen, ki so vgrajene v model.

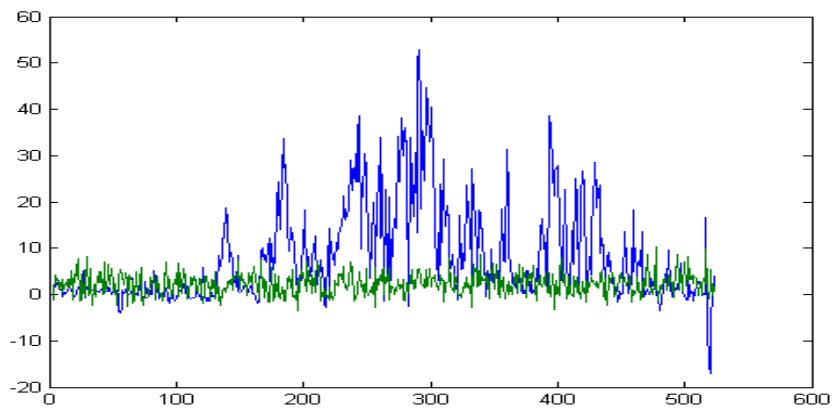
Za razliko od večine trgov z električno energijo je nemški trg prodaje na debelo razčlenjen trg, kjer je vsakomur dovoljeno trgovati z električno energijo ali preko nemške evropske energetske borze (v nadaljevanju EEX) ali bilateralno za kratkoročno in dolgoročno dobavo. Za energetski trg velja, da ni mehanizma, s katerim bi bilo lahko neposredno pokriti fiksne stroške proizvodnje zmogljivosti.

Za empirično analizo in postopek ocenjevanja smo uporabili EEX podatke na dnevnem in terminskem trgu za obdobje od januarja 2011 do decembra 2012. Meritve temeljijo na vseh podatkih do konca prejšnjega dne pred vrednotenjem. Frekvenca skokov se v urnih cenah električne energije čez dan zelo razlikuje. Da bi dobili predstav o tej časovni odvisnosti, se identificirajo konjice za natančno tiste točke v določenem času, ko podražitve presegajo trikratno standardno deviacijo časovne vrste. Ker se vrednosti in njihove deviacije privzame kot normalno porazdeljene, so pod dopustna odstopanja mišljene vrednosti, ki ne smejo biti prekoračene. Le tem večinoma odgovarja trikratni standarni odklon.

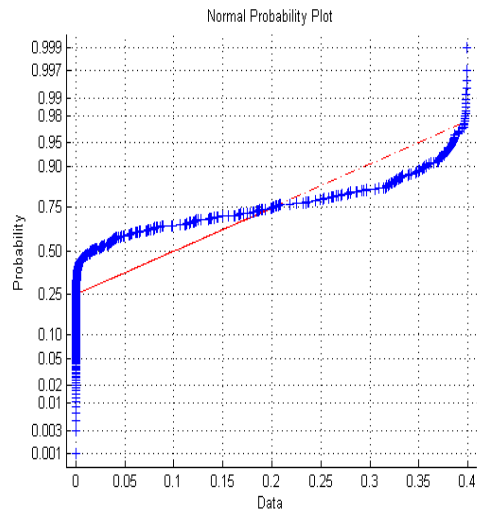
Slika 19: Filtrirane razlike razponov cen med Nemčijo in Francijo ter ustrezna normalna verjetnostna porazdelitev



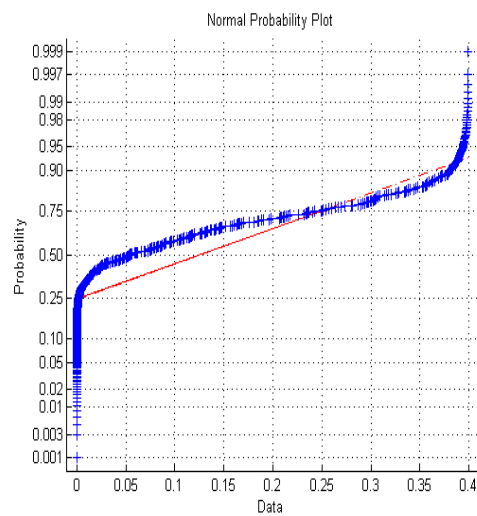
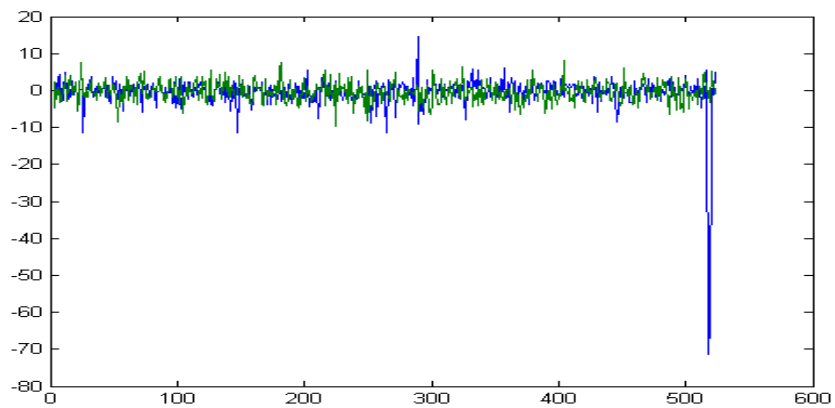
Slika 20: Filtrirane razlike razponov cen med Slovenijo in Avstrijo



Slika 21: Ustrezna normalna verjetnostna porazdelitev med Slovenijo in Avstrijo

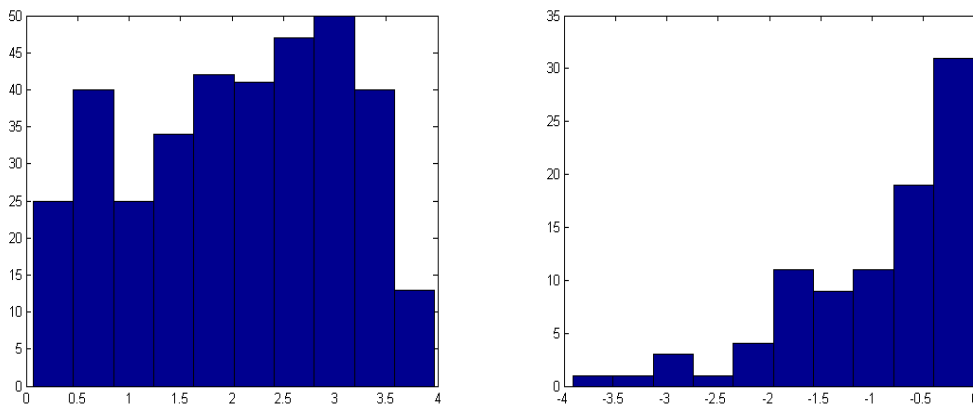


Slika 22: Filtrirane razlike razponov cen med Nemčijo in Avstrijo ter ustrezna normalna verjetnostna porazdelitev



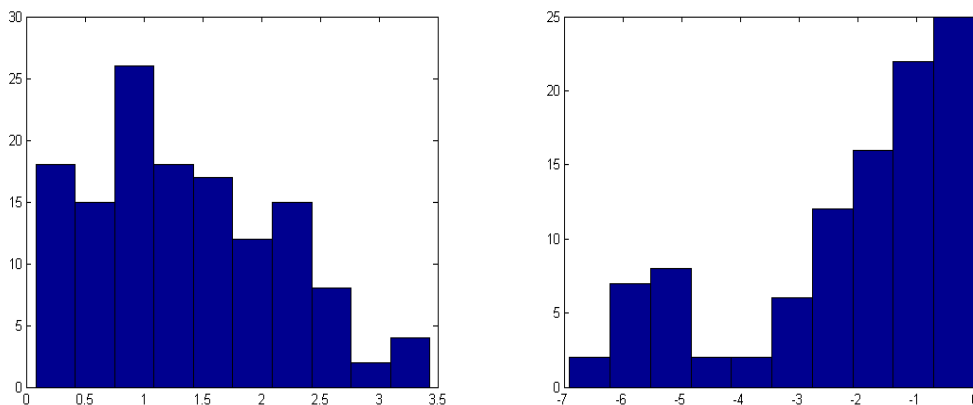
Preden lahko ocenimo procesa X in Y , je potrebno uporabiti filter iterativnih skokov za ločevanje nabora podatkov z difuzijskim delom in delom, kjer nastopajo skoki. Uporabili smo isti algoritem in podobne predpostavke, tj. predpostavka o konstantni frekvenci skokov h_u in h_d in eksponentno porazdeljenih velikosti skokov s konstantnim pričakovanjem μ_u in μ_d , kot sta jih obravnavala Branger in Wobben (Branger, Reichmann & Wobben, 2010, str. 51–89).

Slika 23: Histograma filtriranih pozitivnih (levo) in negativnih (desno) skokov na primeru Slovenija–Avstrija

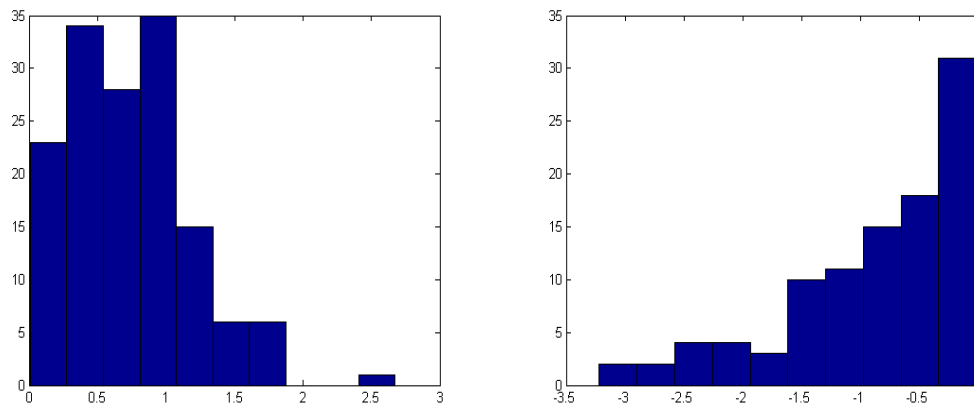


Pozitivni skoki v histogramu na primeru Slovenije in Avstrije lahko potrdijo, da je vrednost električne energije v Sloveniji splošno gledano višja kot v Avstriji. Za razliko od primerov Avstrije in Nemčije ter Francije in Nemčije, kjer je nihanje vrednosti precej bolj porazdeljeno, kot prikazujeta Sliki 24 in 25.

Slika 24: Histograma filtriranih pozitivnih (levo) in negativnih (desno) skokov na primeru Nemčija–Francija



Slika 25: Histograma filtriranih pozitivnih (levo) in negativnih (desno) skokov na primeru Nemčija–Avstrija



V nadaljevanju je podrobneje opisan postopek ocenjevanja. Ne glede na model, ki se preučuje, so koraki, ki se jim pri ocenjevanju modela sledi vedno isti:

- ocena deterministične sezonske komponente f iz preteklih podatkov z uporabo iterativnih najmanjših kvadratov t ,
- ocena nastalega koničastega dela Y preko avtokorelacijske funkcije in ocene največje verjetnosti (MLE),
- ocenjevanje difuzijskega dela X s skoki s pomočjo Markov Chain Monte Carlo.

Najprej smo uporabili iterativni filter konjic na prvotnem naboru podatkov (glej Tabelo 1 za tretji in četrti moment originalnih podatkov), da se lahko loči nabor podatkov na dva dela. En del opisuje konjice in drugi, ki je skoraj normalno porazdeljen po procesu filtracije, se imenuje razpršilni del (angl. *diffusive part*). 3. moment (angl. *skewness*) je mera asimetrije verjetnostne porazdelitve realne vrednosti naključne spremenljivke. Asimetrija vrednosti je lahko pozitivna ali negativna, ali celo nedefinirana. Po definiciji velja, če je distribucija simetrična, potem sta srednja vrednost in mediana enaki in posledično bo 3. moment enak vrednosti nič. Če je 3. moment enak nič pomeni, da imamo normalno porazdeljeno funkcijo. 4. moment (angl. *kurtosis*) je mera za konjice verjetnostne porazdelitve realnih slučajnih spremenljivk.

$$3.\text{moment} := E\left[\frac{(X_\infty - U_1)^3}{(U_2 - U_1^2)^{1.5}}\right], \quad (15)$$

$$4.\text{moment} := E\left[\frac{(X_\infty - U_1)^4}{(U_2 - U_1^2)^2}\right]. \quad (16)$$

Tabela 1: Tretji in četrti moment originalnih in filtriranih naborov podatkov

Slovenija–Avstrija		
3. in 4. empirični moment orig. in filtr. podatkov	3. moment	4. moment
Originalni podatki	1,3700	4,5813
Podatki po filtraciji	0,0487	2,6732
Nemčija–Francija		
3. in 4. empirični moment orig. in filtr. podatkov	3. moment	4. moment
Originalni podatki	-1,8380	8,9609
Podatki po filtraciji	0,1813	2,9949
Nemčija–Avstrija		
3. in 4. empirični moment orig. in filtr. podatkov	3. moment	4. moment
Originalni podatki	-10,1448	141,3766
Podatki po filtraciji	0,1639	3,2560

V vsakem koraku se vse podatkovne točke, ki odstopajo več kot vnaprej določen multiplikator standardnega odklona preostalega nabora podatkov filtrirajo in jih nadomestijo s povprečjem prejšnje in naslednje podatkovne točke. Algoritem se prekine, če se lahko opredeli več konic oz. ekstremno visoka raven vrednosti.

5.1 Ocena f in Y

Najprej je potrebno izračunati funkcijo f pridobljenih podatkov o cenah iz preteklosti, z uporabo metode iterativnih najmanjših kvadratov. Ta korak je potrebno narediti zaradi koničasto oblikovane narave cen električne energije in dejstva, da konice ne bi smele imeti vpliva na deterministični ravni. Po vsakem koraku metode najmanjših kvadratov se uporabi rekurzivni filter za urne cene, ki bi opredelila odstopanja na takšno raven, ko rast cen večkratno presega standardni odklon preostale časovne vrste.

Parametri procesa Mertonovega difuzijskega modela s skoki so:

r = netvegana obrestna mera,

v = koeficient razpršitve,

σ = koeficient volatilnosti,

λ = intenzivnost skokov,

μ = povprečna amplituda skokov,

δ = amplituda standardnega odklona skokov.

Pričakovana sprememba cene zaradi skoka je enaka $\kappa = E(Y_j - 1) = \exp(\mu + \frac{1}{2}\delta^2) - 1$, ker

je funkcija gostote verjetnosti (PDF) za amplitudo skoka v S enaka:

$$g(Y) = \frac{\exp\left[-\frac{(\log Y - \mu)^2}{2\delta^2}\right]}{\sqrt{2\pi}\delta Y}. \quad (17)$$

Glede na X je razpršitev in vsak skok i.i.d. normalne slučajne spremenljivke. Uporabljene so vrednosti parametrov navedenih v Preglednici 1 za Mertonov difuzijski model s skoki. Podatki so pridobljeni z računanjem vrednosti opcij na trgu za indeks lastniških vrednostnih papirjev, in zato predpostavimo, da so realni. (Hinde & College, 2006, str. 6)

Tabela 2: Tržni izračuni parametrov

	Vrednost		
Parameter	Slovenija - Avstrija	Nemčija - Francija	Nemčija - Avstrija
r	3,5482	3,7773	2,4380
σ	1,5518	2,1196	1,7496
λ	0,1000	0,1000	0,1000
μ	2,3026	2,3026	1,3771
δ	0	0	0,6812

Tabela 3: Parametri modela

	Parametri		
Podatki	Slo - A	N - Fr	N - A
κ	9,0000	9,0000	5,4275e+09
Povprečna vrednost negativnih skokov h_d	-0,9512	-2,1594	-0,8612
Frekvenca negativnih skokov h_d	0,1747	0,1958	0,1919
Povprečna vrednost pozitivnih skokov h_u	2,0375	1,3420	0,7370
Frekvenca pozitivnih skokov h_u	0,6852	0,2591	0,2841
Standardni odklon	1,5289	1,5095	0,6796

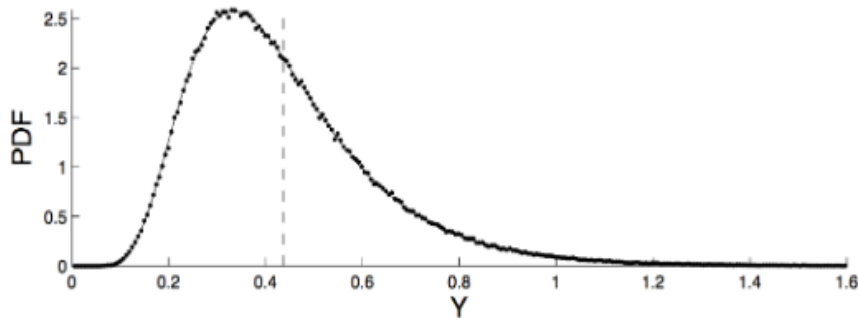
V modelu se skoki aktivirajo z dvema neodvisnima homogenima Poissonovima procesoma, ki sta v celoti določena z njihovimi sredstvi in vzajemnimi skoki frekvenc. Rezultate frekvenčnih skokov dobimo iz kvocienta števila pozitivnih ali negativnih skokov in števila podatkovnih točk. Velikosti skokov karakterizirata dve eksponentni porazdelitvi, opisani tudi z njihovimi povprečnimi vrednostmi, tj. pričakovane velikosti negativnih in pozitivnih skokov.

5.2 Monte Carlo vrednotenje

Po tem, ko so izpeljani vsi potrebni koraki ocenjevanja, se lahko izpelje še vrednost opcije s pomočjo metode Monte Carlo. Z zelo veliko vrednostjo spremenljivke M (število

časovnih intervalov) se porazdelitve zelo dobro ujemajo. Velja, da se pričakovana velikost skoka pojavi v večjem Y , kot maksimalna porazdelitev, zaradi dolgega repa, kot $Y \rightarrow \infty$. Če upoštevamo, da je $\delta = 0$, nam vrne Dirac-ovo delta funkcijo in v tem primeru bi $\mu = 0$ premaknila maksimum v $Y = 0$.

Slika 26: Porazdelitev amplitude skoka, ko je funkcija log-normalna



Vir: N. Hinde, *Jumping hedges, Hedging Options Under Jump-Diffusion*, 2006, str. 14.

Čeprav je Monte Carlo simulacija za vrednotenje opcij za eno samo sredstvo razmeroma počasna, jo je mogoče enostavno razširiti na več dimenzij. Poleg tega zagotavlja osnovo, s katero se lahko aproksimira skoke v vrednostih sredstev in oceni napako, ki se pri tem naredi. Za vrednotenje evropskih opcij z metodo Monte Carlo sledimo naslednjim korakom, ki so neodvisni od cene sredstva osnovnega modela (Glasserman, 2000, str. 30):

- simulirati M poti in pridobiti vrednosti S_t ;
- izračunati izplačilo derivatov kritja;
- izračunati diskontirane vrednosti za vsak S_t ;
- izračunati povprečje vseh poti.

Ideja Monte Carlo vrednotenja je ugotoviti pričakovano vrednost spremenljivke s pomočjo naključnih spremenljivk. V primeru, da je podana naključna spremenljivka, ki ima neznano pričakovano vrednost, je spremenljivko lažje oceniti, kot izračunati njeno vrednost. Oceno pa lahko dobimo z uporabo Monte Carlo tehnike. Pomembno je, da je ocena m_S ravnotako naključna spremenljivka z lastno vrjetnostno porazdelitvijo. Povedano drugače, pričakovana vrednost ocenjene vrednosti mora biti enaka pričakovani vrednosti spremenljivke S_t , t.j. $E[m_S] = E[S_t]$. V nasprotnem primeru bi prišlo do sistematčne napake v oceni. Varianca ocene je merilo natančnosti rezultata. Varianca je odvisna od velikosti vzorca. Kar pomeni, da se bo pričakovano odstopanje med oceno in realno vrednostjo zmanjšalo s povečanjem vzorca. Torej bo v primeru, če je varianca spremenljivke m_S enaka nič, napaka v oceni spremenljivke m_S .

V modelu Monte Carlo metode, ki smo ga uporabili v nalogi smo se najprej osredotočili na izračun pričakovane vrednosti izplačila svežnja nakupne opcije. Predpostavimo, da je S_t cena opcije v času t . Če v času T vrednost opcije $S(T)$ presega izvršilno vrednost K , imetnik opcijo unovči. Njegov dobiček je enak $S(T) - K$. Izplačilo opcije v času T je enako:

$$(S(T) - K)^+ = \max\{0, S(T) - K\}. \quad (18)$$

Da bi dobili sedanjo vrednost izplačila, smo le tega pomnožili z diskontiranim faktorjem e^{-rT} , kjer je r obrestna mera. Pričakovano vrednost lahko zapišemo kot $E[e^{-rT}(S(T) - K)^+]$.

Da bi zgoraj napisana pričakovana vrednost imela smisel, moramo določiti porazdelitev slučajne spremenljivke $S(T)$. Pomagamo si z Black-Scholesovim modelom, ki opiše gibanje cene preko stohastične diferencialne enačbe

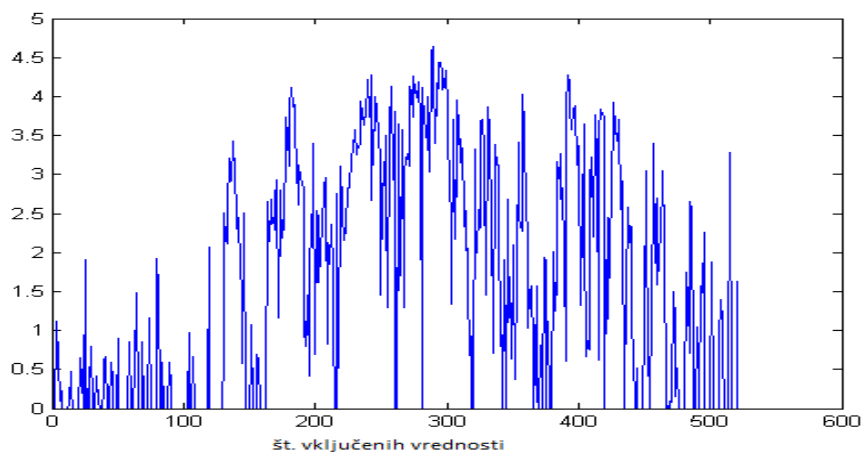
$$\frac{dS(t)}{S(t)} = rdt + \sigma dW(t), \quad (19)$$

kjer W predstavlja standardno Brownovo gibanje. Rešitev stohastične diferencialne enačbe je

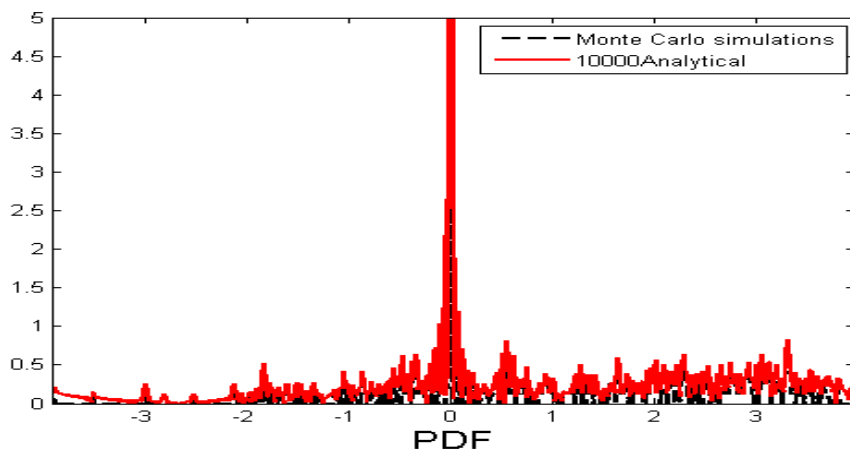
$$S(T) = S(0)\exp\left(\left(r - \frac{1}{2}\sigma^2\right)T + \sigma W(T)\right). \quad (20)$$

Predpostavimo, da je trenutna cena $S(0)$ znana in upoštevamo, da je pričakovana vrednost $E[e^{-rT}(S(T) - K)^+]$ pravzaprav integral, kjer ima $S(T)$ log-normalno porazdelitev gostote. (Glasserman, 2003, str. 4-8)

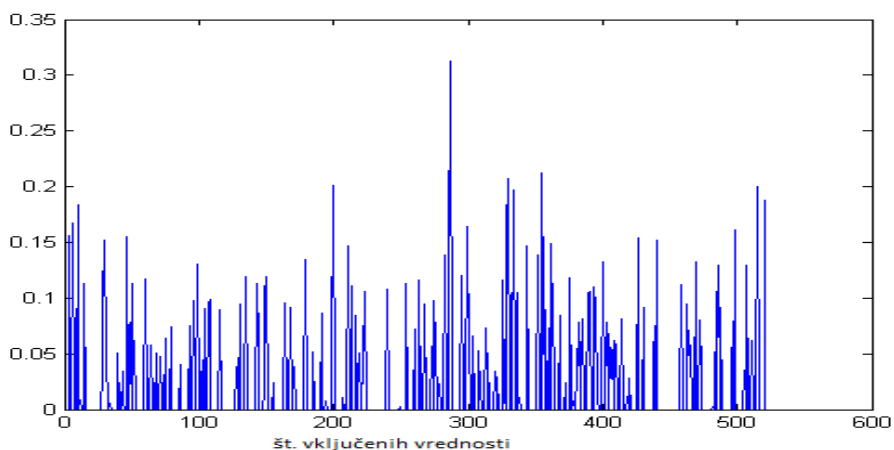
Slika 27: Monte Carlo simulacija za primer Slovenije–Avstrije



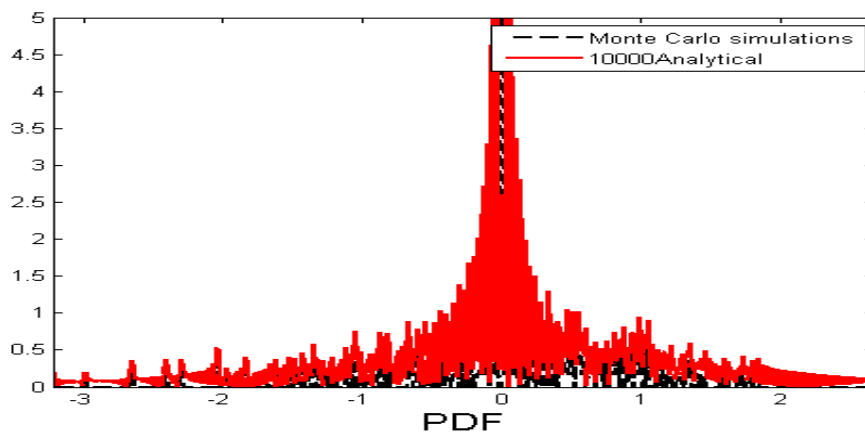
Slika 28: Pripadajoča PDF funkcija za primer Slovenije–Avstrije



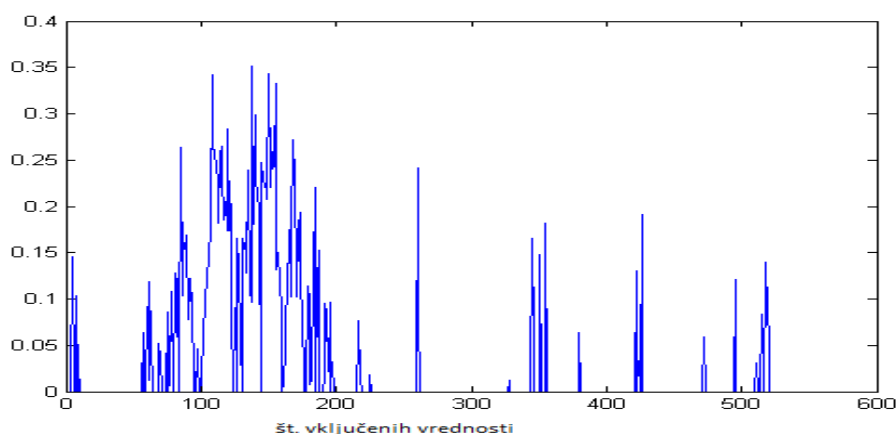
Slika 29: Monte Carlo simulacija za primer Nemčije–Avstrije



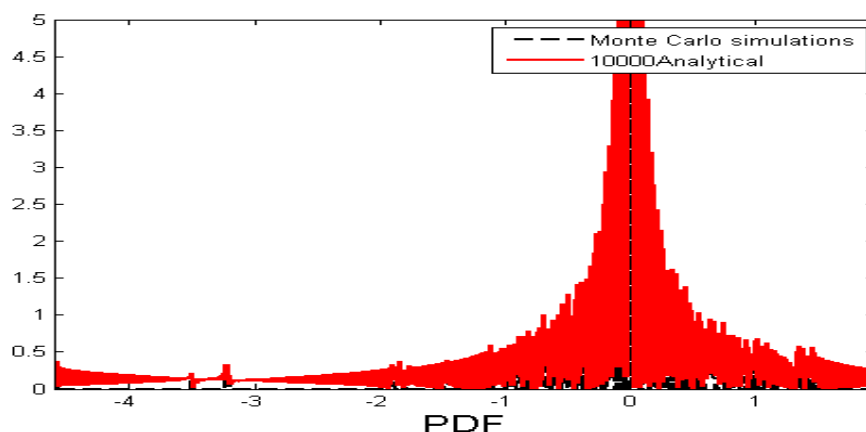
Slika 30: Pripadajoča PDF funkcija za primer Nemčije–Avstrije



Slika 31: Monte Carlo simulacija za primer Nemčije–Francije



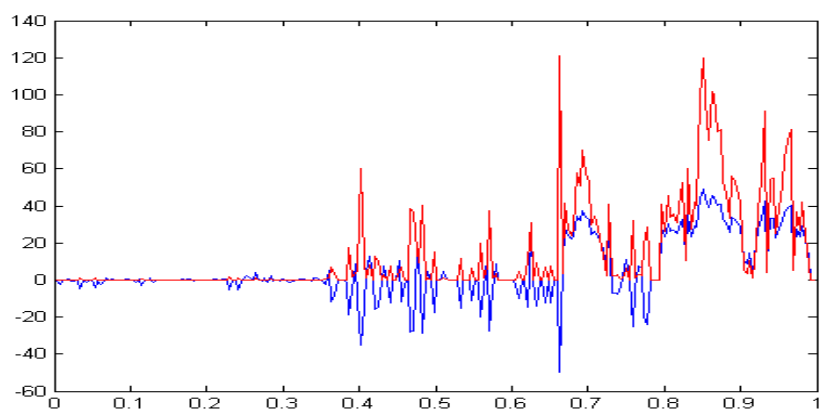
Slika 32: Pripadajoča PDF funkcija za primer Nemčije–Francije



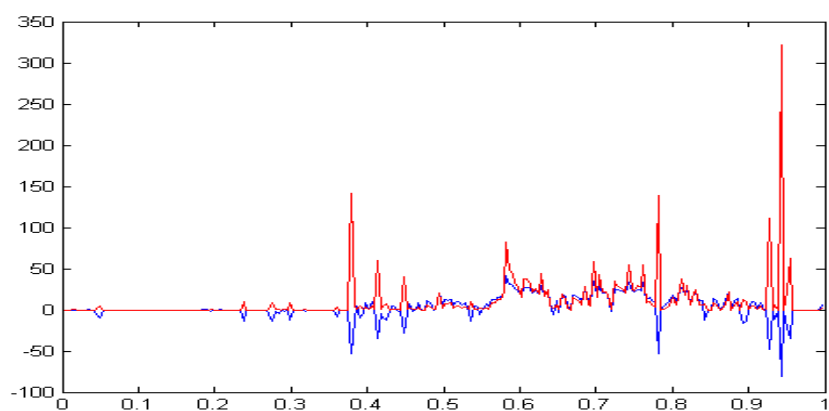
Na zgornjih Slikah 27, 29 in 31 so prikazani primeri vrednosti, ki nam jih, ob upoštevanju zgornjih predpostavk in enačb, vrne model Monte Carlo v programu Matlab. S PDF funkcijami na Slikah 28, 30 in 32 potrdimo veljavnost podatkov, uporabljenih v modelu.

Ob upoštevanju vseh potrebnih korakov ocenjevanja, lahko sedaj izpeljemo opsijske vrednosti po metodi Monte Carlo. Na Sliki 33 je prikazana simulacija dnevnih razponov cen za cene mejnih držav Slovenije in Avstrije. Rdeča črta na grafu ponazarja FTR vrednosti za obdobje enega meseca, PTR vrednosti so prikazane z modro barvo. Pri izračunu smo uporabili Euler-Maryama diskretizacijo z intervalom $\Delta t = 0.1$ in antitetično spremenljivko za normalno porazdeljena naključna števila, kot tudi nepovezano eksponentno porazdeljene negativne in pozitivne Poissonove konjice. Pri modelu upoštevamo, da je za PTR vsaka EoD cena naključna, vendar pa so cene za naslednjih 24 ur deterministično odvisne od te cene, ter se zgladijo z učinkom srednje vrednosti, in tako niso več stohastične. Na izbiro takšnega modela vpliva dejstvo, da v podatkih ni bistvene avtokorelacije.

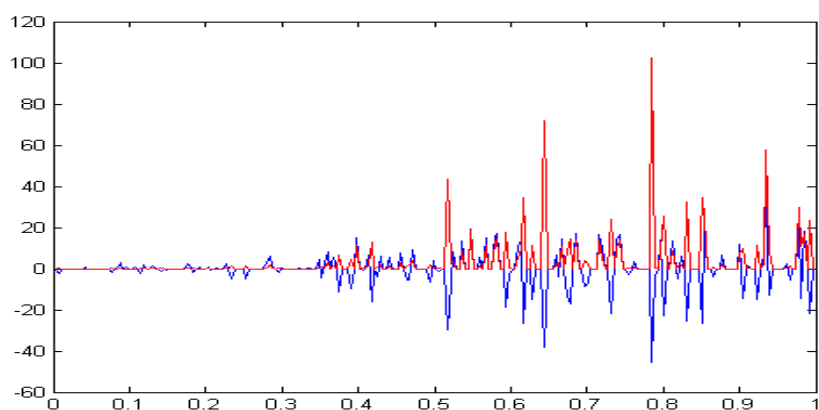
Slika 33: Simulacija dnevni razponov cen za mesec dni, Slovenija–Avstrija



Slika 34: Simulacija dnevni razponov cen za mesec dni, Nemčija–Francija



Slika 35: Simulacija dnevni razponov cen za mesec dni, Avstrija–Nemčija



Podobno kot na primeru modeliranih vrednosti FTR in PTR za mejni državi Slovenija in Avstrija, tudi primera za Nemčijo in Francijo ter Nemčijo in Avstrijo potrdita ugotovitve, ki so nam jih prinesli rezultati podatkov držav Slovenije in Avstrije.

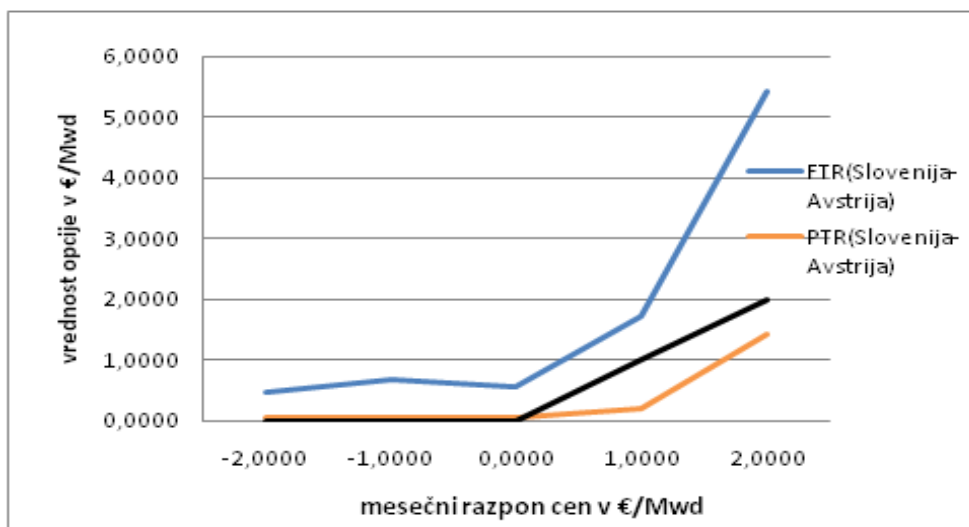
6 UGOTOVITVE

6.1 Rezultati modela

Z zgoraj opisanim modelom se lahko pridobita ceni za PTR in FTR za katerikoli mesečni razpon terminskih cen, ki veljajo v času, ko so pravice za prenos na dražbi.

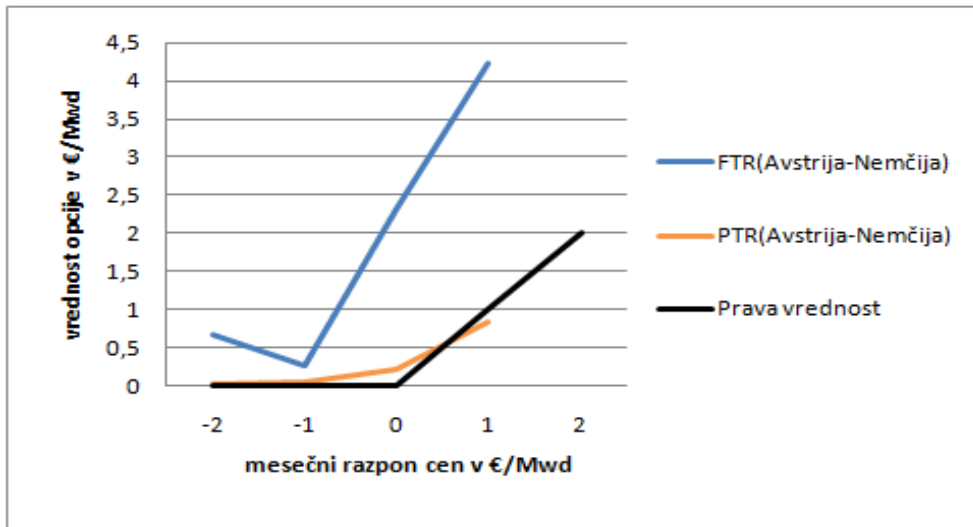
Rezultati kažejo, da je PTR precej podobna notranji vrednosti opcije prenosa in ima omejeno dodatno časovno vrednost le, če je opcija "pri denarju". Nasprotno pa ima FTR pomembno časovno vrednost v zelo velikem razponu. V primeru slovensko-avstrijske meje pridejo FTR vrednosti blizu prave vrednosti le na razmiku -2 in 1 €/Mwd, ko je opcija globoko "v denarju" ali globoko "izven denarja". Slika 37 prikazuje primerjavo med FTR vrednost in pravo vrednost na avstrijsko-nemški meji, kjer sta vrednosti primerljivi le na odseku -2 do -1 €/Mwd. Večja razlika je posledica primerljivih cen med Avstrijo in Nemčijo. Podoben rezultat je viden tudi pri modeliranih vrednostih na nemško-francoski meji.

Slika 36: Modelirane vrednosti za PTR in FTR na slovensko-avstrijski meji za različne ravni širjenja

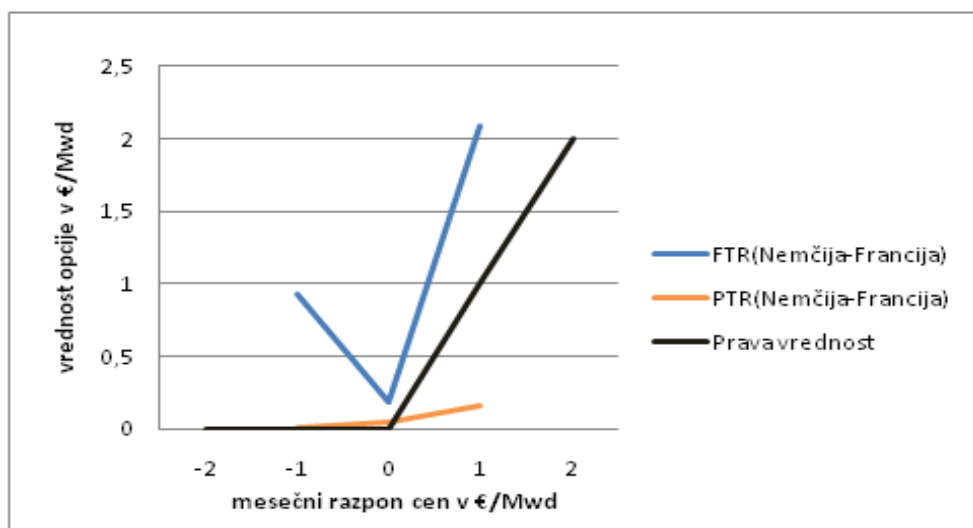


Kaj vodi k razliki? Kot je modelirano, morajo biti PTR nominirane za vse ure v dnevu brez poznavanja dejanske urne cenovne razlike. Zaradi negotovosti bo nekaj ur neizogibno nominiranih nasproti optimalnega toka. Tveganje nepravilnih nominiranj se poveča, če gre za t. i. opcijo "pri denarju". Tako je časovna vrednost PTR v glavnem določena z verjetnostjo, da se opcija nagiba bolj "v denarju" v določenem časovnem obdobju do vrednosti ob izvršitvi. V primeru negativnih razponov je ta verjetnost majhna. Posledica tega je, da je PTR precej neuporaben. V nasprotju s tem je FTR sposobna v celoti upoštevati dodatno vrednost pozitivnih razmikov za posamezne ure, čeprav je razlika terminskih cen negativna. To vodi do višje časovne vrednosti, čeprav je opcija na splošno "izven denarja".

Slika 37: Modelirane vrednosti za PTR in FTR na avstrijsko-nemški meji za različne ravni širjenja



Slika 38: Modelirane vrednosti za PTR in FTR na nemško-francoski meji za različne ravni širjenja



6.2 Interpretacija rezultatov

Implicitno dodeljevanje prenosne zmogljivosti, kot je predlagano v procesu spajanja trgov (angl. *Market Coupling*), pomembno pripomore k obstoječim prenosnim zmogljivostim. Da bi bili sposobni obdržati to vrednost prenosnih zmogljivosti na dražbah dolgoročno, bi upravljalci prenosnih omrežij morali spremeniti načrt opcije iz PTR (z izvršitvijo d-1) na FTR (z avtomatsko izvršitvijo procesa spajanje trgov).

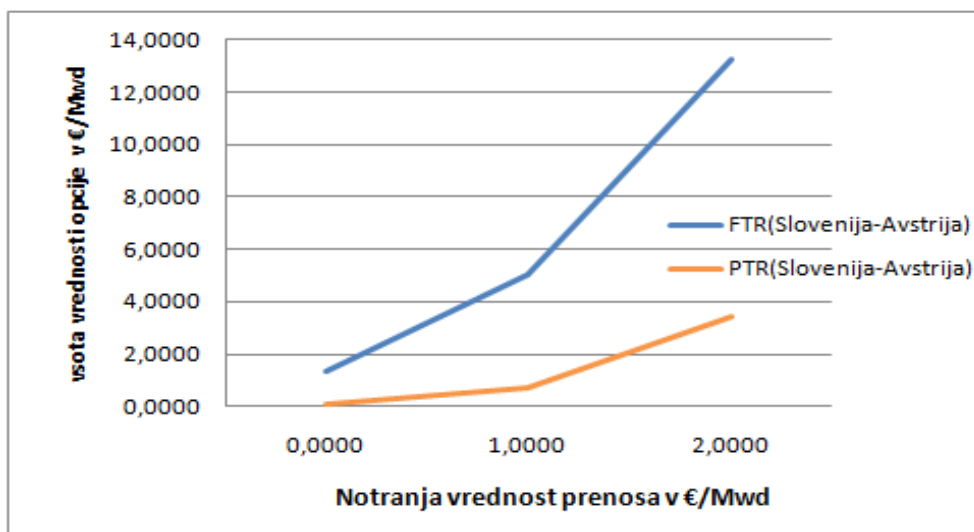
Na katerakoli liniji prenosa, ki ponuja možnost premika električne energije iz točke A do

točke B, kot tudi obratno, torej iz B v A, lahko TSO-ji na eni dražbi simultano prodajo dve opciji. Ob predpostavki, da je zmogljivost enaka v obeh smereh, lahko ocenimo možne spremembe v prezasedenosti, te pa bi morale biti dosegljive za podjetja in trgovalne PTR-je in FTR-je.

Če vzamemo podatke za slovensko–avstrijsko mejo in predpostavimo enakost terminskih cen na obeh trgih (v nadaljevanju ATM-opcija, ki pomeni absolutno vrednost razlike med vrednostimi na trgih), lahko TSO zavzame ATM opcijo prenosa opcije na razliko za 4,5-kratno vrednost (sicer odlično) PTR-ja, če je namesto tega ponudil FTR. Tudi če je terminska opcija tipična (recimo 3 €/Mwd), je prednostno, da se prodajajo FTR-ji, kot da bi imeli ceno z 45 % vrednostjo premije v primerjavi s PTR za isto povezavo.

Z uporabo dobljenih vrednosti lahko izračunamo vsoto prihodkov (od istočasne prodaje opcij iz A do B, kakor tudi iz B do A) za TSO, odvisno od razširjenosti terminskih cen, kot je prikazano na Sliki 39.

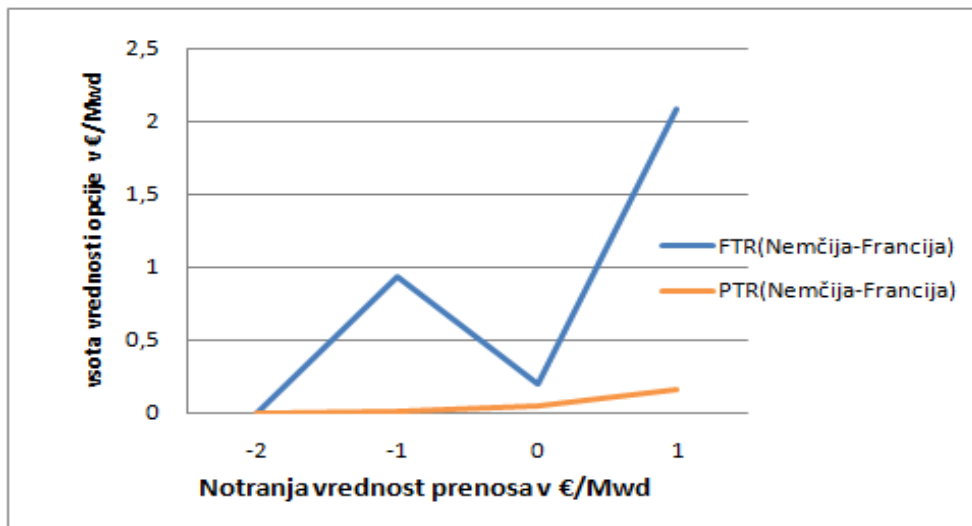
Slika 39: Prihodki od prodaje prenosnih zmogljivosti za slovensko–avstrijsko medomrežno povezavo (seštevek obeh smeri)



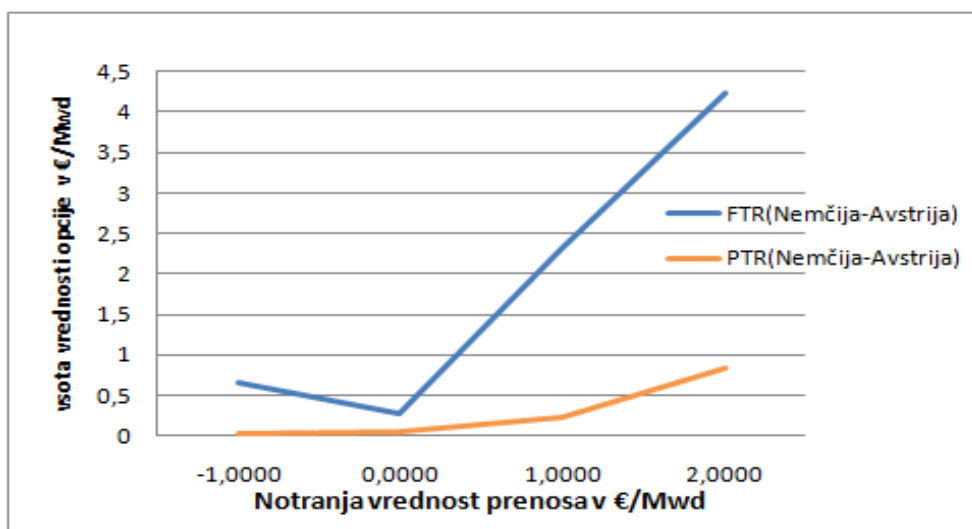
Iz grafa je razvidno, da je skupni prihodek višji, če obstaja pomembna razlika v terminskih cenah. S TSO-jevim monopolom pri prenosu lahko sklepamo, da ni nobenih spodbud, ki bi zanje veljale, da bi se dejansko povečale razpoložljive prenosne zmogljivosti. V primeru, da je na razpolago več kapacitet prenosa s katero koli fizično zmogljivostjo, bi pomenilo znižanje terminskih cen, ki bi posledično zagotovile manjši dohodek od prodaje na Mwd prenosne zmogljivosti in hkrati povečano tveganost sistemskemu operaterju prenosnega omrežja. Kot je modeliran "popolni" prenos opcij, upoštevajoč stabilnost, bi bilo

potrebno nadomestiti lastnika (finančnega), v opisanem primeru pa to pravzaprav ni mogoče.

Slika 40: Prihodki od prodaje prenosnih zmogljivosti za nemško–francosko medomrežno povezavo (seštevek obeh smeri)



Slika 41: Prihodki od prodaje prenosnih zmogljivosti za nemško–avstrijsko medomrežno povezavo (seštevek obeh smeri)



Prehod iz PTR k FTR pa nekoliko omili to težavo, saj je vrednost FTR-ja bistveno višja kot PTR-ja, v primeru, ko so terminske opcije nizke, vendar pa se oblika krivulje ne spremeni.

Rezultati, ki nam jih vrne model pokažejo, da imajo FTR več prednosti kot sistem čezmejne-ga vrednotenja PTR kljub predhodnim poenostavitvam PTR. Splošno velja, da imajo finančne pogodbe nižje stroške transakcije kot fizične, poleg tega so lažje izvedljive in so

manj tvegane. Del, ki izhaja iz zahteve, da je za likvidnost potrebna standardizacija bi veljal kot prednost tudi za standardizirane PTR, čeprav vrjetno v majnjšem obsegu. Njihova glavna prednost je, da standardni dvostranski FTR velja za samodejno obveznost podjetja in kot tak ga je mogoče netirati, da se sprostí potencialno veliko večji trg na obeh straneh povezovalnega daljnovoda.

Druga prednost FTR pred PTR je, da je PTR povezan s posebnim daljnovodom, medtem ko za FTR velja transakcija iz območja v območje, brez predhodnega določila načina potovanja elektrike iz enega območja v drugo območje. Ta podatek koristi obema, tako TSO, ki posledično lažje izračuna ATC, kot uporabnikom, da ne rabijo skrebeti o specifičnih podrobnosti. Naslednja, ključna prednost FTR je preglednost, transparentnost saj se FTR vedno izplačajo po načinu primerjanja cen.

7 DODATNI VIDIKI

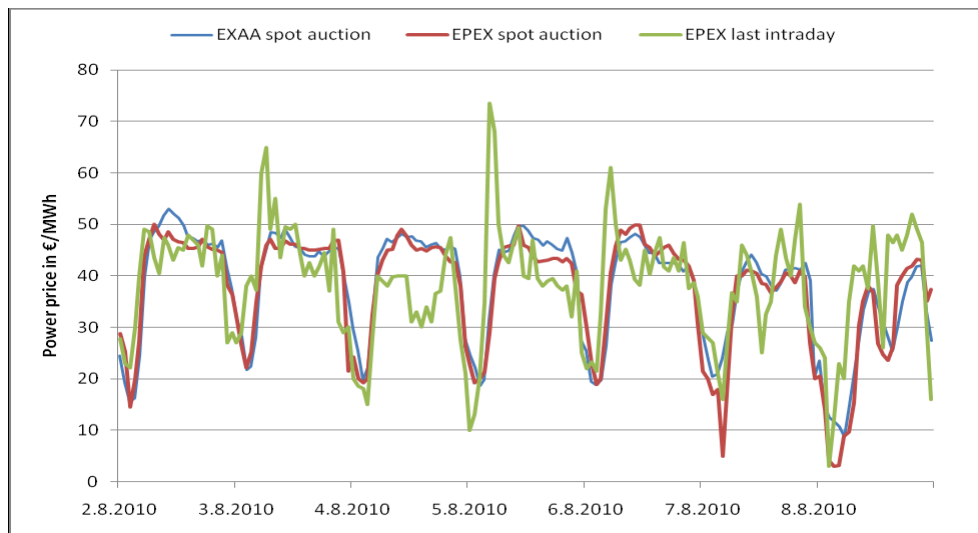
7.1 Pravice prenosa z izvršitvijo znotraj določenega dneva

Dostop do urnih cen na borzi je omogočen, hkrati pa zagotavlja vpogled v daljše časovno obdobje. Razmere na trgu nikoli povsem ne mirujejo, zato so pomembne aktivnosti znotraj dneva, saj se tako posledično ohranja uravnoteženo povpraševanje. Medtem ko so bile trgovalne aktivnosti v preteklosti večinoma bilaterarne ali OTC, so borze obravnavale takšne trge z uvedbo trgovalnih platform znotraj dneva in tako posledično zagotavljale večjo transparentnost cen. Na trgu električne energije se s posameznimi urami na dan dostave trguje nepretrgoma. S ceno na dnevni promptni dražbi se zagotovi izhodišče za določeno uro znotraj delovnega časa, na bistveno spremembo cene pa lahko vpliva zadnja cena, s katero se trguje znotraj dneva bodisi pod bodisi nad ceno poravnave za dan vnaprej na promptnem trgu. Za boljšo predstavbo Slika 42 predstavlja tri časovne serije v avgustu 2010, kjer so cene električne energije za posamezne ure na avstrijsko–nemškem področju dobave determinirane v treh različnih časih. Vidimo, da je predhodna cena, to je cena na dan pred dražbo, na avstrijski borzi EXAA določena ob 10:15 (d-1) in odstopa od EPEX dnevnega dražbenega rezultata, ki se določi manj kot dve uri kasneje ob 00:00 (d-1).

Cena razpona med regionalnimi trgi je morda celo višja čez dan in posledično lahko predpostavimo, da bi opcije s prenosno zmogljivostjo, ki jih lahko izvršimo znotraj dneva, imele še višjo vrednost. Na energetskih trgih ni nobenih arhivnih vrednosti prenosnih zmogljivosti, ki bi omogočale izvršitev le-te čez dan. Te so bile pred kratkim izdane v Evropi in zato cene nimajo preteklih vrednosti, doseženih na dražbah. Zanimivo pa je, da nekoč uporabljene dol-

goročne ureditve prenosa (še vedno v veljavi na nekaterih mejah) in prenosne zmogljivosti plina dovoljujejo (ponovno) imenovanje znotraj dneva.

Slika 42: Urne cene električne energije na avstrijo–nemški meji v času enega tedna v avgustu 2010



Vir: M. Janssen, T. Niedrig & M. Wobben, *Towards a Better Design of Electricity Transmission Rights*, 2011.

Dolgoročne premoženjske čezmejne prenosne zmogljivosti so povečale zanimanje za podjetja in države, ki ščitijo svoje trge pred čezmejno konkurenco (ali višjih cenah, ko je izvoz atraktiven). V mislih reka "uporabiti ali izgubiti" (angl. *Use It or Lose It*) določbe so bili vzpostavljeni za dolgoročneje pravice, medtem ko bi za uporabo zmogljivosti prenosa kapacitet čez dan sledilo pravilo, kdor prvi pride, prvi melje. Mogoče si je zamisliti, da bi te trditve postale manj pomembne v daljšem časovnem obdobju, in tako bi lahko uvedli pravice za prenos čez dan. Glede na načelo "nediskriminacije", pa bi morali biti te pravice na voljo vsem zainteresiranim udeležencem na trgu.

7.2 Rezervacija čezmejne prenosne zmogljivosti za rezerve in uravnoteženje

Do sedaj je bilo le malo zanimanja za dodeljevanje prenosnih zmogljivosti znotraj določenega dneva. Vendar pa je v teku razprava, ali je potreba, da se prenosne zmogljivosti rezervirajo za namene rezerv in izravnave. Z uravnavanjem je cena opcij na razliko vrednosti še višja in bolj volatilna kot urna cena za dan vnaprej ali cena znotraj dneva, zato lahko sklepamo, da bi morala biti vrednost opcije prenosnih zmogljivosti ustrezno najvišje opredeljena.

Vendar pa bi čezmejno imenovanje v realnem času med udeleženci na trgu pomenilo tudi precejšnje operativne zahteve glede informacijskih sistemov in dodatno operativno tveganje. Omejevanje pravic do TSO, kot so razširitev relevantnega trga za nabavo rezerve in

uravnoveženje preko rezervirane prenosne zmogljivosti, bi jasno diskriminirale vse ostale udeležence na trgu (ki do takšnih pravic nimajo dostopa). Poleg tega je gospodarska korist teh rezervacij vprašljiva. Ob predpostavki, da so za uravnoveženje na obeh trgih potrebe stohastične in da je zagotavljanje izravnalne energije prav tako konkurenčno je mogoče pričakovati, da bo uravnovežena energija cenejša na trgu, ki je preverjen na cenejših urnih cenah (vzemimo, da je to trg A). Če bi bilo dosegljivo več prenosa v fazi za dan vnaprej, bi ta enota proizvedla dovolj za trg na debelo, njegova proizvodnja pa bi bila izvožena na trg B, kjer so cene nižje od cen na trgu na debelo (in s tem tudi cenejša izdelava sredstva, ki je na razpolago za pozitivno uravnoveženje). Glede na stohastično naravo uravnoveženosti potrebe, so čezmejne prenosne zmogljivosti pridržane za namene uravnoveženja, morda sploh neuporabljene v celoti, saj ni fizične potrebe po prevozu pozitivno uravnovežen moči, kljub temu da obstaja velika razlika v cenah med trgi.

Zato se vsaka prenosna zmogljivost, ki ni v sklopu trga na debelo in promptnih trgov, zagotovo zadržuje pri konvergenci cen (in s tem zmanjša gospodarsko blaginjo), dokler se cene med seboj razlikujejo. Zmogljivost lahko postane uporabna samo, kadar je rezervirana za potencialno uporabo za prevoz rezerv in kadar mora pozitivna uravnovežena energija (recimo 50 % časa) v dražje območje.

SKLEP

Pri modeliranju vrednosti opcij čezmejnih prenosnih zmogljivosti smo prišli do zaključka, da potencialna vrednost prenosa ni v celoti zajeta v TSO-jev okvir prenosnih zmogljivosti. Uporabili smo časovno vrsto za EoD cene opcij na razliko pri minimalnih obremenitvah in dnevnih razlikah med promptnimi cenami med Slovenijo in Avstrijo (Avstrijo in Nemčijo ter Nemčijo in Francijo) od novembra 2010 do oktobra 2012 za primerjavo dveh opsijskih vrednosti, poimenovanih PTR in FTR. Zaključek, do katerega nas privede zahteva za izvršitev prenosne zmogljivosti zgodaj zjutraj na d-1 ima negativen vpliv na vrednost opcije. Spreminjanje zasnove produkta do čezmejnih prenosnih zmogljivosti, ki bi zagotovil izplačilo, enakovredno urni razliki promptnih cen, bi bistveno izboljšalo vrednost opcije. Takšna sprememba v konstrukciji zahteva učinkovit proces trga spajanja. Rezultati kažejo, da premik iz PTR v FTR postane še posebej pomemben, ko so razponi cen na terminskih trgih nizki.

Uporabili smo Mertonov difuzijski model s skoki, saj je eden prvih, ki presega Black-Scholesov model v smislu, da skuša zajeti negativen 3. moment in preseči 4. moment logaritmirane vrednosti gostote, s preprostim spajanjem s Poissonovim procesom skokov. S pomočjo Mertonovega difuzijskega modela s skoki smo primerjali dnevne cene električne energije in ugotovili, da so cene v Sloveniji, v primerjavi z drugimi obravnavanimi državami, že od nekdanj višje. Najvišje razlike v nihanju cen so povzročile posledice globalne finančne

krize, ki je na cene čezmejnih prenosov električne energije v Sloveniji začela vplivati v začetku leta 2010. V nadaljevanju smo analizirali oceno mesečne pravice prenosa med sosednjimi državami. Ocena je temeljila na letnem osnovnem naboru podatkov vrednosti, od novembra 2010 do oktobra 2011. S podatki smo preverili prisotnost avtokorelacije. Vsi trije primeri so bili brez avtokorelacije ali pa je le-ta nastopila pri zelo velikem odlogu. Z rezultatom smo potrdili, da so izbrani trgi likvidni, regresijske funkcije pa niso pomankljive.

Za empirično analizo in postopek ocenjevanja smo uporabili podatke EEX, slovenske energetske borze Borzen, avstrijske EXAA in francoske POWERNEXT. Meritve so temeljile na letnem obdobju od januarja 2011 do decembra 2012. V primeru, ko so podražitve presegle trikratno standardno deviacijo časovne vrste, smo identificirali konjice in jih z uporabo filtra odstranili iz vrste. Rezultat modela so bile filtrirane razlike razponov cen med sosednjima državama.

Pri ocenjevanju modela smo sledili ustaljenim korakom. Izračunali smo oceno za deterministično sezonsko komponento f , vrednost katere je temeljila na podlagi preteklih podatkov in ocenili koničast del Y . V tretjem, in tako zadnjem koraku, smo ocenili še difuzijski del s skoki, s pomočjo modela Monte Carlo. V vseh treh primerih je pripadajoča PDF funkcija simuliranih vrednosti podatkov normalno porazdeljena, kar pomeni, da so bili uporabljeni podatki relevantni za nadaljno analizo.

Pri primerjavi modelirane vrednosti opcije za prenos zmogljivosti opcij na razliko, ki temeljijo na EoD cenah (ki so dokaj blizu trenutnim zahtevam za uveljavljanje prenosnih zmogljivosti na dražbi, gledano dolgoročno) z dejanskimi cenami doseženimi na dražbah, se pokažejo ugodnosti pri dejanskih izplačilih, če so opcije "v denarju". To ugodnost najverjetneje ni mogoče pripisati uveljavljanju tržne moči za katerega koli udeleženca na trgu, temveč je odraz zaznanih tveganj opcij na razliko vrednosti prenosnih zmogljivosti, povezanih z "nestabilnostjo" izdanih zmogljivosti in primanjkljaji trženja na sekundarnem trgu v primerjavi s predpostavkami, uporabljenimi pri modeliranju vrednosti. Izboljšanje zasnove čezmejnih prenosnih zmogljivosti v teh vidikih dejansko lahko pokaže bolj realne vrednosti pri vlaganju v fizične prenosne zmogljivosti. Kot dodatni rezultat moramo zaključiti, da upravljavci prenosnih omrežij TSO ne bi imeli ustrezne spodbude, da bi čim bolj povečali razpoložljive prenosne zmogljivosti, ker visoki pribitki na terminskem trgu zagotavljajo višje dajatve za njihovo prezasedenost. Spreminjanje oblikovanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti iz PTR v FTR to ublaži, ne pa odpravi, kar predstavlja problem. Za reševanje tega vprašanja so potrebne nadaljnje raziskave, kakor tudi položaj TSO, ko je na dražbi večji delež zmogljivosti na dolgi rok. Ker je nihanje cen (in verjetno tudi cenovnih razponov) najvišje čez dan, je treba nadaljnje raziskave osredotočiti tudi na vplive, na podlagi katerih

se čezmejne prenosne zmogljivosti uveljavljajo čez dan.

LITERATURA IN VIRI

- [1] Adamec, M., Indrakova, M., & Karajica, M. (2008). The European Electricity Market and Cross-Border Transmission. *Acta Polytechnica*, 48(3).
- [2] Autran, L. (2012, februar). Convergence of day-ahead and future prices in the context of European power market coupling (str. 82-86). *Degree project*. Najdeno 6. decembra 2013 na spletnem naslovu <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:538428/FULLTEXT01.pdf>
- [3] Bajpai, P., & Singh, S.N. (2004). Electricity Trading In Competitive Power Market: An Overview And Key Issues. *Internationale conference on power sistem*. Najdeno 6. decembra 2013 na spletnem naslovu http://www.pmintpc.gov.in/interface/research_activities_published_paper_ICPS04.pdf
- [4] Benth, F., & Saltyte Benth, J. (2006). *Analytical approximation for the price dynamics of spark spread options*. *Studies in Nonlinear Dynamics and Econometrics* 10(3).
- [5] *BNetzA: Fewer Critical Situations in German Grids Despite Long Winter*. (2013). Najdeno 12. september 2013 na spletnem naslovu <http://www.germanenergyblog.de/?p=13485>
- [6] *Borzen*. Najdeno 6. decembra 2013 na spletnem naslovu <http://www.borzen.si>
- [7] Branger, N., Reichmann, O., & Wobben, M. (2010, 9. april). Pricing electricity derivatives on an hourly basis. *The Journal of Energy Markets*, str. 51–89.
- [8] Carmona, R., & Durrleman, V. (2003). Pricing and hedging spread options. *Siam Review*, 45(4), 627-685.
- [9] Deng, S. J., & Oren, S. S. (2006). Electricity derivatives and risk management. Najdeno 17. januarja 2014 na spletnem naslovu <http://www.ieor.berkeley.edu/~oren/pubs/Deng%20and%20Oren-86.pdf>
- [10] Deoras, A. (2010). Energy Trading & Risk Management with MATLAB Webinar Case Study. Najdeno 28. oktobra 2013 na spletnem naslovu <http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/28056-energy-trading-risk-management-with-matlab-webinar-case-study/content/html/ModelNGPrice.html>
- [11] *Električna energija*. Najdeno 6. decembra 2013 na spletnem naslovu http://www.nek.si/sl/elektricna_energija/
- [12] *ELES*. Najdeno 6. decembra 2013 na spletnem naslovu <http://www.eles.si>

- [13] *Electricity Primer-The Basics of Power and Competitive Markets*. Najdeno 7. decembra 2013 na spletnem naslovu <http://www.epsa.org/industry/primer/?fa=wholesaleMarket>
- [14] Evarest, E. (2008). Pricing of energy by means of stochastic model. *Degree of Master of Science*. Najdeno 6. decembra 2013 na spletnem naslovu http://personal.lut.fi/wiki/lib/exe/fetch.php/en/technomathematics/time_series_research/pricing_of_energy_by_means_of_stochastic_model.pdf
- [15] *14th Florence Forum*. (2007). EuroPEX presentation. Najdeno 7. decembra 2013 na spletnem naslovu http://www.europex.org/index/pages/id_page-49/lang-en/
- [16] GEN-I je pripravljen odstopiti od napovedanega zvišanja cen. Najdeno 14. maja 2013 na spletnem naslovu <http://www.pocenielektrika.si/novica/127>
- [17] Glasserman, P. (2003). Monte Carlo Methods in Financial Engineering. Najdeno 14. maja 2013 na spletnem naslovu <https://camjclub.wikispaces.com/file/view/Monte%20Carlo%20Methods%20In%20Financial%20Engineering.pdf/367817134/Monte%20Carlo%20Methods%20In%20Financial%20Engineering.pdf>
- [18] Higham, D. J. (2001). An Algorithmic Introduction to Numerical Simulation of Stochastic Differential Equations. Najdeno 28. oktobra 2013 na spletnem naslovu <http://www.caam.rice.edu/~cox/stoch/dhigham.pdf>
- [19] Hikspoors, S., & Jaimungal, S. (2007). Energy spot price models and spread options pricing. *International Journal of Theoretical and Applied Finance*, 10(7), 1111-1135.
- [20] Hinde, N., & College, L. (2006). Jumping Hedges, Hedging Options Under Jump-Diffusion. Najdeno 14. maja 2013 na spletnem naslovu http://people.maths.ox.ac.uk/gilesm/files/nick_thesis.pdf
- [21] *Investor Software*. (2001). Najdeno 17. avgusta 2014 na spletnem naslovu <http://www.investorsoftware.net/InvestorPrimer/Derivatives.html>
- [22] Janssen, M., Niedrig, T., & Wobben, M. (2011). Towards a Better Design of Electricity Transmission Rights. *Discussion Paper*.
- [23] Javna agencija RS za energijo. *Pristojnosti agencije*. Najdeno 28. septembra 2013 na spletnem naslovu <http://www.agen-rs.si/sl/>
- [24] Lucia, J. J., & Schwartz, E. S. (2002). Electricity prices and power derivatives: Evidence from the nordic power exchange. *Review of Derivatives Research*, 5(1), 5-50.
- [25] Matsuda, K. (2004). Introduction to Merton Jump Diffusion Model. Najdeno 15. novembra 2013 na spletnem naslovu <http://maxmatsuda.com/Papers/Intro/Intro%20to%20MJD%20Matsuda.pdf>

- [26] *Physical and Financial Capacity Rights for Cross-Border Trade*. (2011). Najdeno 6. decembra 2013 na spletnem naslovu http://ec.europa.eu/energy/gas-electricity/studies/doc/electricity/2012_transmission.pdf
- [27] *Probability Measure*. (2011). Najdeno 9. novembra 2013 na spletnem naslovu http://www.thetaris.com/wiki/Probability_Measure
- [28] Poitras, G. (1998). Spread options, exchange options, and arithmetic Brownian motion. *The Journal of Futures Markets*, 18(5), 487-517.
- [29] Retail Competition in electricity markets. (2008). Najdeno 7. decembra 2013 na spletnem naslovu http://www.gis-larsen.org/Pdf/LARSEN_WP_5_VE.pdf
- [30] Selan, J. (2009). Vplivni dejavniki na trgu električne energije. Najdeno 17. januarja 2014 na spletnem naslovu <http://www.fm-kp.si/zalozba/ISBN/978-961-266-033-8/prispevki/Selan%20Janez.pdf>
- [31] Spread option. (2013) V *Wikipedia*. Najdeno 17. januarja 2014 na spletnem naslovu http://en.wikipedia.org/wiki/Spread_option
- [32] *The European Network of Transmission System Operators for Electricity*. (2014). Najdeno 6. decembra 2013 na spletnem naslovu <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/Pages/default.aspx>
- [33] Voršič, J. (2011). Trg električne energije. Najdeno 14. maja 2013 na spletnem naslovu http://www.powerlab.uni-mb.si/Slo/download/ET/vorsic_ET_10_2_ENERGETSKI_TRG_trgovanje_2011.pdf
- [34] *Vrste opcij*. Najdeno 28. septembra 2013 na spletnem naslovu <http://www.elektro-ljubljana.si/portals/0/dokumenti/dokumenti/moj%20paket/moj%20paket%20gibanje%20cen.pdf>
- [35] *What is off peak electricity?*. Najdeno 22. avgusta 2014 na spletnem naslovu <http://www.energyaustralia.com.au/residential/electricity-and-gas/understanding-plans/what-is-off-peak-electricity>
- [36] Wobben, M. (2009). Valuation of Physical Transmission Rights - An Analysis of Electricity Cross Border Capacities between Germany and the Netherlands. Najdeno 28. oktobra 2013 na spletnem naslovu http://www.wiwi.uni-muenster.de/vwt/organisation/veroeffentlichungen/4_WP_Valuation_of_PTRs.pdf.