

UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA

MAGISTRSKO DELO

ANALIZA SPAJANJA ENERGETSKIH TRGOV V EVROPSKI UNIJI

Ljubljana, september 2014

KATERINA JOVANOVSKA

IZJAVA O AVTORSTVU

Spodaj podpisana Katerina Jovanovska, študentka Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, izjavljam, da sem avtorica magistrskega dela z naslovom Analiza spajanja energetskih trgov v Evropski uniji, pripravljenega v sodelovanju s svetovalko prof. dr. Nevenko Hrovatin.

Izrecno izjavljam, da v skladu z določili Zakona o avtorski 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 Kazenskem zakoniku (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 15.9.2014

Podpis avtorice: _____

KAZALO

UVOD	1
1 TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE	4
1.1 Struktura elektroenergetskega sistema	4
1.2 Struktura trga električne energije	5
1.2.1 Organizacija trga električne energije, struktura trga in institucije.....	5
1.2.2 Dvostransko trgovanje	8
1.2.3 Trgovanje s terminskimi pogodbami	8
1.2.4 Organiziran dnevni trg električne energije	9
1.2.5 Znotraj dnevno trgovanje.....	10
1.2.6 Trg sistemskih storitev.....	12
1.2.7 Izravnalni trg.....	13
1.3 Finančni produkti na trgu električne energije	14
1.3.1 Finančne pogodbe	15
1.3.2 Finančni instrumenti.....	15
1.3.3 Arbitraže, špekulacije, ščitenje.....	18
2 EVROPSKI TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE	19
2.1 Proces liberalizacije trga električne energije	20
2.2 Pogoji za učinkovit trg	21
2.3 Borze z električno energijo.....	23
2.4 Čezmejno trgovanje z električno energijo	26
2.5 Zakonska regulativa trga električne energije.....	30
3 MEHANIZMI SPAJANJA TRGOV	31
3.1 Fizične omejitve čezmejnih prenosnih zmogljivosti	31
3.2 Mehanizmi dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti.....	32
3.2.1 Mehanizmi spajanja in mehanizem razdelitve trgov	36
3.3 Nadgradnja čezmejnih prenosnih zmogljivosti	39
3.4 Razvoj mehanizmov spajanja trgov v Evropi	40
4 STATISTIČNA ANALIZA VPLIVA SPAJANJA TRGOV NA KONVERGENCO CEN	43
4.1 Uporabljeni podatki in programski paket za obdelavo podatkov	45

4.2	Predstavitev rezultatov	47
4.2.1	Predstavitev rezultatov za območja DK1 (zahodna Danska)	48
4.2.2	Predstavitev rezultatov za območje DK2 (vzhodna Danska)	50
4.2.3	Predstavitev rezultatov za območje SE4 (Sweden Malmö)	52
4.2.4	Predstavitev rezultatov za območje NO2 (jugozahodna Norveška)	55
4.3	Razprava in predlogi izboljšav	57
	SKLEP	62
	LITERATURA IN VIRI	64
	PRILOGA	
	KAZALO SLIK	
	Slika 1: Največji organizirani trgi električne energije v Evropi	26
	Slika 2: Trgovana količina na dnevnem trgu električne energije večjih evropskih trgov	27
	Slika 3: Države članice ENTSO-E	27
	Slika 4: Čezmejne trgovane količine znotraj ENTSO-E območje, v obdobju 2010–2013	28
	Slika 5: Gibanje vrednosti TTC, TRM, NTC, ATC in AAC	33
	Slika 6: Različne metode upravljanja prezasedenosti ČŠZ med trgi v Evropi	34
	Slika 7: Model spajanja trgov	38
	Slika 8: Evropske ČPZ za prenos električne energije v letih 2010 in 2025	40
	Slika 9: Stanje spajanja trgov električne energije do aprila 2014	41
	Slika 10: Trgovana količina na NordPool Spot v obdobju 1996–2013	46
	Slika 11: EMCC spajanje trgov v severnozahodni Evropi	46
	Slika 12: Vrednost razlike cen med trgoma DK1 in DE v letu 2012	48
	Slika 13: Vrednost razlike cen med trgoma DK1 in DE v letu 2013	49
	Slika 14: Vrednost razlike cen med trgoma DK1 in DE do vključno 4. februarja 2014	50
	Slika 15: Vrednost razlike cen med trgoma DK2 in DE v letu 2012	51
	Slika 16: Vrednost razlike cen med trgoma DK2 in DE v letu 2013	52
	Slika 17: Vrednost razlike cen med trgoma DK2 in DE do vključno 4. februarja 2014	52
	Slika 18: Vrednost razlike cen med trgoma SE4 in DE v letu 2012	53
	Slika 19: Vrednost razlike cen med trgoma SE4 in DE v letu 2013	54
	Slika 20: Vrednost razlike cen med trgoma SE4 in DE do vključno 4. februarja 2014	55
	Slika 21: Vrednost razlike cen med trgoma NO2 in NL v letu 2012	56
	Slika 22: Vrednost razlike cen med trgoma NO2 in NL v letu 2013	57
	Slika 23: Vrednost razlike cen med trgoma NO2 in NL do vključno 4. februarja 2014	57
	Slika 24: Deleži časa (letno) ko so bile cene med spojenimi trgi enake	58
	Slika 25: Povprečna razlika cen med trgoma v letih 2012–2013	59
	Slika 26: Cena na nemškem trgu dne 13. 8. 2012	60

Slika 27: Povprečna cena na posameznih trgih na nordijskem območju za obdobje 2012–2013	61
Slika 28: Pearsonov koeficient korelacije stopnje zasedenosti ČPZ in razlike cen med trgoma.....	61

KAZALO TABEL

Tabela 1: Znotraj dnevni trgi v Evropski uniji v letu 2011	11
Tabela 2: Trgovana količina na znotraj dnevnih trgih v letih 2010 in 2011	12
Tabela 3: Primer uporabe standardizirane terminske pogodbe	16
Tabela 4: Primer arbitraže	19
Tabela 5: Energetskih regionalnih pobud Evropske unije.....	22
Tabela 6: Trgovana količina električne energije na največjih organiziranih trgih v Evropi v letu 2013	25
Tabela 7: Tabelarični prikaz rezultatov korelacijske analize za območje DK1	49
Tabela 8: Tabelarični prikaz rezultatov korelacijske analize za območje DK2	51
Tabela 9: Tabelarični prikaz rezultatov korelacijske analize za območje SE4	54
Tabela 10: Tabelarični prikaz rezultatov korelacijske analize za območje NO2	56
Tabela 11: Neoptimalni pretoki na posameznih trgih za obdobje 2012–2014.....	58

UVOD

Zaradi različnih razlogov, kot so visoka rast povpraševanja, povezana z neučinkovitim upravljanjem sistema, neracionalne tarifne politike, povečanje konkurenčnosti dobaviteljev, prosta izbira dobavitelja za potrošnike, se je trg spremenil od vertikalno integriranega v dereguliran trg z električno energijo (Prabhakar, Jacob, & Kothari, 2013). Uvedba liberalizacije trga električne energije na številnih evropskih trgih električne energije je privedla do temeljne reforme, katere cilj je bil uvajanje konkurence, povečanje učinkovitosti v energetske sektorju, uvajanje tržne cene električne energije in prosta izbira dobavitelja s strani porabnikov (Evropska komisija, Generalni direktorat za energetiko in promet, 2004).

Nacionalni trgi električne energije v EU so zelo raznoliki v smislu sestav proizvodnje električne energije (mešanica več različnih virov). Francija je močno odvisna od jedrske energije, Nemčija od premoga, Norveška od hidroenergije ter Italija in Velika Britanija od plina. Nekatero energetske politike podpirajo tudi množično uvajanje obnovljivih virov energije, kar lahko poveča razdrobljenosti energetskih trgov. Subvencije v določenih regijah ali državah povečujejo stroške električne energije, kar lahko povzroči razliko v cenah med državami EU (Karan & Kazdašli, 2011).

Več evropskih držav je vzpostavilo organizirana mesta trgovanja, ki so znana kot borza z električno energijo (angl. *Power Exchanges*), kjer se električna energija trguje z različnimi produkti in z različnimi časovnimi razponi, ki se gibljejo od nekaj let do nekaj ur do fizične dostave. Prišlo je tudi do odpiranja nacionalnih trgov z električno energijo za mednarodne dobavitelje, s čimer so se povečala čezmejna trgovanja.

Čezmejno se je začelo trgovati z električno energijo z namenom povečanja ekonomske učinkovitosti, povečanja zanesljivost dobave, zmanjšanja koncentracije tržne moči in doseganja enotnega evropskega trga. Kljub temu je enotni evropski trg še vedno težko dosegljiv, predvsem zaradi velike razlike v nacionalnih sistemih trgovanja in zasnovi trgov. Dodatno je čezmejno trgovanje omejeno z razpoložljivimi prenosnimi zmogljivostmi. Prenosne zmogljivosti med državami so omejene, ker so bili zgodovinsko načrtovane z namenom pomaganja in ne z namenom trgovanja. Zaradi tega so ti omejeni in pogosto prihaja do zamašitve oz. t.i. ozkih grl (angl. *Bottleneck*). Posledično je evropski trg razdeljen na regionalnih trgih z različnimi cenami, ki so odvisne od lokalnih razmer.

Povezovanje evropskih energetskih trgov zagotavlja pravilne spodbude operaterjem prenosnih omrežij za vlaganja v širitev omrežja in nadgradnje prenosnih zmogljivosti. Prav tako prispeva k bolj učinkovitemu upravljanju omrežne omejitve (npr. tehnične omejitve elektrarn, obstoječe prenosne zmogljivosti) preko opredelitve združljivih pravil trgovanja na organiziranih trgih. Gospodarske in politične ovire zmanjšujejo učinkovitost trga.

Tehnične ovire so povezane z značilnostmi energije. Energija je odvisna od fizičnega omrežja, zaradi česar so trgi manj likvidni. Omrežni operaterji morajo biti tesno usklajeni, da bi bilo trgovanje možno.

Eden od primarnih ciljev glede prenosa električne energije je odprava t.i. ozkih grl. Mehanizmi dodeljevanja prenosnih čezmejnih zmogljivosti (v nadaljevanju ČPZ) imajo izrazito velik vpliv na oblikovanje cen (Newbery & Strbac, 2011). Obstajajo različne metode dodeljevanja ČPZ, in sicer dodeljevanje prenosnih zmogljivosti preko eksplicitnih dražb in preko implicitnih dražb. Obstoječa literatura kaže, da so implicitne dražbe prednostni način za najbolj učinkovito upravljanje uporabe čezmejnih prenosnih zmogljivosti, in sicer: možno je pravilno upravljanje pretokov moči, torej upravljanje tokov v nasprotnih smereh ni možno, čezmejne zmogljivosti se dodeljujejo v odvisnosti od cene (vedno iz območij nizkih cen v področja visokih cen), vodijo k spodbujanju nalaganja v novih prenosnih zmogljivostih (Central Western Europe Market Coupling, 2014).

Implicitne dražbe se lahko izvajajo na dva načina: preko spajanja trgov (angl. *Market Coupling*), kjer različne borze električne energije delujejo na vsakem posameznem trgu in skupni sistem upravlja zmogljivosti med njimi; delitev trgov (angl. *Market Splitting*), kjer enotna borza deluje na povezanih področjih in upravlja zmogljivosti med njimi. Spajanje trgov je lahko izvedeno na dva načina, preko t. i. spajanja trgov na osnovi cen (angl. *Price-Based Market Coupling*), kjer se preko spajanja trgov določi tako neto pozicija kot cena za vsak trg posebej; spajanje trgov na osnovi količin (angl. *Volume-Based Market Coupling*), kjer se preko spajanja trgov določi le količina za vsak trg, cene pa se določajo na lokalni ravni preko posameznih borz v naslednjem postopku (EUROPEX & ETSO, 2008).

Implicitne dražbe so se začele leta 2006, s spajanjem trgov Francije, Nizozemske in Belgije (Dorsman, van Montfort, & Pottuijt, 2011). Novembra 2010 se je začelo spajanje trgov centralno-zahodne Evrope (angl. *Central Western Europe Market Coupling*) kot sodelovanje upravljavcev prenosnih omrežij in borz električne energije držav Belgije, Nizozemske, Francije in Nemčije (Central Western Europe Market Coupling, 2014). Ključno za vzpostavitev integriranega evropskega trga v prihodnosti bo, kako uporabiti mehanizme implicitnih dražb za izvedbo in razvoj usklajenega modela za regionalno in interregionalno upravljanje prezasedenosti prenosnih zmogljivosti (ozkih grl). V literaturi so predstavljene tri možnosti za vnaprejšnje trgovanje, ki se razlikujejo glede na zapletenost, stopnjo centralizacije in upravljanja, in sicer: enotna evropska rešitev, ki vključuje enotno centralno zakonodajo in usklajen pristop ter predstavlja zelo drugačno rešitev od trenutno regionalno razvojnih pristopov; horizontalna integracija, ki vključuje postopna spajanja in razvoj trgov, ki vodijo k večji tržni regiji; »kupola« spajanje (angl. *Dome Coupling*), kjer se ustvari osrednji organ za določanje učinkovitih pretokov med spojenimi regijami (EUROPEX & ETSO, 2008).

Februarja 2014 se je začel projekt severno-zahodnega evropskega cenovnega spajanja (angl. *North-Western European Price Coupling-NWE*), ki izvaja cenovno spajanje dnevni trgov električne energije v 15 državah Evropske unije, kot vmesni korak za doseganje enotnega evropskega trga. Projektu se bo do konca leta priključilo tudi centralno-vzhodno evropsko območje.

Magistrsko delo preučuje mehanizme spajanja trgov električne energije v Evropski uniji. Problematika raziskave je zelo široka in se ves čas spreminja in prilagaja glede na trenutne razmere in zakonodajo evropskega trga električne energije. Zaradi tega je potrebno preučiti in predstaviti trenutno stanje evropskega trga električne energije glede na relevantno literaturo.

Namen magistrskega dela je s pomočjo deskriptivne in korelacijske statistične analize trenutnega stanja evropskega trga električne energije preučiti spajanje energetskih trgov v Evropski uniji, predstaviti glavne značilnosti trgov električne energije, prednosti in ovire za uvajanje mehanizmov spajanja. Problematika spajanja energetskih trgov je pogosto analizirana, vendar jo je treba zaradi veliko vplivnih dejavnikov in hitrih sprememb tako zakonodaje kot mehanizmov trgovanja posodobiti.

Temeljna hipoteza raziskovanja je naslednja: Mehanizem spajanja trgov električne energije povečuje konvergenco cen električne energije. Pričakovati je, da bo konvergenca cen pospešila oblikovanje enotnega evropskega trga z električno energijo, kar bo spodbudilo konkurenco na trgu z električno energijo, povečalo zanesljivost dobave in s tem prispevalo k povečanju družbene blaginje.

Pomožna hipoteza pa: Za uspešno popolno izvajanje mehanizma spajanja trgov električne energije je potrebna nadgradnja elektroenergetskega omrežja z novimi prenosnimi zmogljivostmi.

Cilj magistrskega dela je teoretična in empirična analiza mehanizmov spajanja trgov električne energije v Evropski uniji. S tem želim znanstveno prispevati k boljšemu pregledu stanja spajanja energetskih trgov, načinov spajanja in koristi za družbo in regijo. S pomočjo opisne statistične analize želim potrditi temeljno hipotezo, da mehanizem spajanja trgov električne energije povečuje konvergenco cen električne energije, s pomočjo korelacijske statistične analize pa pomožno hipotezo, da so zaradi zagotovitve varnega in popolnega delovanja mehanizma spajanja trgov električne energije potrebna vlaganja v nadgradnjo elektroenergetskega omrežja.

Za potrditev hipotez in doseganje cilja in namena magistrskega dela uporabljam deskriptivno in kvantitativno metodo. Z deskriptivno metodo opisujem trenutno stanje trga električne energije v Evropski uniji in mehanizme spajanja trgov. Z longitudinalno metodo

kvantitativnega raziskovanja oziroma opisno statistično analizo podatkov preverjam temeljno hipotezo o konvergenci cen na področjih, kjer se uporablja mehanizem spajanja trgov električne energije, pri čemer uporabljam zgodovinske podatke pretokov moči med spojenimi trgi za vsako uro v letih 2012, 2013 in 2014 (do vključno 4. februarja) in cene na posameznih trgih, dostopne na spletni strani vodilnega trga z električno energijo v Evropi, Nord Pool Spot (Elspot prices, Market coupling capacities, Market coupling flow, b.l.) in na spletni strani ponudnika storitev upravljanja prezasedenosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti (angl. *European Market Coupling Company*, v nadaljevanju EMCC), (Capacities table, b.l.). S korelacijsko statistično analizo podatkov preverjam pomožno hipotezo o potrebni nadgradnji elektroenergetskega omrežja z novimi prenosnimi zmogljivostmi. Obdelava podatkov poteka v programskem paketu Microsoft Office Excel 2013.

1 TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE

1.1 Struktura elektroenergetskega sistema

Električna energija je najbolj razprostranjena in pomembna oblika energije. Uporablja se v gospodinjstvih, industriji, prometu in je zelo pomembna za razvoj gospodarstva. Količina uporabljene električne energije na osebo je tesno povezana z življenjskim standardom in je kazalnik razvitost države in gospodarstva. Električna energija je najbolj čista končna oblika energije, ki ni povezana s strupenimi izpusti. Lahko je hitro pretvorjena v drugo obliko energije, kot so toplotna, mehanska in svetlobna energija.

Elektroenergetski sistem je po definiciji »skupek vseh postrojenj in naprav za proizvodnjo, prenos in razdeljevanje električne energije, ki vzdržuje ravnotežje med proizvodnjo in porabo z ustrežno regulacijo« (Bakic et al., 2003, str. 7). Glavni sestavni deli elektroenergetskega sistema so proizvodna postrojenja, prenosno in distribucijsko omrežje. Električna energija je proizvedena v proizvodnih postrojenjih, pretvorjena iz generatorskih napetostnih nivojev v prenosne napetostne nivoje s pomočjo transformatorjev, prenesena do razdelilnih postrojenj preko prenosnih omrežij (daljnovodi, kabli) in naprej do končnih uporabnikov preko distribucijskih omrežij. Elektroenergetski sistemi so med seboj povezani preko povezovalnih prenosnih zmogljivosti (daljnovodi, kabli). Povezovanje elektroenergetskih sistemov ima veliko prednosti, kot so možnosti izmenjave električne energije, povečana zanesljivost dobave, zmanjšane rezervne kapacitete.

Električna energija je proizvedena v proizvodnih postrojenjih, ki so običajno nameščeni daleč od uporabniških središč. Proizvodna postrojenja ali elektrarne so posebni proizvodni sistemi, sestavljeni iz gradbenih objektov, naprav za pretvorbo energije iz ene oblike v druge (pogonski stroj, generator) in ostalo opremo (napajanje, zaščita, merilni sistemi), ki zagotavlja nemoteno in zanesljivo delovanje postroja. Največji delež električne energije se

proizvaja v konvencionalnih elektrarnah (hidroelektrarne, termoelektrarne in jedrske elektrarne), manjši delež tudi v nekonvencionalnih elektrarnah (sončne elektrarne, vetrne elektrarne, bioplinske elektrarne, geotermične elektrarne). Pogonski stroji so običajno hidro turbina, parna turbina, vetrna turbina itn., ki pretvarjajo primarno potencialno, kinetično, kemijsko, jedrsko energijo v sekundarno mehansko energijo. Generator, ki je vezan z gredjo na pogonski stroj, pretvarja mehansko energijo v električno energijo. Optimalno bi morali biti proizvodni postroji zaradi zmanjšanja stroškov prenosa in distribucije nameščeni čim bližje središčem uporabnikov, vendar so ti zaradi okoljevarstvenih razlogov (izpustni plini, onesnaževanje) in infrastrukturnih razlogov (velika površina, ki jo zavzemajo, možnosti širitve) pogosto nameščeni daleč stran od uporabniških središč.

Preko transformatorja je generatorski napetostni nivo dvignjen na ustrezen prenosni napetostni nivo. Dvig napetostnega nivoja je potreben zaradi izboljšanja stabilnosti in zmanjšanja izgub, ki nastajajo s prenosom električne energije na dolge razdalje čez prenosne poti (daljnovodi, kabli), ker so izgube kvadratično odvisne od toka, slednji pa se zmanjšuje z dvigom napetostnega nivoja (princip konstantne moči).

Električne energije ne moremo shranjevati, vsaj ne v velikih količinah, ker so trenutne zmogljivosti shranjevalnih kapacitet (baterije, akumulatorji, črpalne elektrarne) zelo omejene. Zaradi tega je pomembna izravnost porabe in proizvodnje v vsakem trenutku, kar pa zahteva točno napovedovanje porabe, ki se v vsakem trenutku spreminja. Če je poraba večja kot proizvodnja, frekvenca sinhroniziranega sistema začne upadati in obratno, če je poraba manjša kot proizvodnja, frekvenca začne naraščati, kar lahko privede do razpada elektroenergetskega sistema, zaradi izpada proizvodnih enot iz sinhronizma. Krivulja, ki opisuje spreminjanje porabe električne energije s časom, se imenuje krivulja obremenitve. Če je krivulja obremenitve vezana na en dan, se ta imenuje dnevni diagram porabe, na teden, mesec, kvartal, leto, tedenski, mesečni, kvartalni in letni diagram porabe. Dnevni diagram porabe je zelo pomemben, saj zagotavlja pomembne informacije glede nihanja porabe po urah čez dan, minimalne in maksimalne obremenitve, potrebne električne energije in posledično potrebne proizvodne kapacitete in zgodovinske podatke za bolj natančno napovedovanje porabe v prihodnosti.

1.2 Struktura trga električne energije

1.2.1 Organizacija trga električne energije, struktura trga in institucije

Liberalizacija trga električne energije je vplivala na spremembo vloge tradicionalnih subjektov v vertikalno integrirani strukturi in ustanovitev novih subjektov, ki delujejo neodvisno (Shahidehpour, Yamin, & Li, 2003). Struktura trga in institucije, ki so prisotni na trgu električne energije, so se spremenili. Subjekte, ki so prisotni na trgu električne energije, lahko razdelimo na organizatorja trga in udeležence na trgu. Organizator trga je

pravni subjekt, ki organizira trg z električno energijo. Udeležence trga pa lahko razdelimo na ponudnike električne energije, trgovce, tržne zastopnike in posrednike, odjemalce, sistemske operaterje prenosnega in distribucijskega omrežja in regulatorja trga.

Definicije udeležencev trga so po »Slovarju strokovnih izrazov za trg z električno energijo z razlagami v slovenskem in angleškem jeziku« (Bakic et al., 2003):

- **Organizator trga z električno energijo** »je pravna oseba, ki zbira ponudbe za proizvodnjo in za nakup električne energije in z uskladitvijo ravnotežja med ponudbo in povpraševanjem določi tržno ceno«.
- **Ponudnik električne energije** »je proizvajalec, trgovec ali tržni zastopnik, ki prodaja količino električne energije, na določeni lokaciji v omrežju, ob določenem času po ponujeni ceni«.
- **Trgovec z električno energijo** »je pravna ali fizična oseba, ki kupuje za prodajo in prodaja električno energijo, sistemske storitve ali energetske vrednostne papirje na trgu z električno energijo v lastnem imenu in za svoj račun«.
- **Tržni zastopnik** je »fizična ali pravna oseba, ki zastopa eno od strank pri sklenitvi posla o nakupu ali prodaji električne energije, sistemskih storitev ali energetskih vrednostnih papirjev«.
- **Tržni posrednik** je »fizična ali pravna oseba, ki posreduje pri sklenitvi posla o nakupu ali prodaji električne energije, sistemskih storitev ali energetskih vrednostnih papirjev, trguje v svojem imenu, a za tuj račun«.
- **Odjemalec električne energije** je »pravna ali fizična oseba, ki dobiva električno energijo iz sistema, navadno iz razdeljevalnega omrežja«.
- **Sistemski operater distribucijskega omrežja** je »pravna oseba, ki vodi razdeljevalno omrežje na določenem območju in ohranja njegovo zanesljivo delovanje«.
- **Sistemski operater prenosnega omrežja** je »pravna oseba, ki vodi obratovanje elektroenergetskega sistema in usklajuje njegovo sodelovanje s sosednjimi sistemi v okviru sistemskih obratovalnih navodil«.
- **Regulator** je »pravna oseba, ki neodvisno od vlade ureja trg z električno energijo in dokončno odloča v sporih glede dostopa do omrežij in določa cene monopolnih storitev; v Sloveniji Agencija za energijo«.

V literaturi so predstavljeni trije različni osnovni modeli za strukturo trga z električno energijo: model borze električne energije (angl. *Pool Model*), model bilateralnih (dvostranskih) pogodb (angl. *Bilateral Contract Model/Over-The-Counter Model*) in hibridni model (angl. *Hybrid Model*), (Shahidehpour et al., 2003). Borza predstavlja organizirano mesto trgovanja, kjer svoje ponudbe in povpraševanja dostavijo prodajalci in kupci, s ceno, po kateri so pripravljene prodati, oziroma kupiti. Pri dajanju ponudb za prodajo električne energije prodajalci ne vedo, kakšni bodo fizični pretoki po omrežju in kateri odjemalec bo prejel njihovo električno energijo. Če prodajalec ponudi previsoko

ceno, ki je noben kupec ni pripravljen plačati, ostane njegova ponudba nesprejeta. Če pa kupec ponudi prenizko ceno v primerjavi z ostalimi kupci, ostane brez nakupa. Borza določi enotno promptno ceno, definirano kot »cena električne energije v danem časovnem intervalu« (Bakic et al., 2003, str. 53). Borze skupaj s prenosnim operaterjem dajejo udeležencem jasen signal za naložbene odločitve. Promptna cena naj bi bila enaka mejni ceni, ki je po definiciji »cena, pri kateri se izenačita ponudba in povpraševanje po električni energiji, in cena, dosežena za zadnjo proizvedeno ali prodano enoto električne energije« (Bakic et al., 2003, str. 21). Model bilateralnih pogodb vključuje trgovanje preko bilateralnih pogodb (kupoprodajna oblika pogodbe med določenim dobaviteljem in odjemalcem). Tukaj se pogodbeni partnerji dogovorijo glede določil in pogojev iz sporazuma, neodvisno od operaterja prenosnega omrežja. Čeprav so zelo prilagodljiva oblika pogodbe, ima lahko kot posledico veliko tveganje kreditne sposobnosti partnerjev (Shahidehpour et al., 2003). Hibridni model združuje različne funkcije modela borze električne energije in modela bilateralnih pogodb. Obstojanje borze električne energije ni nujno, ampak se lahko stranke pogajajo neposredno z dobavitelji ali pa se odločijo za nakup energije po promptni ceni. Pri tem strukturnem modelu promptni trg služi vsem, ki so se odločili, da ne bodo kupovali bilateralno. Zadnji model ponuja spodbudo oblikovanja različnih storitev in načine oblikovanja cen glede potreb kupcev.

Stoft (2002, str. 84) navaja, da je trg električne energije razdeljen na specializirane trge, vendar je razlika med celotnim trgom in specializiranimi trgi relativna in ne absolutna (lahko je trg sistemskih storitev predstavljen kot celotni trg električne energije s specializiranimi trgi in ne kot specializiran trg celotnim trgom električne energije). Podobno razlago dajo Shahidehpour et al. (2003), ki razdelijo trg na tri specializirane trge, in sicer: trg električne energije, trg sistemskih storitev in trg prenosnih zmogljivosti. Trg električne energije je trg, kjer se trguje električna energija in je običajno organizirano trgovanje na borzi, kjer kupci in prodajalci dajejo svoje ponudbe (angl. *Bids*) vedno v paru, cena in količina. Po sprejemu povpraševanj in ponudb se določi mejna cena (angl. *Market Clearing Price*, v nadaljevanju MPC) z agregacijo krivulje ponudb in povpraševanj (presečišče krivulje je mejna cena, ki velja za vse udeležence). Trg sistemskih storitev vključuje ponudbe kapacitet za rotirajočo rezervo, regulacijo in ne-rotirajočo rezervo, urejene po kakovost rezerve. Trg prenosnih kapacitet je trg, kjer se dobavitelji potegujejo za prenosne pravice. Imetnik prenosnih pravic ima pravico, da fizično uporabi prenosne pravice za prenos moči čez prenosne kapacitete, ali da jih proda drugim, za kar dobi finančno kompenzacijo. Organizator trga prenosnih kapacitet je običajno operater prenosnega omrežja. Dodatno je trg razdeljen na trg z nestandardiziranimi terminskimi pogodbami (trgovanje dan vnaprej in urno trgovanje) in trgovanje v realnem času (Shahidehpour et al., 2003, str. 9).

1.2.2 Dvostransko trgovanje

Pri dvostranskem trgovanju so kupci neposredno dogovorjeni z dobavitelji električne energije preko bilateralnih kupoprodajnih pogodb za ceno in količino točno opredeljene električne energije. Pogosto pri sklepanju bilateralnih kupoprodajnih pogodb posredujejo borzno-posredniške družbe. Za razliko od trgovanja na borzi, pri dvostranskem trgovanju ne obstaja osrednje mesto trgovanja, ampak se pogodbene stranke dogovarjajo osebno ali preko medijev (elektronska pošta, telefon itn.), kar ima za posledico omejene preglednosti, višje transakcijske stroške in tveganje kreditne sposobnosti partnerjev.

V Evropi se večinoma trguje preko dvostranskih pogodb. Trgovana količina preko dvostranskih pogodb leta 2007 v Evropski uniji je bila 6,3 milijonov GWh, ali dvokratnik trgovane količine iz leta 2006, in je bila po oceni avtorjev vredna 285 milijard evrov (Rademaekers, Slingenberg, & Morsy, 2008). Trgovana količina preko borz v EU-27 v letu 2007 na promptnih trgih znašala 825.728 GWh, ali približno 30,4 % celotne porabe električne energije v članicah EU-27, medtem ko je bilo trgovanje standardiziranih terminskih pogodb v istem letu 1.078.062 GWh (Karan & Kazdašli, 2011; Rademaekers et al., 2008).

1.2.3 Trgovanje s terminskimi pogodbami

Terminske pogodbe so izvedeni finančni instrumenti, ki se uporabljajo za obvladovanje tveganja. Najpogostejše uporabljani so standardizirana terminska pogodba (angl. *Futures Contract*), nestandardizirana terminska pogodba (angl. *Forward Contract*) in opcija (angl. *Option*). Po definiciji v literaturi (Bakic et al., 2003, str. 37, 38 in 45) je:

- **standardizirana terminska pogodba**, »pogodba, ki zavezuje imetnika prodati ali kupiti določeno količino električne energije po dogovorjeni ceni za dogovorjeno obdobje na določeni datum, kar določa organizator trga z električno energijo«;
- **nestandardizirana terminska pogodba**, »praviloma neprenosljiva pogodba, ki se nanaša na obveznost nakupa ali prodaje električne energije na natančno določen prihodnji datum po dogovorjeni ceni«;
- **opcija**, »izvedeni finančni instrument, ki daje lastniku pravico, ne pa obveznosti, da v prihodnosti izvede dogovorjeno transakcijo po vnaprej določeni izvedbeni ceni, in jo je mogoče uporabiti na določen dan«.

Standardizirane terminske pogodbe so se prvič v Evropi pojavile na skandinavski borzi Nord Pool leta 1993, kjer še vedno vzdržujejo visoko stopnjo trgovanja s standardiziranimi terminskimi pogodbami (Eydeland & Wolyniec, 2003, str. 19). Terminske pogodbe, pri katerih se zahteva fizična poravnava, morajo imeti definirano ceno, količino, lokacijo in obdobje dostave. Pri standardiziranih terminskih pogodbah sta dostava električne energije

in finančna poravnana zagotovljena od borze, kar odpravlja posojilno tveganje, zaradi česar so ene izmed najbolj pogosto uporabljenih finančnih instrumentov. Njihova standardizacija zagotavlja zmanjšanje stroškov pogodbe. Finančna poravnava se izvaja dnevno. S standardiziranimi terminskimi pogodbami se stranke zavarujejo proti velikim nihanjem cen električne energije na promptnih trgih. Če stranka pričakuje, da bo cena v določenem obdobju, npr. tednu, mesecu, kvartalu, višja, se bo poskušala zavarovati z nakupom čim večjega deleža potrebne količine električne energije preko standardiziranih terminskih pogodb, in se s tem izogniti tveganju nihanja cen v tem obdobju. Če je cena na promptnem trgu v tem obdobju višja kot cena, ki jo je kupec plačal pri pogodbi, bo s tem zaslužil, če pa je nižja, bo naredil izgubo.

Podobno kot standardizirane terminske oblike, nestandardizirana oblika vsebuje podatke o pogodbeni ceni, količini, lokaciji in obdobju dobave. Kljub temu obstajajo pomembne razlike. Nestandardizirane terminske pogodbe se trgujejo bilateralno, standardizirane pa se trgujejo preko borze. Pogodba se oblikuje na primeren način za stranke, in ne na standardiziran način. Lahko so tako fizično kot finančno poravnani dnevno, tedensko, mesečno, kvartalno, letno itd. in ne nujno dnevno. Finančna poravnava je vezana na veliko posojilno tveganje strank.

Opcije kot finančni izvedeni instrument se pojavljajo v dveh oblikah: opcija nakupa in opcija prodaje. Opcija nakupa da pravico, ne pa obveznost, imetniku za nakup električne energije po vnaprej določeni izvedbeni ceni, enkrat in na določen dan. Opcija prodaje da imetniku pravico, in ne obveznost, za prodajo po vnaprej določeni izvedbeni ceni, enkrat in na določen dan. Vsaka opcija vsebuje podatke o točnem času, lokaciji, količini in pogojih dostave (tip dostavljene električne energije, bazna, trapezna ali nočna energija ali čas dostave). Opcije se zelo pogosto uporabljajo za zavarovanje proti izredno visokim konicam cen, ki se zaradi visoke volatilnosti cen pogosto pojavljajo.

1.2.4 Organiziran dnevni trg električne energije

Organizirano dnevno trgovanje poteka na organiziranem borznem trgu, kjer tržni udeleženci dajejo svoje ponudbe in povpraševanja za standardizirane urne produkte za dan vnaprej (angl. *Day-Ahead Market*). Organizator trga lahko povezuje več medsebojno povezanih trgov, na katerih se trguje z različnimi časovnimi obdobji. Dan pred izvajanjem dražbe se v trgovalno aplikacijo vnesejo ponudbe in povpraševanja za vsako uro ali več ur (urni bloki) naslednjega dne, toda v petek se razen za sobote trguje tudi za nedeljo in ponedeljek. Za nakup urnih blokov obstajajo standardizirani produkti, in sicer bazni urni blok (angl. *Base*) s časovnim trajanjem od 0:00 do 24:00, trapezni ali vršni urni blok (angl. *Peak*) s časovnim trajanjem od 8:00 do 20:00, prvi nočni urni blok (angl. *Off-Peak I*) s časovnim trajanjem od 0:00 do 8:00, drugi nočni urni blok (angl. *Off-Peak II*) s časovnim trajanjem od 22:00 do 0:00 in ostali standardizirani produkti, kot so nočni, jutranji,

popoldanski, večerni urni blok, tako kot stranki poljubni urni bloki zaporednih ur. Določene borze imajo omejitve glede na maksimalno in minimalno ponudbeno ceno za enoto oziroma MWh električne energije. Tako je maksimalna cena na nemškem promptnem trgu (angl. *European Power Exchange*, v nadlajevanju EPEX) 3.000 EUR/MWh, minimalna pa -500 EUR/MWh (Day-ahead auction with delivery on the German/Austrian TSO zones, 2014).

Ko se v trgovalno aplikacijo vnesejo vse funkcije ponudbe in povpraševanja, algoritem aplikacije vse ponudbe za vsako posamezno uro pretvori v linearno naraščajočo krivuljo (ponudba) in linearno padajočo krivuljo (povpraševanje). Mejna cena je določena iz presečišča obeh krivulj za vsako uro. Če se zgodi, da mejna cena na trgu ne more biti določena zaradi presega povpraševanja nad najvišjo ponudbeno ceno, lahko operator trga dovoli ponovno dražbo.

V Evropi je najpogosteje določena mejna cena enotna oziroma vsi udeleženci borze plačajo, ali kupujejo po MPC. So tudi borze, ki določajo ceno po mehanizmu različnih ponudbenih cen (angl. *Pay-As-Bid*), pogosto v Združenih državah in Veliki Britaniji. Mehanizem določanja mejne enotne cene ima več prednosti, kot so povečanje učinkovitosti in konkurenčnosti trga, zagotavljanje pravih signalov za dolgoročno vlaganje v prenosne kapacitete in proizvodne enote, preglednost in enostavnost. Pomanjkljivosti so povezane z nepopolnostmi trga. Ponudniki električne energije so po navadi namreč proizvajalci, ki imajo veliko tržno moč in se lahko odločijo za neponujanje celotnih kapacitet po mejni ceni, ker je cena, ki bi jo pridobili s ponujanjem celotnih kapacitet, nižja kot cena, ki bi jo dobili s ponujanjem preostalih kapacitet po višji tržni ceni. Prav tako obstajajo omejitve glede razpoložljivih prenosnih kapacitet, kar lahko dodatno zviša ceno. Toda čim večji je trg, tem manjša je tržna moč proizvajalcev. Proizvajalci, ki so vnaprej prodali večino proizvodnje preko izvedenih finančnih instrumentov, ne morejo veliko vplivati na dnevno ceno električne energije. Mehanizem različnih ponudbenih cen ima veliko slabosti, kot so neučinkovit in negotov rezultat, ker ne daje pravilne spodbude za vlaganje v nove proizvodne kapacitete z nižjimi stroški proizvodnje, ne določa referenčne cene za izvedene finančne instrumente, veliki proizvajalci lahko uveljavijo tržno moč itn.

1.2.5 Znotraj dnevno trgovanje

Znotraj dnevno trgovanje (angl. *Intraday market*) je prodaja in dobava električne energije v zelo kratkem časovnem intervalu (od enega dneva do ene ure pred fizično dobavo). Trgovanje se izvaja preko spletne trgovalne aplikacije. Prodajalci, ki imajo odvečno količino električne energije, jo lahko ponudijo v spletno aplikacijo in prodajo po promptni ceni, prodana električna energija pa je dostavljena nekoliko kasneje. Vsi udeleženci lahko vidijo vse ponudbe, vendar so te anonimne oziroma ni podatkov o ponudniku.

Znotraj dnevno trgovanje je nujno potrebno za izravnavo razlike med načrtovano porabo na dnevem trgu in dejansko porabo v realnem času. Promptne cene so določene na principu »kdor prvi pride, prvi melje« (angl. *First-Come, First-Served*), kjer se najugodnejša odkupna in najnižja prodajna cena izvršita prvi. Če ne pride do sklepanja poslov, zaradi razlike v ponudbenih cenah med ponudniki in kupci, torej zaradi previsoke prodajne cene in prenizke nakupne cene, se te ponudbe vpišejo v knjigo ponudb glede na določeno veljavnost. Poleg ponudbe s cenami lahko tržni udeleženci dajejo ponudbe za nakup ali prodajo brez cene. To pomeni, da je udeleženec pripravljen kupiti ali prodati določeno količino električne energije ne glede na ceno. Te ponudbe se v knjigi ponudb razvrstijo prve, glede na določeno veljavnost.

Leta 2011 je v Evropi le 15 članic Evropske unije imelo znotraj dnevni trg (Tabela 1) (EWEA, 2014). Trgovane količine in likvidnost trga so bili zelo omejeni, le na španski borzi je delež trgovane količine večji, na vseh ostalih je ta delež manjši kot 1 % (Tabela 2).

Tabela 1: Znotraj dnevni trgi v Evropski uniji v letu 2011

Država	Operater trga	Znotraj dnevni trg
Avstrija	EXAA	ne
Belgija	BELPEX	da
Bolgarija	TSO	ne
Ciper	TSO	ne
Češka	EPX	ne
Danska	NordPool Spot	da
Estonija	NordPool Spot	da
Finska	NordPool Spot	da
Francija	APX-ENDEX	da
Nemčija	APX-ENDEX	da
Velika Britanija	N2X	da
Grčija	HTSO	ne
Madžarska	HUPX	ne
Irska	SEMO	ne
Italija	GME	da
Latvija	NordPool Spot	ne
Litva	BaltPool	ne
Luksemburg	BELPEX	ne
Malta		ne
Severna Irska	SEMO	ne
Norveška	NordPool Spot	da

se nadaljuje

nadaljevanje

Država	Operater trga	Znotraj dnevni trg
Romunija	OPCOM	da
Portugalska	OMIE	da
Poljska	POLPX	da
Slovaška	OKTE	ne
Slovenija	Borzen	ne
Španija	OMIE	da
Švedska	NordPool Spot	da
Nizozemska	APX-ENDEX	da
	Št držav, ki imajo znotraj dnevni trg	15
	Št. držav, ki nimajo znotraj dnevnega trga	14

Legenda: Oznaka »ne« pomeni, da v določeni državi ne obstaja znotraj dnevni trg, oznaka »da« pomeni, da v določeni državi obstaja znotraj dnevni trg.

Vir: EWEA, *Creating the Internal Energy Market in Europe, 2014, str. 15, slika 1.3.*

Tabela 2: Trgovana količina na znotraj dnevnih trgih v letih 2010 in 2011

Država	Operater trga	Trgovana količina v TWh	Delež porabe v %
Francija	APX-EPEX	0,2	0,10
Nemčija	APX-EPEX	1,4	0,20
Skandinavske države	NordPool	2,7	0,70
Belgija	BELPEX	0,2	0,20
Španija	OMIE	45,6	15,30

Vir: EWEA, *Creating the Internal Energy Market in Europe, 2014, str.16, tabela 1.1.*

1.2.6 Trg sistemskih storitev

Sistemske storitve so storitve pri regulaciji elektroenergetskega sistema, ki so potrebne za normalno, nemoteno in zanesljivo delovanje elektroenergetskega sistema. Sistemski operater prenosnega omrežja (v nadaljevanju SOPO) je po Sistemskih obratovalnih navodilih za prenosno omrežje (Ur. l. RS, št. 49/07, št. 71/12, v nadaljevanju NavSOPO) odgovoren za zagotavljanje naslednjih sistemskih storitev: regulacijo frekvence in moči (zagotavljanje zadostne rotirajoče rezerve moči za primarno, sekundarno in terciarno regulacijo frekvence), regulacijo napetosti (zadostno rezervo proizvodnih enot jalove

moči), pokrivanje odstopanj dejanskih izmenjav regulacijskega območja od načrtovanih vrednosti, zagon agregata brez zunanjšega napajanja (zadostno število agregatov za zagon sistema v primeru razpada elektroenergetskega sistema), pokrivanje tehničnih izgub, ki nastanejo v prenosnem omrežju, razbremenjevanje omrežja (NavSOPO). Stroške za sistemske storitve nosijo uporabniki elektroenergetskih omrežij, zaradi tega je sistemski operater dolžan pri zagotavljanju le-teh ravnati gospodarno.

Sistemske storitve ponujajo proizvajalci v proizvodnih enotah s primernimi tehničnimi značilnostmi in zmogljivostmi, ki jih zahteva sistemski operater. Sistemski operater periodično preverja ponudnike sistemskih storitev. Če zakupljene rezerve sistemskih storitev ne zadoščajo za regulacijo elektroenergetskega sistema, sistemski operater dokupi potrebno količino električne energije na izravnalnem trgu.

Pri določenih ponudnikih sistemskih storitev si sistemski operater zagotovi rezervo sistemskih storitev, ki jo lahko izkoristi v določenem intervalu in določenem obsegu, ko jo potrebuje, kot je na primer rotirajoča rezerva (sinhronizirana rezerva za primarno in sekundarno regulacijo frekvence, ki je v vsakem trenutku na voljo sistemskemu operaterju). Stroški sistemskih storitev so zelo visoki in znašajo po ocenah avtorjev Song in Sun (2009, str. 534) okoli 10 % celotne cene električne energije, vendar so nujno potrebni za pravilno delovanje elektroenergetskega sistema.

1.2.7 Izravnalni trg

Sistemski operater prenosnega omrežja mora v vsakem trenutku vzdrževati ravnotežje med porabo in proizvodnjo električne energije, da bi se ohranila celovitost in zanesljivost obratovanja elektroenergetskega sistema. Na podlagi sklenjenih kupoprodajnih pogodb oziroma sklenjenih poslov na organiziranem trgu in preko bilateralnih pogodb, SOPO določi vozni red (načrt proizvodnje, prenosa in distribucijskega odjema moči v omrežju, ki vsebuje dinamično proizvodnje ali odjema na prevzemno-predajnih mestih) z upoštevanjem tehničnih omejitev omrežja.

Naslednji dan elektroenergetski sistem obratuje na podlagi načrtovanega voznega reda, vendar zaradi sprememb v proizvodnji ali porabi v realnem času nastajajo odstopanja od obratovalnih napovedi. Za potrebe izravnave odstopanj SOPO kupuje oziroma prodaja na izravnalnem trgu električne energije, ki običajno poteka v sklopu znotraj dnevnega trga električne energije. V 4. členu Pravil za izvajanje izravnalnega trga z električno energijo (Ur.l. RS, št. 73/12, št. 17/14, nadaljevanju PravilaIzr), je izravnalni trg z električno energijo (angl. *Balancing Market* ali angl. *Real Time Market*) definiran kot »tehnološko podprta 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«. Ponudbe se lahko v trgovalno aplikacijo vnašajo 24 ur na dan, sedem dni na teden in največ za dan vnaprej.

Sistemeski operater na podlagi merjenih vrednosti odjema in načrtovanega voznega reda določi bilančni obračun odstopanj, ki vsebuje količino in vrednosti odstopanj. Za izravnave odstopanj sistemeski operater trži električno energijo na znotraj dnevnem trgu ali trgu sistemskih storitev in izbere ekonomsko in tehnično najugodnejšo ponudbo. Odvisno od organizatorja trga se proces poravnave izvaja vsakih 5 minut, pol ure, 45 minut ali vsako uro za vsako vozlišče prenosnega sistema.

Stroške za izravnave odstopanj plačajo udeleženci bilančne skupine, pri kateri je prišlo do odstopanj. Definicija bilančne skupine je na voljo v Slovarju strokovnih izrazov za trg z električno energijo, kot »skupina odjemalcev, v kateri so lahko tudi proizvajalci, pri kateri je vodja skupine odgovoren za sprotno zmanjševanje odstopanj dejanskega skupnega odjema od skupne pogodbene vrednosti odjema ali od napovedanega obremenitvenega diagrama«, (Bilančna skupina, b.l.). Po NavSOPO mora v primeru pričakovanega večjega odstopanja od potrjenega voznega reda odgovorni bilančne skupine sisteskemu operaterju v najkrajšem možnem času dostaviti spremenjen vozni red, kjer se za večje odstopanje šteje:

- odstopanje vsote najavljene proizvodnje in odjema za več kot $\pm 5 \%$ ali
- odstopanja za prevzemno-predajnega mesta, ki so večja od $\pm 10 \%$.

Članu bilančne skupine, ki odstopa, se izravnava odstopanj zaračuna. Rezultati izravnalnega trga so običajno objavljeni skupaj z rezultati znotraj dnevnega trga.

1.3 Finančni produkti na trgu električne energije

Deregulacija trga električne energije vpliva na visoke negotovosti glede cene električne energije v prihodnosti, zaradi lastnosti električne energije, kot je nezmožnost shranjevanja v velikih količinah in potreba vzdrževanja ravnovesja med porabo in proizvodnjo v vsakem trenutku zaradi ohranjanja celovitost sistema.

Da ne bi prišlo do previsokih cen električne energije, ki negativno vplivajo na razvoj in delovanje trga električne energije, je treba s pomočjo strategij zavarovanja (angl. *Hedging Strategies*) obvladovati tržna cenovna tveganja električne energije. Različne strategije zavarovanja uporabljajo različne izvedene finančne instrumente. V podpoglavju 1.3.2 so predstavljeni izvedeni finančni instrumenti in oblikovanje njihovih cen.

1.3.1 Finančne pogodbe

Eydeland in Wolyniec (2003) razdelita energetske derivate na fizične energetske derivate, ki vključujejo standardizirano terminsko pogodbo, nestandardizirano terminsko pogodbo, zameno in opcije, in finančne energetske derivate, ki prav tako vključujejo: standardizirano terminsko pogodbo, nestandardizirano terminsko pogodbo, zameno in opcije. Razlika med fizičnimi in finančnimi energetskimi derivati je, da fizični energetski derivati zahtevajo tudi fizično izmenjavo električne energije, finančni pa ne. Finančni instrumenti definirajo le finančne tokove med pogodbenimi strankami, vendar se ne upoštevajo pri določanju vozniških redov.

Pri fizičnih pogodbah mora prodajalec produkta dostaviti kupcu pogodbeno količino po pogodbeni ceni. Pri finančnih pogodbah pogodbeni stranki izmenjujeta gotovinska plačila, ki temeljijo na razliki med dogovorjeno pogodbeno ceno in vnaprej določenim cenovnim indeksom. Pri finančnih pogodbah dejanska dobava ni predvidena, reguliran pa je pretok denarja. Finančna pogodba ne zajema tehničnih pogojev oziroma stanja prenosnega omrežja (dostop do zmogljivosti, zamašitve omrežja). Finančne pogodbe so pogosto imenovane kot zamene (angl. *Swaps*).

1.3.2 Finančni instrumenti

Finančni instrumenti vključujejo: standardizirano terminsko pogodbo, nestandardizirano terminsko pogodbo, zameno in opcije in se uporabljajo za obvladovanje cenovnih tveganj. Definicije finančnih instrumentov so bile predstavljene v poglavju 1.2.3. V tem poglavju bodo predstavljeni principi delovanja finančnih instrumentov in vrednosti le-teh.

Princip delovanja standardizirane terminske pogodbe je opisan v nadaljevanju. Kupec 1 se želi zavarovati pred previsokimi cenami v mesecu marcu (obdobje dobave) in zaradi tega preko standardizirane terminske pogodbe kupi preko poravnalne hiše v mesecu januarju (obdobje trgovanja) obveznost nakupa 10 MW električne energije za vsak dan, ali skupaj za mesec marec 7.440 MWh (744 ur, po 10 MW) po ceni 40 EUR/MWh (denarni pretok prikazuje Tabela 3). Pri sklepanju pogodbe Kupec 1 plačuje začetno kritje (5–10 % od vrednosti kupoprodajne pogodbe) poravnalni hiši, ki posreduje pri sklepanju posla za zavarovanje tveganja neplačila. Predpostavimo, da je v januarju tržna cena 50 EUR/MWh, po kateri kupuje Kupec 1 električno energijo na trgu. Poravnalna hiša bo Kupcu 1 izplačala 10 EUR/MWh, razliko med dogovorjeno pogodbeno ceno in ceno na trgu. Pri tem je Kupec 1 ustvaril dobiček 10 EUR/MWh, ali skupaj za cel mesec 74.400 EUR. V času dostave oziroma v mesecu marcu predpostavimo, da je sistemska cena povprečno 53 EUR oziroma je to izvršilna cena. Kupec 1 na dnevnem trgu električne energije kupuje po izvršilni ceni, ali skupaj plača 394.320 EUR. Razliko med dogovorjeno ceno in izvršilno ceno, 3 EUR/MWh, poravnalna hiša izplača Kupcu 1 (skupaj 22.320 EUR). Za

dogovorjeno količino električne energije je Kupec 1 po poravnavi posla plačal 297.600 EUR, toda točno toliko bi plačal, če bi trgoval na promptnem trgu isto količino po ceni 40 EUR/MWh. Ker je cena električne energije narastla v mesecu marcu, tako kot je Kupec 1 predvideval, je on zaslužil oziroma prihranil 96.720 EUR. Ker so terminske pogodbe igre z ničelno vsoto (angl. *Zero-Sum Game*), je isto vsoto izgubil oziroma porabil prodajalec terminske pogodbe. Ob zapadlosti pogodbe se začetno kritje vrne obema strankama (kupcu in prodajalcu terminske pogodbe).

Tabela 3: Primer uporabe standardizirane terminske pogodbe

	Cena v EUR/MWh	Količina v MWh	Čas v urah	Denarni pretok v EUR
Nakup na promptnem trgu	-53	10	744	-394.320
Tržni dobiček	10	10	744	74.400
Izvršilni dobiček	3	10	744	22.320
			Skupaj	-297.600
Nakup po pogodbi	-40	10	744	-297.600

Avtorja Eydeland in Wolyniec (2003, str. 21, 33) predstavljata vrednost finančnih instrumentov, opisane v nadaljevanju. V času t je cena standardizirane terminske pogodbe $F_{t,T}$, kjer je T čas dospelja pogodbe. Vrednost terminske pogodbe $V(t, F_{t,T})$ za nakupovalno pogodbeno stranko, ki v času dobave plača fiksno pogodbeno ceno X za eno MWh , je predstavljena z enačbo (1),

$$V(t, F_{t,T}) = e^{-r(T-t)}(F_{t,T} - X) \quad (1)$$

kjer je r netvegana obrestna mera v času sklenitve terminske pogodbe. Za prodajalno pogodbeno stranko, ki v času dobave prodaja po fiksno pogodbeno ceno X za eno MWh , je vrednost terminske pogodbe predstavljena z enačbo (2).

$$V(t, F_{t,T}) = e^{-r(T-t)}(X - F_{t,T}) \quad (2)$$

Pri nestandardizirani terminski pogodbi je obveznost nakupa ali prodaje električne energije določena na določen prihodnji datum po dogovorjeni ceni dogovorjena izven borze, med pogodbenima strankama, preko edinstvene terminske pogodbe (Eydeland & Wolyniec, 2003). Nestandardizirana oblika terminske pogodbe je po navadi zelo tvegana, ker je negotovost, da pogodbeni stranki ne izpolnita svoje obveznosti velika.

Vrednost nestandardizirane terminske pogodbe v času t , $V(t, F_{t,T})$, za nakupovalno pogodbeno stranko in prodajalno pogodbeno stranko sta predstavljeni z enačbi (3) in (4), zaporedno,

$$V(t, F_{t,T}) = N \cdot e^{-r(t, T_{pay})(T_{pay}-t)} (F_{t,T} - X) \quad (3)$$

$$V(t, F_{t,T}) = N \cdot e^{-r(t, T_{pay})(T_{pay}-t)} (X - F_{t,T}) \quad (4)$$

kjer je $F_{t,T}$ cena standardizirane terminske pogodbe v času t , X je fiksna pogodbeno cena za eno *MWh*, N je število *MWh* po pogodbi, $r(t, T_{pay})$ diskontna stopnja od časa t do časa T_{pay} , ki je lahko različen od časa poravnave (izvršbe pogodbe), $e^{-r(t, T_{pay})(T_{pay}-t)}$ pa je diskontni faktor.

Opcije so lahko prodajne (angl. *Put Options*) ali nakupne (angl. *Call Options*). Pri nakupni opciji kupci plačujejo prodajalcem nakupno premijo (ceno opcije), ki ni odvisna od uveljavitve opcije (kupec lahko, ampak ne more uveljaviti opcije). »Prodajna opcija je finančni instrument, ki daje imetniku pravico, ne pa obveznosti, prodati določeno količino električne energije po dogovorjeni ceni za dogovorjeno obdobje ali na določeni datum« (Bakic et al., 2003, str. 41). »Nakupna opcija je finančni instrument, ki daje imetniku pravico, ne pa obveznosti, kupiti določeno količino električne energije po dogovorjeni ceni za dogovorjeno obdobje ali na določeni datum« (Bakic et al., 2003, str. 23). Dogovorjena cena se imenuje tudi izvršilna cena. Če je izvršilna cena pri prodajni pogodbi višja od cene indeksa, po katerem je opcija poravnana, se opcija splača, v obratnem primeru ne. Če je izvršilna cena pri nakupni pogodbi nižja od trenutne cene indeksa, po katerem je opcija poravnana električne energije, se opcija splača, v obratnem primeru ne. Eydeland in Wolyniec (2003, str. 40) predstavljata izplačljivost opcije z enačbo (5),

$$\Pi_{call} = \begin{cases} S - K, & \text{if } S \geq K \\ 0, & \text{if } S < K \end{cases} \quad (5)$$

kjer je S cena indeksa, po katerem je opcija poravnana, K pa izvršilna cena pri pogodbi.

Zamena (angl. *Swap*) »je finančni instrument, ki omogoča pogodbenima strankama zamenjavo pogodbenih obveznosti v določenem časovnem obdobju« (Bakic et al., 2003, str. 60). Pri zamenah se običajno obe pogodbeni stranki strinjata, da hočeta zamenjati svoje pogodbene obveznosti za pogodbene obveznosti nasprotne strani. Pogosto uporabljane zamene so zamene pogodbene obveznosti s fiksno ceno za pogodbene obveznosti z drsečo ceno električne energije (na dnevnem trgu) ali obratno, za določeno količino in v

določenem časovnem obdobju. Eydeland in Wolyniec (2003, str. 37) predstavljata vrednost zamene z enačbo (6),

$$PV_{swap}(t) = \sum_i N_i \cdot [f_i \cdot DF(t, T_{i,pay}^{float}) - X \cdot DF(t, T_{i,pay}^{fixed})] \quad (6)$$

kjer je $PV_{swap}(t)$ trenutna vrednost zamene v času t , N_i trgovana količina, $f_i = F_{t,T_i}$ je pričakovana cena v času t za dobavo v i -tem mesecu ali cena terminske pogodbe, $DF(t, T_{i,pay}^{float}) = e^{-r_i(t, T_i)(T_i - t)}$ diskontni faktor od časa t do časa $T_{i,pay}^{float}$, ki je čas plačila za dostavljeno pogodbeno obveznost v i -tem mesecu, $DF(t, T_{i,pay}^{fixed})$ je diskontni faktor od časa t do časa fiksnega plačila $T_{i,pay}^{fixed}$.

1.3.3 Arbitraže, špekulacije, ščitenje

Arbitraža (angl. *Arbitrage*) je realizacija dobičkov brez tveganja, skozi cenovna nesorazmerja med različnimi trgi (terminski in promptni trg) ali finančnimi instrumenti. Pri tem izvajalec arbitraže ali arbitražnik ustvari dobiček brez tveganja in začetnega vložka. V resničnosti ima arbitraža kratkotrajen značaj, ker povzroča premaknitev trga v drugo ravnotežno stanje, kjer se ta ne more nadaljevati. En primer arbitraže je opisan v nadaljevanju.

Predpostavimo, da se na različnih terminskih trgih ponujata dva terminska produkta oziroma produkt kvartalne standardizirane terminske pogodbe za prvi letni kvartal Q1 (januar–marec) in mesečne standardizirane terminske pogodbe za mesece: M1 (januar), M2 (februar) in M3 (marec). Predpostavimo, da je trenutno cena na Trgu 1 za Q1 45 EUR/MWh. Istočasno je cena na Trgu 2 za M1, M2 in M3 42,5 EUR/MWh, 46 EUR/MWh in 47 EUR/MWh, zaporedno. Arbitražer tukaj vidi priložnost zaslужka skozi cenovna nesorazmerja med različnimi trgi in različnimi finančnimi instrumenti oziroma bo s hkratnim nakupom 10 MW količine električne energije produkta Q1 in prodajem iste količine preko mesečnih terminskih pogodb M1, M2 in M3 ustvaril dobiček 3.000 EUR brez tveganja in brez začetnega vložka (Tabela 4).

Špekulacije so posli, ki izkoriščajo cenovne razlike med nakupnimi in prodajnimi cenami finančnih instrumentov v različnih časovnih obdobjih. Trgovci oziroma špekulanti stavijo na prihodnje gibanje tržnih cen in ustvarijo trenutni zaslupek. Špekulant drži odprto pozicijo svojega portfelja, da bo kupljeno električno energijo prodal po pričakovano višji ceni v prihodnosti.

Avtorja Kolb in Overdahl (2009) razdelita špekulante v dve skupini, in sicer glede na to, kako oblikujejo svoja pričakovanja gibanja cen. Prva skupina so tisti, ki oblikujejo svoja

pričakovanja glede na osnovne gospodarske pogoje. Njihov cilj je prvič identificirati ključne gospodarske razmere in spremenljivke, ki lahko vplivajo na ceno, in potem opazovati spremembe razmer. Na primer, trgovce terminskih pogodb nadzorujejo spremenljivke, ki lahko vplivajo na spremembo porabe ali ponudbe električne energije. Če špekulantu uspe zbrati dovolj informacij, preden se te izkažejo s spremembo cen, lahko ustvari dobiček. Druga skupina so tisti, ki oblikujejo svoja pričakovanja glede analize vzorcev cen in drugih statističnih podatkov. Špekulanti druge skupine verjamejo, da so trgovci, ki sodelujejo na trgu, nagnjeni k ponavljanju načina trgovanja, in analizo vzorcev uporabljajo pri napovedovanju prihodnjih gibanj cen. Če jim uspe pravilno interpretirati vzorce, lahko ustvarijo dobiček.

Tabela 4: Primer arbitraže

Standardizirana termimska pogodba	Cena v EUR/MWh	Količina v MW	Čas v urah	Stroški v EUR
Q1 (kvartal januar-marec)	-45	10	2.160	-972.000
M1 (mesec januar)	42,5	10	744	316.200
M2(mesec februar)	46	10	672	309.120
M3(mesec marec)	47	10	744	349.680
			Skupaj:	3.000

Da bi se zaščitili pred prevelikim tveganjem cenovnih nihanj električne energije, se trgovci in podjetja zavarujejo pred tveganji. Pogosto uporabljen način zavarovanja je uporaba standardiziranih terminskih pogodb, s katerim si prodajalec ali kupec zagotovi prodajo ali nakup električne energije po vnaprej dogovorjeni ceni. Če cena električne energije raste, bo prodajalec izgubil potencialni dobiček (razliko med ceno v terminski pogodbi in ceno na promptnem trgu), ampak je zavarovan pred padcem cene. Kupec se je v tem primeru uspešno zavaroval pred rastom cene in si pravočasno zagotovil ugodno ceno. Če cena električne energije na trgu upada, si je prodajalec zagotovil ugodno prodajo, kupec pa je plačal visoko ceno.

2 EVROPSKI TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE

Večina nacionalnih trgov električne energije je bilo v 90. letih prejšnjega stoletja monopoliziranih, zaradi česar je Evropska unija intervenirala z uvedbo direktive 96/92/EC3 leta 1996 za odpiranje in liberalizacijo nacionalnih trgov električne energije. Sledila je še druga direktiva za liberalizacijo v letu 2003, ki je določala skupna pravila za notranji trg z električno energijo in tretja direktiva za liberalizacijo v letu 2009, ki je predlagala osnove Agencije za sodelovanje energetske regulatorje. Namen sprejetja teh direktiv je bila uvajanje notranjega trga z električno energijo z namenom povečanja učinkovitosti, konkurenčnosti in standarda storitev in znižanja cen električne energije.

2.1 Proces liberalizacije trga električne energije

Liberalizacija trga električne energije v Evropski uniji je posledica pravnih, političnih in ekonomskih razlogov. Države članice si namreč želijo povečati konkurenčnost energetskega sektorja, učinkovitost in neodvisnost proizvodnje in zagotoviti zanesljivost oskrbe. Svojemu prebivalstvu in industriji želijo zagotoviti električno energijo po čim bolj konkurenčni ceni, torej zagotoviti konvergenco cen električne energije in tudi oblikovati notranji trg, kjer je zagotovljen prost dostop do omrežja in prosta izbira dobavitelja.

Proces liberalizacije trga električne energije se je začel z uvedbo direktive Evropskega parlamenta in sveta 96/92/EC3 o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo (Ur.l. EU, št.96/92/EC3, v nadaljevanju Dir1996), zatem sta sledili direktivi Evropskega parlamenta in sveta 2003/54/ES o skupnih pravilih za notranji trg z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 96/92/ES (Ur.l.EU, št. 2003/54/ES, v nadaljevanju Dir2003) in 2009/72/ES o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 2003/54/ES (Ur.l. EU, št. 2009/72/ES, v nadaljevanju Dir2009). Zakonska regulativa trga električne energije je predstavljena v poglavlju 2.5. Liberalizacija trga električne energije je imela namen:

- Ločiti konkurenčne (proizvodnje, dobave) in nekonkurenčne (prenos, distribucija, sistemske storitve) dele elektroenergetskega sektorja, da bi se zagotovil učinkovit in nediskriminatoren dostop do omrežja in preprečevanje uveljavljanja vertikalne tržne moči preko politik omejevanja dostopa do prenosnega in distribucijskega omrežja, od katerega so odvisni dobavitelji. Dir2003 je predvidevala pravno ločeno upravljanje vertikalno integriranih podjetij prenosnih in distribucijskih sistemov in sprejetje ukrepov za zagotavljanje preglednih in nediskriminatornih tarif za dostop do omrežja, ki so veljavne za vse uporabnike sistema brez razlikovanja.
- Transformirati vertikalno integriranega energetskega sektorja v horizontalno integriranega, z namenom zagotavljanja konkurence, bolj celovitega izkoriščanja omrežja in povečanja zanesljivosti oskrbe.
- Določiti neodvisnega upravljavca prenosnega omrežja, ki bo odgovoren za zanesljivo obratovanje prenosnega omrežja ter njegovo vzdrževanje in razvoj, za zagotovitev zadostne zmogljivosti omrežja za potrebe prenosa električne energije.
- Omogočiti prost dostop kupcev in proizvajalcev do omrežja zaradi povečanja konkurenčnosti, nadgradnje zmogljivosti omrežja in proizvodnje in spodbujanja proizvodnje iz obnovljivih virov in sočasne proizvodnje toplote in električne energije.
- Omogočiti prosto izbiro dobavitelja odjemalcev električne energije zaradi povečanje konkurenčnosti med dobavitelji in konvergenca cen električne energije.
- Določiti neodvisnega regulatorja za nadzor delovanja elektroenergetskega sektorja, ki je popolnoma neodvisen od interesov elektrogospodarskih podjetij in zagotavlja

nediskriminacije, dejanske konkurence in učinkovito delovanje trga. Naloga regulatorja je spremljati pravila za vodenje in dodelitev zmogljivosti medomrežnega povezovanja, razne kazalce časa, ki ga upravljavci prenosnega in distribucijskega omrežja potrebujejo za priključitve in popravila, pogoje in tarife za priključitev novih proizvajalcev električne energije in raven konkurence. Nacionalni regulatorni organi določajo, ali potrjujejo tarife ali metodologije za njihov izračun na podlagi predloga upravljavca prenosnega ali upravljavca distribucijskega omrežja, ter zagotovijo nediskriminatorne tarife za prenos in distribucijo, ki odražajo mejne stroške omrežja (Dir2003).

S sklepom Komisije o ustanovitvi Skupine evropskih regulatorjev za električno energijo in plin (Ur.l.EU, št. 2003/796/ES, v nadaljevanju Sk2003) je bila ustanovljena Skupina evropskih regulatorjev za električno energijo in plin (angl. *European Regulators' Group for Electricity and Gas*, v nadaljevanju ERCEG), ki naj bi olajšala posvetovanja, usklajevanja in sodelovanja med regulativnimi organi v državah članicah ter med temi organi in Komisijo z namenom okrepitve notranjega trga z električno energijo in zemeljskim plinom, ki jo sestavljajo predstavniki nacionalnih regulativnih organov.

Leta 2006 je ERGEG ob podpori Evropske komisije začela ustvarjati tako imenovane regionalne pobude (angl. *Regional Initiatives*) kot vmesni korak k enotnem evropskem trgu. Skupaj je bilo ustvarjenih sedem regionalnih pobud, in sicer: centralno-zahodna, centralno-vzhodna, centralno-južna, severna, jugo-vzhodna, baltska in pobuda Francije, Velike Britanije in Irske (Tabela 5). Glavni cilji uvajanja regionalnih pobud so bili: izboljšanje konkurenčnosti trga električne energije z razvojem strategije za premostitev ovir in izmenjava dobrih praks in znanj (oblikovanje trga, določanje prenosnih pristojbin, obravnava regulativne vrzeli in odgovornosti regulatorjev, nadzor nad informacijami, uvajanje znotraj dnevnega in izravnalnega trga, uskladitev standardov, razvoj metode izračuna razpoložljivost čezmejnih prenosnih zmogljivosti, obvladovanje zamašitve prenosnih potov), (ACER, 2014c, str.10; European Regulators Group for Electricity and Gas, 2008, str. 31-33).

Kljub sprejeti zakonski regulativi in uvajanju regionalnih pobud je evropski trg še vedno neenoten. Nowak (2010) je mnenja, da je neenotnost posledica tega, da trg električne energije ostaja zelo koncentriran, in da operaterji lahko vplivajo na ceno zaradi velike tržne moči, obstaja nezadovoljstvo od stopnje ločenosti prenosnega in distribucijskega omrežja od dobavnih podjetij, trgi so premalo čezmejno povezani in ostajajo v veliki meri nacionalni in preglednost trga je zelo omejena, kar omejuje vstop novih akterjev.

2.2 Pogoji za učinkovit trg

Da bi bil trg učinkovit, morajo biti izpolnjeni pogoji popolne konkurence, katere značilnosti so veliko število kupcev in prodajalcev, ki se ne razlikujejo veliko po moči,

homogenost dobrine (popolni substituti), enostaven vstop in izstop na trg, brez posebnih ovir, tako stroškovnih kot časovnih, obstoj popolne informiranosti kupcev o tržnih cenah. V resničnosti popolne konkurence ni, obstaja pa prosta konkurenca.

Tabela 5: Energetskih regionalnih pobud Evropske unije

Območje	Države članice v energetskem območju	Države članice v drugih energetskih območjih
Osrednje-zahodno	Belgija Luksemburg Nizozemska	Francija Nemčija
Osrednje-vzhodno	Češka republika Madžarska Slovaška	Avstrija Nemčija Poljska Slovenija
Osrednje-južno	Italija Grčija	Avstrija Francija Nemčija Slovenija
Severno	Danska Finska Nemčija Norveška Poljska Švedska	
Jugo-zahodno	Španija Portugalska	Francija
Baltsko	Latvija Estonija Litva	
Francija-VB in Irska	Irska Velika Britanija	Francija

Vir: European Regulators Group for Electricity and Gas, Regional Initiatives Annual Report, Progress and Prospects, 2007, str.6-7; ACER, Regional initiatives status review report 2013, 2014, str. 10.

Prosta konkurenca na trgu električne energije bo izpolnjena, če je v vsakem trenutku na voljo dovolj električne energije, je dovolj majhnih kupcev in prodajalcev in obstaja cenovna elastičnost ponudbe in povpraševanja (ne obstaja možnost uveljavljanja tržne moči, kupci oziroma prodajalci so občutljivi na ceno), prenosno in distribucijsko omrežje je dovolj razvito, da je zagotovljeno zanesljivo delovanje, zagotovljen je prost vstop in izstop do omrežja in na trg vsem uporabnikom oziroma ponudnikom, pod enakimi pogoji in brez posebnih stroškovnih in/ali časovnih ovir, dobrina je homogena (obstajajo substituti), kupci imajo popolno znanje in informacije o trenutnih in prihodnjih tržnih

razmerah (obnašanje konkurentov, razvoj tehnologije) in zagotovljen je nadzor konkurence in varstvo potrošnikov preko neodvisnega regulatorja, ki zagotavlja nediskriminacijo, konkurenco in učinkovito delovanje trga in določi pogoje in tarife za priključitev in uporabo omrežja.

Voršič (2011) predstavlja posebnosti trga električne energije, ki ga razlikujejo od drugih trgov in razloge, zaradi česar proste konkurence v resničnosti skoraj ni:

- Električna energija je dobrina, ki je ni mogoče shranjevati v omembe vrednih količinah, zaradi česar mora biti uravnotežena proizvodnja in poraba v vsakem trenutku.
- Vstop in izstop na trg električne energije je povezan s stroškovnimi in časovnimi ovirami, zaradi omejenosti primarnih virov, omejenosti lokacij za proizvodnjo, zamudnih procesov pridobivanja dovoljenj za gradnjo novih proizvodnih enot ali prenosnih zmogljivosti (zaradi okoljevarstvenih, političnih in estetskih razlogov). Ovire in omejenost primarnih virov prispevajo k majhnemu številu ponudnikov na trgu električne energije.
- Ni zadostnih prenosnih zmogljivosti, kar omejuje ekonomsko izplačljiv prenos med dvema točkama ali dvema sistemoma. Zaradi omejenosti čezmejnih kapacitet je trg sestavljen iz množice samostojnih subnacionalnih in regionalnih trgov, ki so bolj ali manj neodvisni drug od drugega.
- Povpraševanje po dobrini je zelo neelastično, ker ni substituta za električno energijo (je ni možno nadomestiti z drugimi oblikami energije) in v večini primerov končnih porabnikov ne zanima tržna cena, ampak jim je pomembno udobje, ki ga ponuja električna energija. Drugi razlog je, da se pri večini končnih uporabnikov cena električne energije, vsaj kratkoročno, ne spreminja zaradi gibanja cen na trgu električne energije, zaradi vnaprej sklenjene pogodbe o dobavi električne energije po določenih cenah.
- V večini držav so zaradi ekonomske in socialne pomembnosti sektorja udeleženci trga pod državnim nadzorom.
- Znanje in informacije o trenutnih in prihodnjih tržnih razmerah ni popolno, vedno obstaja nesorazmerje informiranosti med tržnimi udeleženci.

Trg električne energije je zaradi njegove značilnosti podvržen neodvisni regulaciji, kako bi se zagotovila večja konkurenca in učinkovitost delovanja trga.

2.3 Borze z električno energijo

Organizirani trg električne energije ali elektroenergetska borza je po definiciji »organizirani trg z električno energijo s standardnimi proizvodi in paketi električne energije standardizirane kakovosti, količine in trajanja« (Bakic et al., 2003, str. 7). Organizator trga (pravna oseba) uskladi ravnotežje med ponudbo in povpraševanjem in

določi tržno ceno, sklepa in registrira kupoprodajne pogodbe. Poleg organizacije trga z električne energije ima organizator trga električne energije po Uredbi o načinu izvajanja gospodarske javne službe organiziranja trga z električno energijo (Ur.l. RS, št. 8/09, št. 17/14) še naslednje naloge:

- Izvajanje izravnalnega trga z električno energijo pod nadzorom systemskega operaterja prenosnega omrežja;
- Izvajanje bilančnega obračuna oziroma ugotavljanje odstopanj od napovedanega voznega reda;
- Izvajanje dejavnosti Centra za podpore;
- Evidentiranje pogodb o članstvu v bilančni shemi, odprtih in zaprtih pogodb;
- Upravljanje bilančnih shem organiziranega trga z električno energijo;
- Zbiranje in objava podatkov za zagotavljanje preglednosti delovanja organiziranega trga z električno energijo in
- Izvajanje obračuna in finančne poravnave poslov.

V procesu liberalizacije trga električne energije v Evropi so se vzpostavile nacionalne borze električne energije. Običajno organizirani trgi električne energije vključujejo več podtrgov, kot so: organiziran dnevni trg električne energije, znotraj dnevni trg in izravnalni trg. Meeus (2011) razdeli borze električne energije v Evropi v dve skupini: komercialne (angl. *Merchant*) in stroškovno regulirane (angl. *Cost-of-Service Regulated*). V prvi skupini so vse borze, ki so profitne institucije, katere osnovna dejavnost je ponujanje trgovinskih storitev. Njihova donosnost naložbe v tržno infrastrukturo je odvisna od različnih uporabniških pristojbin (članarine, registracija) in obsega trgovanja (provizija na trgovano količino). V drugi skupini so vse borze, ki so regulirane profitne organizacije, katere dohodek je odvisen od odobrenih stroškov za odobrene naloge, običajno s strani regulatorja ali ministrstva.

Madlener in Kaufmann (2002, str. 3) razlagata, da so ugodnosti za kupce oziroma prodajalce električne energije na borzah nevtralen trg (preglednost in nepristranost trga), nevtralna referenčna cena, enostaven dostop, nizki stroški transakcij, nizko tveganje in storitve obračuna in poravnave.

Z namenom sodelovanja in prispevanja k oblikovanju enotnega evropskega trga električne energije je bilo leta 2002 ustanovljeno neprofitno združenje evropskih borz z električno energijo (angl. *Association of European Power Exchanges*, v nadaljevanju EUROPEX), ki je takrat štelo sedem članov: borzo električne energije Nizozemske (*Amsterdam Power Exchange, The Netherlands*, v nadaljevanju APX), borzo Slovenije (Borzen); borzo Nemčije (*European Energy Exchange, Germany*, v nadaljevanju EEX); borzo Italije (*Gestore Mercato Elettrico, Italy*, v nadaljevanju GME); borzo Norveške (NordPool Spot); borzo Španije (*Operador del Mercado Electrico, Spain*, v nadaljevanju OMEL) in

borzo Francije (Powernext). Trenutno EUROPEX šteje 21 borz iz 14 članic Evropske unije, in sicer: APX (Nizozemska), Borzen d.o.o. (Slovenija), Central European Gas Hub (Avstrija), EEX AG (Nemčija), EXAA (Avstrija), GME S.p.a. (Italija), HROTE (Hrvaška), HUPX (Madžarska), ICE ENDEX (Nizozemska), LAGIE (Grčija), NasdaqOMX Commodities (Norveška), Nord Pool Spot AS (Norveška), OKTE, a.s. (Slovaška), OMEL S.A. (Španija), OMIP S.A. (Portugalska), OPCOM S.A. (Romunija), OTE a.s. (Češka), Powernext S.A. (Francija), PXE a.s. (Češka), SEMO (Velika Britanija in Irska) in TGE S.A. (Poljska) (Members, 2014). Dejavnosti EUROPEX-a so: promocija vloge energetske borze kot način za povečanje konkurenčnosti trga, podpiranje procesa liberalizacije evropskih elektroenergetskih sistemov, zagotavljanje rešitve za preobremenjenost prenosnih kapacitet, krepitev sodelovanja med evropskimi borzami, zbiranje podatkov in poročanje o stanju trga (Mission, 2014).

Tabela 6: Trgovana količina električne energije na največjih organiziranih trgih v Evropi v letu 2013

Borza	Trgovana količina v TWh
Nord Pool Spot	492
EPEX Spot	346
GME	271
LAGIE	54
APX	48
POLPX (TGE.S.A)	19
OTE	13
OKTE	6

Vir: ACER, ACER's annual report on its activities under REMIT in 2013, 2014, str.49.

Slika 1 prikazuje organizirane trge in trge s tem povezanih produktov v Evropi iz leta 2013. Tabela 6 prikazuje trgovane količine električne energije na največjih organiziranih trgih v Evropi. Največji organizirani trgi električne energije v Evropi leta 2013 so bili NordPool Spot, EPEX Spot in GME, sledita LAGIE in APX in ostali z manjšimi trgovanjskimi količinami (ACER, 2014a).

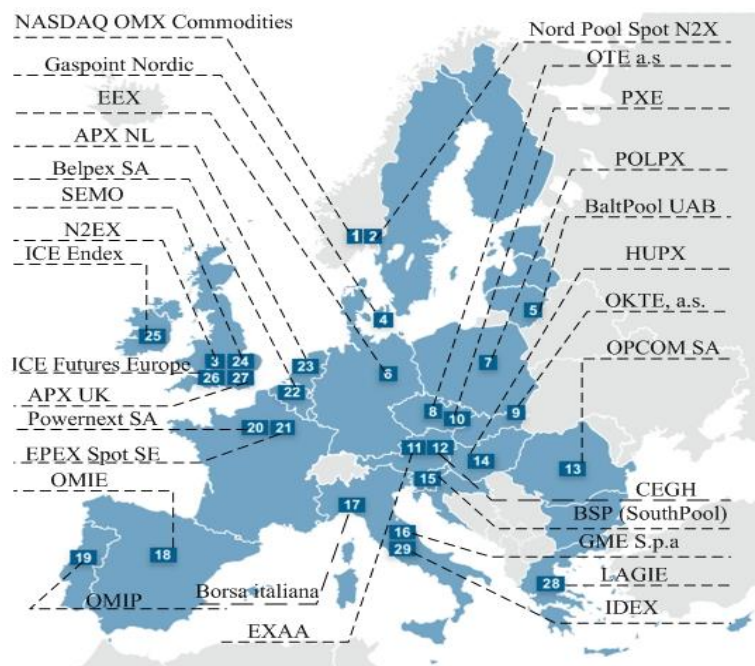
Med letoma 2005 in 2011 se trgovana količina na dnevnem trgu električne energije in likvidnost dnevnih trgov¹ električne energije v Evropi neprekinjeno povečuje (Slika 2), (Publications Office of the European Union, 2014).

¹ Likvidnost dnevnega trga električne energije je merjena kot razmerje med trgovano količino na dnevnem trgu in letno bruto domačo porabo električne energije v dani državi, ali skupini držav.

2.4 Čezmejno trgovanje z električno energijo

Regionalni trgi električne energije so sestavljeni iz množice nacionalnih trgov, ki so medsebojno povezani s prenosnimi zmogljivostmi (daljnovodi, kabli). Različni nacionalni trgi imajo različne energetske bilance, zaradi česar pride do razlik v cenah. V preteklosti so se posamezni elektroenergetski sistemi med seboj povezovali z namenom pomaganja (ohranjevanje sinhronizma in celovitosti sistema). Z liberalizacijo trga električne energije se je začela mednarodna trgovina, ki uporablja iste prenosne zmogljivosti. Ker so ti zelo omejeni, vplivajo na trgovanje med posameznimi trgi oziroma na konvergenco cen.

Slika 1: Največji organizirani trgi električne energije v Evropi



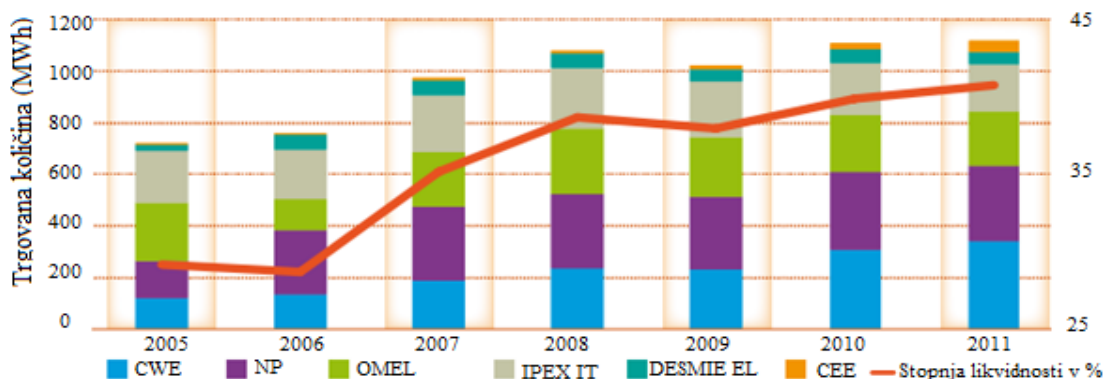
Vir: Povzeto po ACER, ACER's annual report on its activities under REMIT in 2013, 2014, str.48.

Omejitve prenosnih zmogljivosti omejujejo prenos cenejše električne energije iz proizvodnih enot v enem območju v drugo območje. Ustvarjanje enotnega evropskega trga električne energije je oteženo zaradi omejenosti prenosnih povezovalnih kapacitet med državami. Proces izgradnje prenosnih zmogljivosti (daljnovodov, kablov) je tako časovno kot finančno in politično zahteven. Dodatne prenosne zmogljivosti bi prinesle veliko koristi, kot so povečanje konkurence, konvergenco cen med regijami ali celo izenačitve cen in povečanje proizvodnje iz obnovljivih virov oziroma razpršena proizvodnja.

Čezmejno trgovanje v Evropi je omogočeno z integracijo držav v Evropsko združenje operaterjev prenosnih omrežij električne energije, (angl. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*, v nadaljevanje ENTSO-E). ENTSO-E je bilo ustanovljeno leta 2008 v Bruslju, kot omrežje 41 operaterjev prenosnih omrežij iz 34

držav, po sprejetju tretjega zakonodajnega svežnja za trga električne energije in plina (Slika 3). Naloge ENTSO-E-ja so predstavljene na spletni strani združenja (The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 2014) in sicer: skrbeti za varnost omrežja, zadovoljiti potrebe notranjega energetskega trga, spodbujati povezovanje trgov in razviti prenosno infrastrukturo.

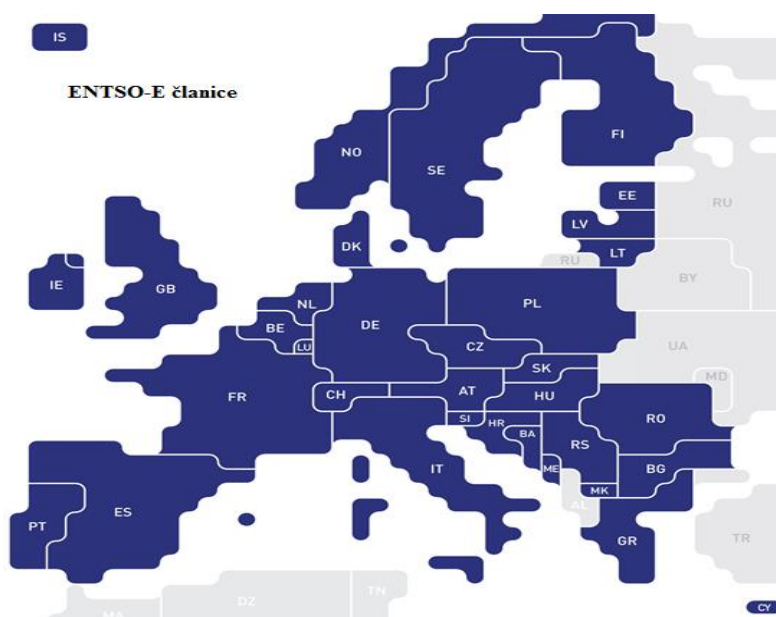
Slika 2: Trgovana količina na dnevnem trgu električne energije večjih evropskih trgov



Legenda: CWE (Centralno-zahodno evropsko območje): Belgija, Nemčija, Francija, Luksemburg, Nizozemska, Avstrija, NP (Nord Pool Spot): Danska, Estonija, Norveška, Finska, Švedska; OMEL: Španija, Portugalska; IPEX: Italija, CEE (Centralno-vzhodno območje): Češka, Madžarska, Poljska, Romunija, Slovaška; DESMIE EL: Grčija

Vir: Povzeto po Publications Office of the European Union, *Energy Markets in the European Union in 2011*, 2012, str. 39.

Slika 3: Države članice ENTSO-E

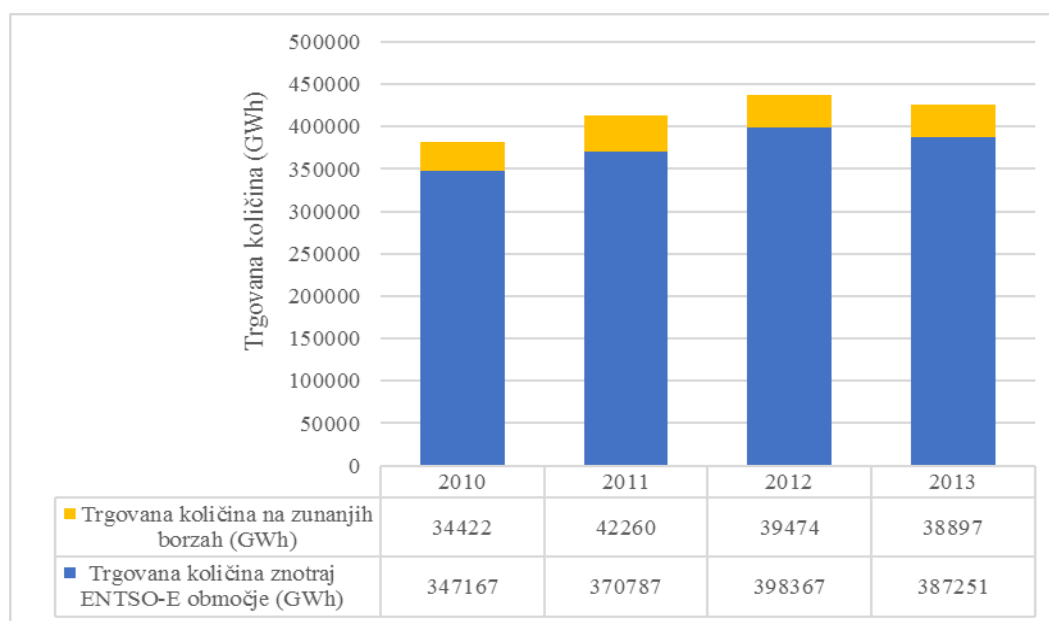


Vir: ENTSO-E members, 2014.

Čezmejno trgovana količina v državah članicah ENTSO-E je bila leta 2013 426.148 GWh (ENTSO-E, 2014a). Razvoj čezmejno trgovanih količin v državah članicah ENTSO-E v zadnjih štirih letih (2010–2013) prikazuje Slika 4, kjer lahko vidimo, da se je čezmejno trgovana količina električne energije v državah članicah povečala, in da je trgovana količina znotraj ENTSO-E območja veliko večja kot trgovana količina na zunanjih borzah.

V spletni publikaciji ELES-ovega Pravilnika o načinu in pogojih dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti, je dodeljena prenosna zmogljivost definirana kot »prenosna zmogljivost, ki jo udeleženec avkcije pridobi na avkciji za določeno mejo, ki mu daje pravico in ne obveznosti uporabe prenosne zmogljivosti za prenos električne energije dogovorjene količine, v določeno smer in časovnem obdobju« (ELES, 2014, str.2). Prenosne zmogljivosti se dodeljujejo na letnih, mesečnih in dnevni avkcijah za dodeljevanje prenosnih zmogljivosti. Po objavi razpoložljive prenosne zmogljivosti udeleženci avkcije podajo svoje ponudbe (količino, ceno, obdobje) preko elektronskega avkcijskega sistema.

Slika 4: Čezmejno trgovane količine znotraj ENTSO-E območja, v obdobju 2010–2013



Legenda: Trgovana količina na zunajnih borzah zajema borza Albanije, Belorusije, Moldavije, Rusije, Turčije, Ukrajine in Maroka

Vir: Povzeto po ENTSO-E, Statistical Factsheet 2013, 2014, str. 5.

Uredba Evropskih skupnosti o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije in razveljavitvi Uredbe (ES) št.1228/2003 (Ur.l. EU, št. 714/2009, v nadaljevanju Ur2009) ureja pogoje za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije. Dodeljevanje razpoložljivih prenosnih zmogljivosti se po uredbi izvaja preko

eksplicitnih ali implicitnih dražb. Eksplicitne dražbe se uporabljajo pri dodeljevanju prenosnih zmogljivosti za daljša časovna obdobja, implicitne pa za krajša časovna obdobja oziroma za dan vnaprej. Detajlni opis mehanizmov dodeljevanja razpoložljivih prenosnih zmogljivosti je podan v podpoglavju 3.2.

Prenosne pravice so lahko fizične (angl. *Physical Transmission Rights*, v nadaljevanju PTR) ali finančne (angl. *Financial Transmission Rights*, v nadaljevanju FTR). Newbery in Strbac (2011, str. 46) definirata PTR kot pravico prenosa električne energije čez prenosno zmogljivost. Za FTR imetnik pravice plača pristojbino, ki mu omogoča prenos preko povezave (pri eksplicitnih dražbah). PTR je usmerjena (različni pravici iz Države A v Državo B in iz Države B v državo A). Če se imetnik PTR odloči, da jo proda, dobi ceno, določeno na dnevnem trgu čezmejnih prenosnih zmogljivosti le v primeru, če so pretoki moči v isti smer kot PTR. Newbery in Strbac (2011, str. 47) definirata FTR kot finančni instrument (opcijo ali obveznost), ki da imetniku pravico zaslužiti na osnovi urnih cenovnih razlik ČPZ na dnevnem trgu električne energije na osnovi spajanja trgov (pri implicitnih dražbah). Avtorja razlagata, da imetnik FTR dobi razliko cen med spojenimi trgi (angl. *Congestion Surplus*) v primeru prezasedenosti vodov (cena na različnih trgih pri spajanju trgov je različna zaradi prezasedenosti povezovalnih daljnovodov), ki odraža ceno dostopa do povezovalnega daljnovoda v tistem času. FTR so lahko opcija ali obveznosti. Slednji pomenijo, da imetnik FTR plača ali dobi razliko ceno, odvisno od usmeritve FTR in razlike cen na spajanih trgov. Opcija FTR pomeni, da imetnik dobi razliko cen med spajanimi trgi, če je pretok moči v smer FTR-ja, v nasprotnem primeru ne plača nič.

Če želi imetnik prenosne zmogljivosti uporabiti pri eksplicitnih dražbah, jih mora najaviti oziroma potrditi z najavo voznih redov. Pri uporabi prenosnih zmogljivosti sta veljavni dva principa, in sicer princip uporabi ali izgubi (angl. *Use It Or Lose It*) in princip uporabi ali prodaj (angl. *Use It Or Sell It*), (ELES, 2014). Prvi princip pomeni, da imetnik izgubi pravico uporabe prenosnih zmogljivosti, če jih ne najavi do roka za najavo voznega reda (te se podelijo v nadaljnjih postopkih dodeljevanja). Drugi princip pomeni, da imetnik lahko pridobljeno pravico uporabe prenosnih zmogljivosti proda naprej, če je ne namerava uporabiti.

Cena dodeljenih prenosnih zmogljivosti je po pravilniku o načinu in pogojih dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti 0 EUR/MWh, če so razpoložljive prenosne zmogljivosti večje ali enake ponudbam udeležencev avkcije (ELES, 2014). Če so ponudbe udeležencev avkcije večje od razpoložljivih prenosnih zmogljivosti, udeleženci avkcije, katerim so dodeljeni prenosne zmogljivosti, plačajo mejno ceno ali najnižjo ponujeno ponudbeno ceno od ponudb, katerim so bile prenosne zmogljivosti dodeljene.

2.5 Zakonska regulativa trga električne energije

Zaradi doseganja enotnega evropskega trga s konkurenčno in trajnostno oskrbo električne energije sta Evropska komisija in Evropski parlament sprejela tri energetske zakonodajne svežnje.

Prvi zakonodajni sveženj je bil sprejet leta 1996 in je omogočil odpiranje trga električne energije in plina in uvajanje konkurence. Sestavna dela prvega zakonodajnega svežnja sta bili direktivi **96/92/EC** o skupnih pravilih za notranji trg z električno energijo in **98/30/EC** o skupnih pravilih za notranji trg s plinom. Direktiva je vzpostavila skupna pravila za proizvodnjo, prenos in distribucijo električne energije in je določila pravila organizacije in delovanja elektroenergetskega sektorja, dostop na trg ter obratovanje sistemov (Dir1996). Direktiva 96/92/EC je predvidevala liberalizacijo evropskega trga električne energije v treh stopnjah, in sicer postopno odpiranje trga, v prvi stopnji za večje odjemalce nad 40 GWh letne porabe, v drugi stopnji za odjemalce z najmanj 20 GWh letne porabe in v tretji stopnji za odjemalce z najmanj 9 GWh letne porabe (Dir1996, člen 19). Direktiva je zahtevala neodvisnost operaterja prenosnega omrežja, ločitev dejavnosti proizvodnje, prenosa in distribucije in prost dostop do omrežja tretji strani.

Drugi zakonodajni sveženj je bil sprejet leta 2003 z namenom nadaljnje liberalizacije trga električne energije, uvajanja neodvisnega regulatorja za nadzor delovanja elektroenergetskega sektorja, omogočanja proste izbire dobavitelja na trgu in omogočanja dostopa tretji strani. Sestavna dela drugega zakonodajnega svežnja sta bili direktivi **2003/54/EC** o skupnih pravilih za notranji trg z električno energijo in razveljavitev prejšnje direktive 96/92/EC3 in **2003/55/EC** o skupnih pravilih za notranji trg s plinom ter razveljavitev prejšnje direktive 98/30/EC. Direktiva 2003/54/EC je spodbudila ločevanje proizvodnje, prenosa in distribucije in odpiranje proste izbire dobavitelja v prvi stopnji za vse odjemalce, razen gospodinjstva (do 1. 7. 2004), in v drugi stopnji za vse odjemalce (do 1. 7. 2007), (Dir2003). Direktive drugega svežnja so bile dopolnjene z uredbami **1228/2003/EC** o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije (Ur.l.EU, št. 1228/2003 ES, v nadaljevanju Ur1228) in **1775/2005** pogojih za dostop do prenosnih omrežij zemeljskega plina. Ur1228 je določila pogoje za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije, za zagotovitev poštenih, stroškovno naravnanih in preglednih uporabniških pravil za učinkovit dostop do prenosnih omrežij in za dodeljevanje razpoložljivih interkonekcijskih zmogljivosti.

Tretji zakonodajni sveženj je bil sprejet leta 2009 z namenom nadaljnje liberalizacije, ustanovitve nacionalnih regulatornih organov in Agencije za sodelovanje energetskih regulatorjev. Sestavni del tretjega zakonodajnega svežnja je bila direktiva **2009/72/EC**. Direktiva 2009/72/ES je predlagala ustanovitev Agencije za sodelovanje energetskih regulatorjev, kako bi se zapolnila regulativna vrzel na ravni Skupnosti in prispevalo k

učinkovitemu delovanju notranjih trgov z električno energijo, okrepitev pravice potrošnikov za zamenjavo dobavitelja in ločevanje dobave in proizvodnje (Ur2009). Direktiva tretjega svežnja je bila dopolnjena z uredbama **713/2009** o ustanovitvi Agencije za sodelovanje energetske regulatorjev, ki nadzira in usklajuje razvoj regulacije na notranjih trgih in nadzira dejavnosti nacionalnih regulatorjev in **714/2009** o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije in razveljavitvi Uredbe 1228/2003, ki predvideva ustanavljanje Evropske mreže operaterjev prenosnih omrežij za električno energijo ENTSO.

Leta 2013 je bil tretji energetske sveženj dopolnjen z uredbama **543/2013** (nezakonodajni akt) o predložitvi in objavi podatkov na trgih z električno energijo (Ur.l. EU, št. 543/2013, v nadaljevanju Ur543), ki določa minimalni sklop podatkov, povezanih s proizvodnjo, prenosom in porabo električne energije, ki se da na voljo tržnim udeležencem in **347/2013** o smernicah za vseevropsko energetske infrastrukturo in spremembi uredb (ES) št. 713/2009, (ES) št. 714/2009 in (ES) št. 715/2009 (Ur.l. EU, št.347/2013, v nadaljevanju Ur347) ki določa pravila za pravočasen razvoj in interoperabilnost energetske omrežij, zanesljivo oskrbo z energijo in razvoj obnovljivih virov energije.

3 MEHANIZMI SPAJANJA TRGOV

3.1 Fizične omejitve čezmejnih prenosnih zmogljivosti

Čezmejne prenosne zmogljivosti so prenosne poti oziroma daljnovodi ali kabli, ki povezujejo sosednje elektroenergetske sisteme. Pri določanju višine oziroma količine ČPZ, namenjene za komercialne namene, mora sistemski operater prenosnega omrežja upoštevati fizične omejitve čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Prenosne zmogljivosti so namreč omejene s trajnim dopustnim tokom, dinamičnimi in napetostnimi razmerami omrežja. Trajni dopustni tok predstavlja tok, ki lahko trajno teče po daljnovodu pod določenimi pogoji, in se pri tem ne segreje preko dopustne temperature. Trajni dopustni tok se spreminja v odvisnosti od temperature okolice. Če je daljnovod ali kabel segret preko dopustne temperature, pride do pospešenega staranja daljnovoda ali celo do poškodbe izolacije. Prevelik pretok jalove moči čez omrežje lahko poveča napetost v določenem delu omrežja, s čimer lahko pride do izklopa bremena ali celo razpada sistema. Prevelik ali premajhen pretok delovne moči čez omrežja pa lahko vpliva na frekvenco omrežja, kar prav tako lahko privede do podfrekvenčnega razbremenjevanja ali celo do razpada sistema.

Ker je elektroenergetski sistem fizičen sistem, lahko pride do izpadov, ki so lahko načrtovani (z namenom rednega vzdrževanja) ali nenačrtovani (v primeru nenačrtovanih okoliščin). Če so izpadi načrtovani, so lahko udeleženci trga električne energije pravočasno obveščeni. Nenačrtovani izpadi lahko vplivajo na zvišanje cen električne energije. Avtorji Dorsman, Westerman, Karan in Arslan (2011) objavljajo podatke analize evidenc

načrtovanih in nenačrtovanih izpadov v 26 evropskih državah v obdobju od 25. aprila 2008 do 24. aprila 2010. Zabeleženi so bili 371 izpadov, večina jih je bilo načrtovanih 353 (95 %). Izpadi so se razlikovali po trajanju in času. Večina izpadov (52,8 %) je bilo krajših od enega dneva in pol. Le 5,1 % vseh izpadov (19 opazanj) je trajalo več kot 21 tednov. Večina nenačrtovanih izpadov (16 od 18) je bilo rešenih med enim dnevom in pol, en izpad med 1,5 in 2,5 dneva in en izpad v več kot 3 tednih. Trajanje načrtovanih remontov je večje kot nenačrtovanih izpadov.

3.2 Mehanizmi dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti

Doseganje enotnega evropskega trga električne energije ni možen brez čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Ker je povpraševanje po čezmejnih prenosnih zmogljivosti večinoma večje od določene razpoložljivosti prenosnih zmogljivosti, se morajo vzpostaviti ustrezni mehanizmi dodeljevanja. Tretji zakonodajni energetskega sveženj zahteva dodeljevanje omejenih prenosnih zmogljivosti na tržni način oziroma z uporabo eksplicitnih ali implicitnih dražb.

Na področju Evropske unije se količina ČPZ za komercialne namene izračuna po ENTSO-E metodologiji določanja količine ČPZ, ki je predstavljena v literaturi (ENTSO, 2014b). ČPZ se določijo na podlagi simulacij čezmejnih izmenjav delovnih moči, pri čemer se preverja varno obratovanje sistema (termična obremenitev daljnovoda, napetostna in dinamična stabilnost v sistemu) in se določi meja varnega obratovanja (Slika 5). ČPZ se izračuna po enačbi (7):

$$TTC = NTC + TRM \quad (7)$$

kjer je (Čezmejne prenosne zmogljivosti, 2014):

- *TTC* – Celotna prenosna zmogljivost (angl. *Total Transfer Capacity*) ali »največja možna, sigurna izmenjava moči med dvema sosednjima EES z upoštevanjem varnostnih standardov v posameznem EES«;
- *NTC* – Neto čezmejna zmogljivost (angl. *Net Transfer Capacity*) ali »čezmejna zmogljivost, predvidena za komercialno uporabo, določena kot razlika med celotno in zanesljivostno prenosno zmogljivostjo«;
- *TRM* – Zanesljivostna prenosna rezerva (angl. *Transmission Reliability Margin*) ali »prenosna zmogljivost, ki jo sistemski operater zagotovi zaradi možnega izpada največjega agregata v regulacijskem območju zaradi dinamičnih ali napetostnih stabilnostnih problemov ali podobno«.

Če so že dodeljene določene količine čezmejnih prenosnih zmogljivosti na letne, mesečne ali tedenske avkcije, se razpoložljive čezmejne zmogljivosti izračunajo po enačbi (8)

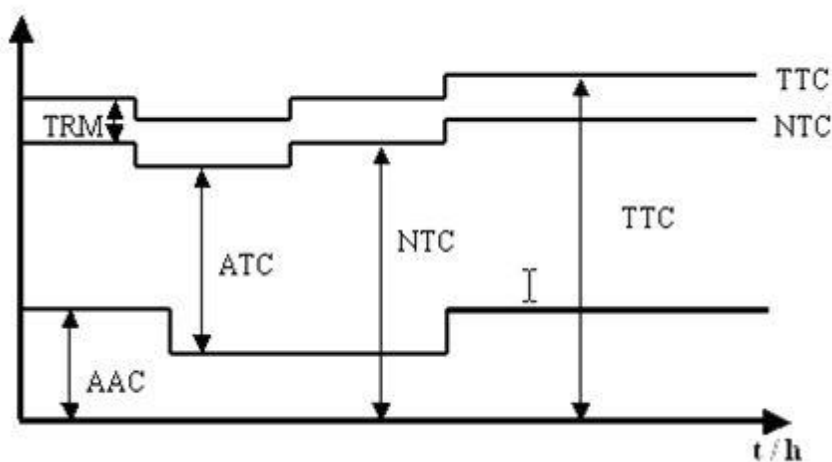
$$ATC = NTC - AAC \quad (8)$$

kjer je (Čezmejne prenosne zmogljivosti, 2014):

- *ATC* – razpoložljiva ČPZ (angl. *Available Transfer Capacity*), ki predstavlja »neoddani del *NTC*-ja, namenjen za nadaljnjo komercialno rabo«;
- *AAC* – »dodeljena ČPZ na letne, mesečne ali tedenske avkcije« (angl. *Already Allocated Capacity*), (Slika 5).

Slabost metode *NTC* dodeljevanja ČPZ je neujemanje fizičnih in komercialnih pretokov moči, kar lahko prispeva k nestabilnemu obratovanju sistema.

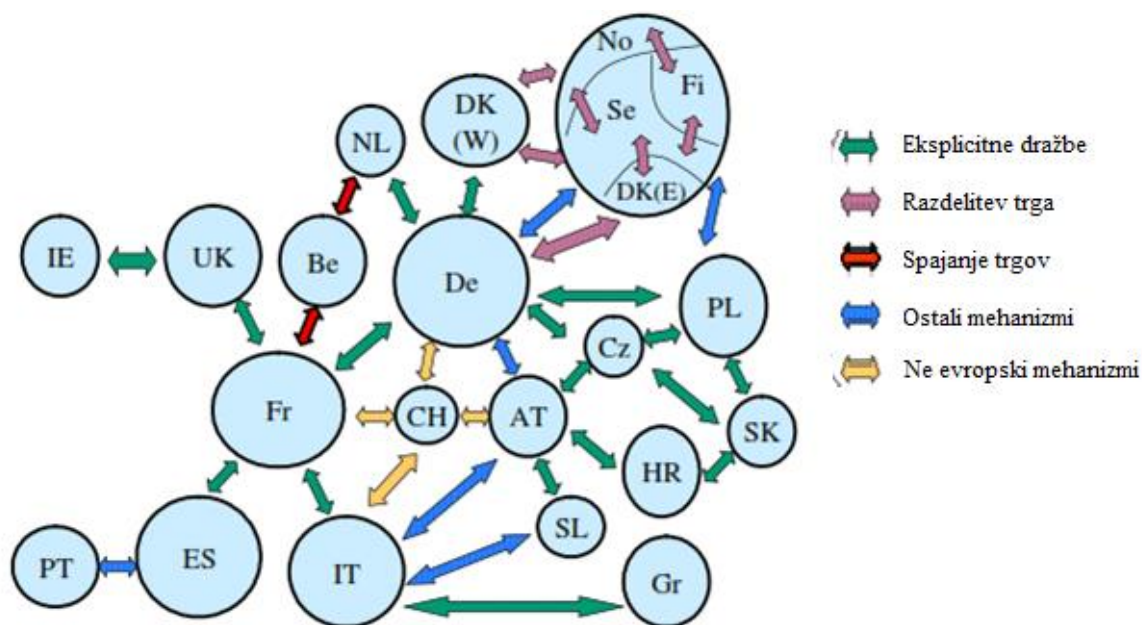
Slika 5: Gibanje vrednosti *TTC*, *TRM*, *NTC*, *ATC* in *AAC*



Vir: Čezmejne prenosne zmogljivost, 2014.

V Evropi se uporabljajo različne metode upravljanja prezasedenosti prenosnih zmogljivosti. V literaturi so predstavljeni mehanizmi upravljanja prezasedenosti v Evropi. Metodi, ki na netržni način dodeljujejo omejene prenosne zmogljivosti, sta metodi prednostnega pristopa ali metoda »kdor prvi pride, prvi melje« (angl. *Priority List Congestion Method* ali angl. *First-Come-First-Served Congestion Method*) in metoda sorazmernega dodeljevanje (angl. *Pro-Rata Rationing Congestion Method*), (ETSO, 2014a, str. 32). Metode, ki na tržni način dodeljujejo omejene prenosne zmogljivosti so eksplicitne (angl. *Explicit Auctions Congestion Method*) in implicitne metode dodeljevanja omejenih prenosnih zmogljivosti (angl. *Implicit Auctions Congestion Method*), (Slika 6).

Slika 6: Različne metode upravljanja prezasedenosti ČŠZ med trgi v Evropi



Vir. M. L. Dupuy, *Electricity markets: Balancing mechanisms and congestion management*, 2006, str.32.

Metoda prednostnega pristopa dodeljuje omejene prenosne zmogljivosti po prednostnem vrstnem redu, dokler se ne dodelijo celotne razpoložljive zmogljivosti, ki so na razpolago za dodeljevanje za komercialne namene (ATC), (Evropska komisija; Generalni direktorat za energetiko in promet, 2004, str.6). Prednostni vrstni red je lahko kronološki zapis prijav ali prednostni vrstni red glede preteklih uporab zmogljivosti. Ker metoda dodeljuje prenosne zmogljivosti na netržni način, ne daje pravih in učinkovitih signalov za vlaganja v proizvodnjo in prenos, in lahko diskriminira nove udeleženci trga.

Metoda sorazmernega dodeljevanja omejenih prenosnih zmogljivosti dodeljuje zmogljivosti sorazmerno na zahtevanih zmogljivosti, če ti ne presegajo količine zmogljivosti, objavljene na razpolago za dodeljevanje. Če presegajo objavljeni ATC, potem se vsakemu udeležencem, ki se je prijavil za prenosno zmogljivost, dodeli sorazmerna količina (zahtevana zmogljivosti/ponujeno zmogljivost). Cena zmogljivosti je določena s strani regulatorja prenosnega omrežja. Metoda ne diskriminira novih udeležencev in je zelo transparentna, vendar ker ni tržno zasnovana, ne daje pravih signalov za vlaganja v proizvodnjo in prenos, in s tem ne povečuje konkurenčnosti trga. Metoda je zelo podložna zlorabi s prijavljanjem preobsežnih zahtev za čezmejne zmogljivosti (ENTSO, 2014a, str. 32).

Eksplicitna metoda dodeljevanja prenosnih zmogljivosti dodeljuje določene zmogljivosti za dodeljevanja (ACT) preko dražb na posebnih borzah prenosnih zmogljivosti, različnih od borz električne energije. Udeleženci trga prijavijo ponudbe za določeno zmogljivost v

elektronski sistem oziroma potrebovamo količino in ponujeno ceno za zmogljivost. Ponudbe z največjo ceno zakupijo zahtevano količino zmogljivosti, do zapolnitve zmogljivosti. Prenosne kapacitete se lahko zakupijo na dnevni, tedenski, mesečni in letni ravni. Metoda je zelo transparentna in daje učinkovite in pravilne signale za vlaganja v proizvodnjo in prenos. Glede na to, da je metoda dodeljevanja oziroma borza prenosnih zmogljivosti popolnoma ločena od borz električne energije, tržni udeleženci ne dobijo dovolj informacij o ceni električne energije, kar lahko povzroči neželene pretoke in neučinkovito izrabo medsebojnih prenosnih zmogljivosti. Dorsman, van Montfort, et al. (2011) razlagajo, da se neželene pretoki pojavijo, kadar imetniki pravic prenosa preko določenih zmogljivosti želijo uporabiti svoje opcije v trenutkih, ki so najbolj koristni za njih, ki ne morejo biti trenutki, ki so najbolj koristni za trg. Na primer, eno energetska podjetje v Avstriji ima stranko v Sloveniji in ima zakupljeno prenosno zmogljivost med Avstrijo in Slovenijo. Če je v določenem trenutku cena na trgu električne energije v Avstriji višja kot cena na trgu električne energije v Sloveniji, bi bilo v smer cenovnega signala pravilno prodajati električno energijo v Avstriji, vendar se podjetje lahko odloči izvažati v Slovenijo oziroma uporabiti pravico prenosa električne energije v Slovenijo. Neželeni pretoki prispevajo k nižji družbeni blaginji. Kristiansen (2007) je analiziral cene ČPZ med Zahodno Dansko in Nemčijo in med Vzhodno Dansko in Nemčijo, in ugotovil, da je cena dnevni ČPZ nižja kot cena mesečnih in letni ČPZ, in da so količine ČPZ trgovane na dnevni dražbi ČPZ večje kot količine ČPZ, trgovane na mesečnih in letni dražbi ČPZ, kar potrjuje stroškovno neučinkovitost eksplicitni dražbi. McInerney in Bunn (2013) ugotavljata, da pri eksplicitni dražbi pridobljene prenosne pravice niso v celoti izkoriščene in se pojavijo pretoki moči v nasprotni smeri kot cenovni signal. Pri tem so cene prenosni pravi oziroma ČPZ prenizke in ne odražajo realne vrednosti prenosni pravi, kar lahko negativno vpliva na nove naložbe v ČPZ.

Implicitna metoda dodeljevanja prenosni zmogljivosti dodeljuje ACT hkrati s trgovano električno energijo na borzi električne energije. Implicitno dodeljevanje prenosni zmogljivosti se izvaja za dan vnaprej ali znotraj dneva. Implicitne dražbe so lahko organizirane preko mehanizma razdelitve trga ali preko mehanizma spajanja trgov. Mehanizmi spanja trgov in mehanizem razdelitve trgov so predstavljeni v podpoglavju 3.2.1. Implicitna metoda dodeljevanja prenosni zmogljivosti je transparentna, daje učinkovite in pravilne signale za vlaganja v proizvodnjo in prenos, odraža stroške energije v vsakem območju in vedno ima pravilno cenovno smer (energija se prenaša iz nižjih cenovni območij v višja cenovna območja), kar vodi v konvergenco cen. Creti, Fumagalli in Fumagalli (2010) razlagata, da eksplicitne dražbe dodeljevanja razpoložljivih ČPZ lahko vplivajo celo na povečanje cen ČPZ, in da so implicitne avkcije bolj učinkovita metoda dodeljevanja, ki povečuje družbeno blaginjo, še posebej v območjih z višjo ceno električne energije. Gianfreda in Grossi (2013) sta mnenja, da imata tako mehanizem eksplicitnega dodeljevanja ČPZ kot mehanizem implicitnega dodeljevanja ČPZ svoje pomanjkljivosti, med katerim za prvo navaja povečanje razpona cen, nezadostne cenovne konvergence in

uveljavljanje tržne moči, za drugo pa možnosti manipulacije algoritma izračuna ČPZ in uveljavljanje tržne moči.

Kladnik, Artač, Štokelj in Gubina (2010) predstavljajo opis metode koordiniranega dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov moči (angl. *Flow based Capacity Allocation* – v nadaljevanju FBCA) kot mehanizem dodeljevanja ČPZ. Model FBCA dodeljevanja ČPZ upošteva ne le komercialne prenose, ampak tudi fizične pretoke, ki so posledica vseh komercialnih prenosov v prenosnem omrežju, z uporabo faktorjev vpliva spremembe prenosa električne energije (angl. *Power Transfer Distribution Factors* – v nadaljevanju PTDF). Ker se električna energija pretaka na podlagi fizikalnih zakonov (Kirchhoffovi zakoni) in ne na podlagi komercialnih prenosov, lahko komercialni prenosi električne energije povzročijo prezasedenost ali zamašitev prenosnih poti v drugih vodih omrežja. Metoda FBCA pretvarja komercialne prenose v fizične pretoke z uporabo faktorjev matrike PTDF in izračuna ČPZ na podlagi fizičnih pretokov, pri čemer upošteva vplive komercialnih izmenjav na tretji vod in njihovo varno obratovanje. Metoda FBCA dodeljuje ČPZ na pravičnejši način.

3.2.1 Mehanizmi spajanja in mehanizem razdelitve trgov

V literaturi so predstavljeni trije potencialni pristopi za doseganje enotnega evropskega trga električne energije, ki se razlikujejo po zapletenosti, stopnji centralizacije, upravljanju in izzivih izvajanja (EUROPEX & ETSO, 2014):

- Enotna evropska rešitev, ki zahteva centralen usklajen dostop, ki se razlikuje od trenutnega regionalnega razvojnega pristopa;
- Horizontalna integracija, kjer se tržne regije združujejo preko mehanizmov spajanja trgov in ustvarjajo večje tržne regije;
- »Kupola« spajanja tržnih regij, kjer se ustvari centralni osrednji organ za določanje učinkovitih pretokov med spojenimi regijami.

Implicitne dražbe so prednostni način za najbolj učinkovito upravljanje izrabe čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Implicitne dražbe so lahko organizirane preko mehanizma razdelitve trga (angl. *Market Splitting*) ali preko mehanizma spajanja trgov (angl. *Market Coupling*). Mehanizem razdelitve trga predstavlja razdelitev posameznega nacionalnega trga na več posameznih območij zaradi nastale zamašitve, kjer se za vsako posamezno območje izračuna nova sistemska cena.

Mehanizem spajanja trgov predstavlja spojitev dveh ali več ločenih nacionalnih trgov električne energije in razdelitev ČPZ preko skupnega sistema upravljanja zmogljivosti, pri čemer se upoštevajo omejitve prenosnih zmogljivosti med trgovoma. Spajanje trgov se lahko izvede na dva načina (EUROPEX & ETSO, 2014, str.15), in sicer:

- Cenovno spajanje trgov (angl. *Price-Based Market Coupling*), kjer algoritem spajanja trgov določi oboje, neto cene in neto trgovane količine za vsak trg posebej;
- Količinsko spajanje trgov (angl. *Volume-Based Market Coupling*), kjer algoritem spajanja trgov določi neto trgovane količine, neto cene pa določijo lokalne borze električne energije v nadaljnjih postopkih.

Količinsko spajanje trgov lahko povzroči neželene tokove (iz področja višjih cen v področje nižjih cen) in neoptimalne pretoke (različne cene na borzah, tudi ko ČPZ niso v celoti uporabljeni) zaradi različnih algoritmov izračuna cen na lokalnih borzah in popolnost podatkov, poslanih centralnem algoritmu (Mahuet, 2012, str. 17).

V nadaljevanju je predstavljen model implicitnega dodeljevanja ČPZ preko spajanja trgov, po modelu, predstavljenem v literaturi (Weber, Graeber, & Semmig, 2010, str. 304). Predpostavimo dva nacionalna trga električne energije, A in B, ki imata različne sistemske cene, določene iz presečišč krivulj ponudbe in povpraševanja, glede na to, da med seboj ne izmenjujeta električne energije. Sistemska cena na trgu A je S_A^* pri količini Q_A^* , na trgu B pa S_B^* pri količini Q_B^* (Slika 7a). Možnost nakupa cenejše električne energije iz trga B in prodaja na trgu A, kjer je sistemska cena višja, bo zanimiva za tržne udeležence, zaradi česar pride do uporabe ČPZ med trgovoma. Uvoz električne energije na trg A in izvoz iz trga B oblikujeta novi sistemski ceni, in če ni omejitve glede prenosnih poti, bosta novi sistemski ceni enaki oziroma $\bar{S}_A^* = \bar{S}_B^*$ (Slika 7b). Če ni zadostnih ČPZ, pride do prezasedenosti in izenačitev sistemskih cen na posameznih trgov ni možna, $\bar{S}_A^* \neq \bar{S}_B^*$ (Slika 7c).

Meeus, Vandezande, Cole in Belmans (2009) definirajo mehanizem spajanja trgov kot optimizacijski problem, ki vključuje ponudbo in povpraševanja na različnih borzah, ki jih je treba uskladiti z namenom povečanja celotne družbene blaginje iz trgovanja.

Optimizacijski problem je predstavljen z enačbo (9) in predstavlja maksimiranje vrednosti povpraševanja minus stroške dobave:

$$Max \left(\sum_Z \left(\sum_j q_{jz} P_{jz} - \sum_i q_{iz} P_{iz} \right) \right), \quad (9)$$

kjer je:

P_{jz} mejna cena na strani povpraševanja naročila j predloženi borzi z , P_{iz} mejna ponudbena cena ponudbe i predloženi borzi z , q_{iz} , q_{jz} sta spremenljivki sprejetega obsega naročil.

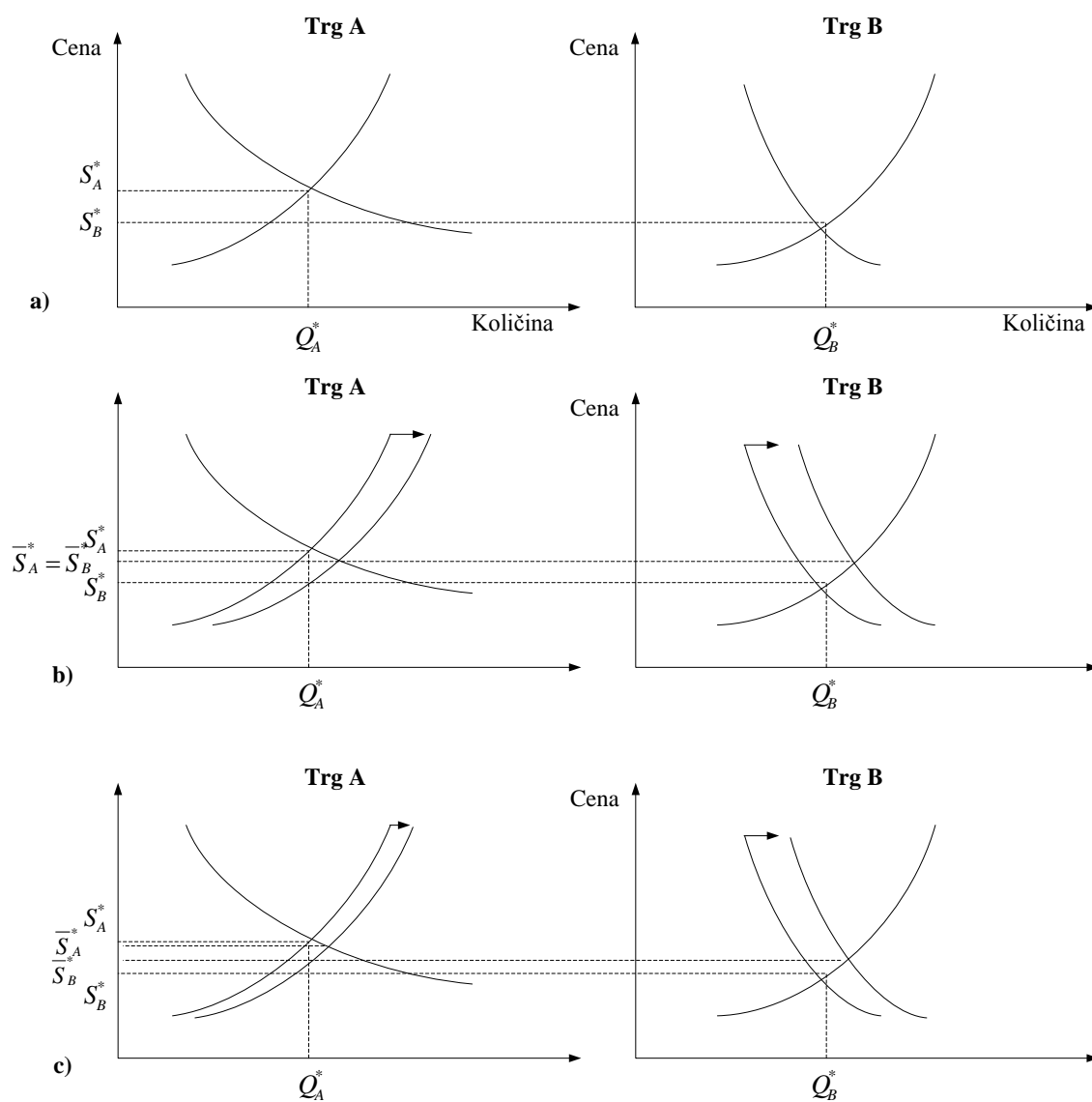
Sprejeti obseg ne sme biti višji kot obseg naročil:

$$q_{iz} \leq Q_{iz},$$

$$q_{jz} \geq Q_{jz},$$

kjer je Q_{jz} mejna količina naročil j na strani povpraševanja predloženi borzi z in Q_{iz} mejna količina naročil i na strani ponudbe predloženi borzi z . Predstavljeni optimizacijski problem ima pomanjkljivost, da ne upošteva blokovnih naročil, ki se pogosto uporabljajo na evropskih trgih električne energije.

Slika 7: Model spajanja trgov



Legenda: a) izolirani posamezni trgi; b) spajanje trgov pri zadostnih ČPZ; c) spajanje trgov pri pomanjkanju ČPZ

Vir: Povzeto po A. Weber et al., *Market coupling and the CWE project*, 2010, str. 304.

Parisio in Bosco (2008) navajata, da spajanje trgov kot mehanizem čezmejnega trgovanja povzroči cenovno konvergenco med državami, da večjo družbeno blaginjo prinaša v državah, kjer je cena električne energije na trgu višja na račun države, kjer je cena električne energije nižja, in da spajanje trgov zmanjšuje tržno moč. Louyrette in Trotignon (2009) primerjata prednosti količinskega spajanja trgov in cenovnega spajanja trgov. Avtorja ugotavljata, da oba mehanizma dasta podoben rezultat, vendar mehanizem količinskega spajanja trgov vodi k bolj optimalni uporabi ČPZ zaradi upoštevanja fizičnih namesto komercialnih omejitev. Biskas, Chatzigiannis in Bakirtzis (2013) trdijo nasprotno, da mehanizem količinskega spajanja trgov ne prinaša opazne konvergence cen na trgu električne energije, tudi če ni prezasedenosti prenosnih zmogljivosti, in da je družbena blaginja iz mehanizma količinskega spajanja trgov manjša kot družbena blaginja iz mehanizma razdelitve trgov.

Oggioni in Smeers (2013) obravnavata neučinkovitost mehanizma spajanja trgov pri aplikaciji na primer zankastega šest vozliščnega omrežja. Avtorja ugotavljata, da so trenutni mehanizmi spajanja trgov, ki se uporabljajo v Evropi, lahko neučinkoviti pri zankastih omrežjih, in da je mehanizem določanja vozliščnih cen (angl. *Nodal Pricing System*), ki se uporablja v ZDA, v tem primeru superioren.

3.3 Nadgradnja čezmejnih prenosnih zmogljivosti

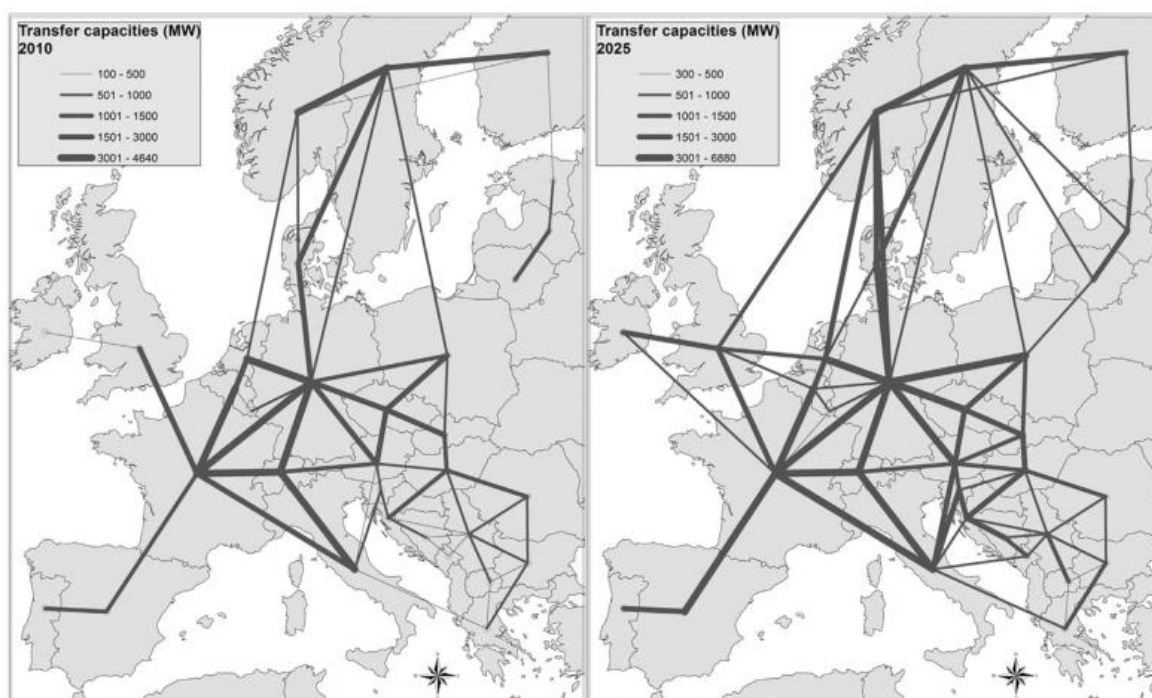
Direktive tretjega zakonodajnega svežnja poudarjajo pomen nediskriminatornega dostopa do prenosnega omrežja pri doseganju cilja enotnega evropskega trga električne energije. Odstranjevanje zamašitev prenosnih zmogljivosti oziroma fizične omejitve prenosnega omrežja, so ključnega pomena pri integraciji trgov električne energije. Nadgradnja čezmejnih prenosnih zmogljivosti in širitev omrežja so načrtovani v desetletnem razvojnem načrtu ENTSO-E (ENTSO-E, 2014b).

Avtorji Hagspiel et al. (2014) s pomočjo linearnega programiranja na podlagi FBCA spajanja trgov optimizirajo naložbe v prenosnem omrežju do leta 2050. Avtorji razlagajo, da je optimalen stroškovni scenarij razširitev evropskega prenosnega omrežja, ki omogoča priključitev obnovljivih virov na omrežje in izkoriščanje potencialov na sonce in veter na evropski ravni (2.833 milijard evrov, diskontirani celotni sistemski stroški). Dražji scenarij je scenarij izogibanja razširitve evropskega prenosnega omrežja, kjer se pojavi potreba po izgradnji proizvodnih enot v bližini središč porabe ali daleč od ugodnih lokacij za proizvodnjo od obnovljivih virov, posledično se pojavi potreba po proizvodnji električne energije iz dražje vrste obnovljivih virov energije, kot so proizvodnja iz biomase ali geotermalne energije (3.424 milijard evrov, diskontirani celotni sistemski stroški).

Brancucci Martínez-Anido et al. (2013) analizirajo potrebo po naložbi v povezovalnih ČPZ električne energije v Evropi do leta 2025, pri čemer upoštevajo vpliv novih ČPZ na zanesljivost oskrbe in vključitev novih proizvodnih enot iz obnovljivih virov. Avtorji ugotavljajo, da ima nadgradnja prenosnega omrežja in ČPZ pomembno vlogo pri doseganju cilja trajnostne proizvodnje električne energije in razvoju enotnega evropskega trga električne energije.

Slika 8 prikazuje ČPZ v Evropi v letu 2010 in planirane v letu 2025, kjer lahko opazimo povečanje ČPZ in novih planiranih povezovalnih zmogljivosti v letu 2025. Večina novih povezovalnih prenosnih zmogljivosti bodo podmorski kabli v Severnem, Baltskem in Jadranskem morju in med Irsko in Francijo, kot rezultat pričakovanega povečanja proizvodnje električne energije iz energije vetra (Brancucci Martínez-Anido, 2013, str. 33).

Slika 8: Evropske ČPZ za prenos električne energije v letih 2010 in 2025



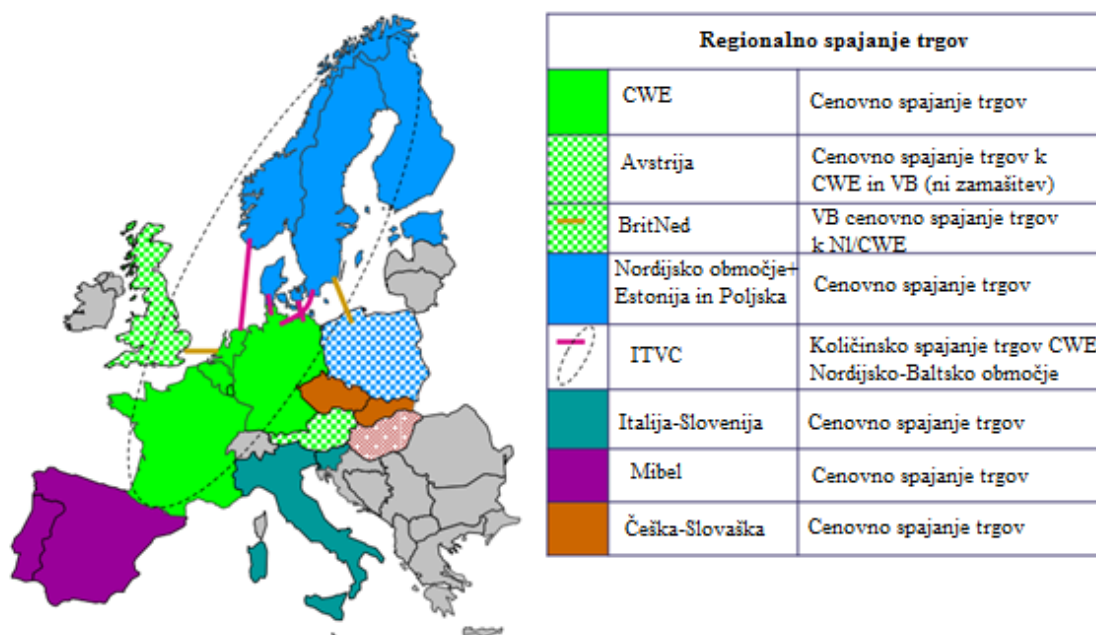
Vir: Brancucci Martínez-Anido et al. , *Medium-term demand for European cross-border electricity transmission capacity*, 2013, str.214.

3.4 Razvoj mehanizmov spajanja trgov v Evropi

Spajanje trgov se je začelo 21. novembra 2006 s spajanjem dnevni trgov Francije, Nizozemske in Belgije, ali trilateralno spajanje trgov (angl. *Trilateral Market Coupling*, v nadaljevanju TLC) z namenom optimalnega upravljanja ČPZ in povečanja likvidnosti trgov (Dorsman, Westerman, et al., 2011). TLC je omogočilo bolj optimalno izkoriščanje

prenosnih kapacitet med Francijo in Belgijo ter med Belgijo in Nizozemsko, in je prispevalo h konvergenci cen na posameznih dnevni trgih (Dijkgraaf & Janssen, 2007). Spajanje trgov se je potem nadaljevalo s količinskim spajanjem dveh povezovalnih daljnovodov med Dansko in Nemčijo leta 2009. Leta 2010 je prišlo do spajanja trgov estonskega in nordijskega trga električne energije, sledilo je cenovno spajanje trgov v centralno-zahodnem evropskem območju (Francija, Nizozemska, Belgija, Nemčija in Luksemburg) in potem simultano količinsko spajanje regionalnih trgov med Centralno-zahodnim evropskim območjem (v nadaljevanju CWE), nordijskim in baltskim trgom, spajanje slovenskega in italijanskega trga, cenovno spajanje med trgom Velike Britanije in CWE, med češkim in slovaškim trgom in med španskim in portugalskim trgom električne energije. Stanje spojitve trgov do aprila 2012 prikazuje Slika 9.

Slika 9: Stanje spajanja trgov električne energije do aprila 2014



Legenda: CWE (Centralno-zahodno območje), Mibel, cenovno spajani trgi Španije in Portugalske, BritNed, cenovno spajanje trgov Velike Britanije in Nizozemske, ITVC, cenovno spajani trgi nordijsko-baltskega območja in CWE

Vir: Povzeto po D. Assaad, *Contributions of PXs organized markets to the pan-European integration process, 2012, str.4.*

Junija 2012 se je s podpisom pogodbe o cenovnem spajanju območij (angl. *Price Coupling of Regions*) med sedmimi borzami električne energije, ki delujejo na področju Avstrije, Belgije, Češke, Danske, Estonije, Finske, Francije, Nemčije, Italije, Latvije, Litve, Luksemburga, Nizozemske, Norveške, Portugalske, Španije, Švedske, Švice in Velike Britanije, začel razvijati skupni algoritem za cenovno spajanje trgov za doseganje enotnega evropskega trga.

Razvit model cenovnega spajanja območij je 4. februarja 2014 začel uporabljati projekt Severno-zahodnega evropskega cenovnega spajanja (angl. *North-Western European Price Coupling-NWE*). Projekt NWE izvaja cenovno spajanje dnevni trgov v 15 državah, in sicer v državah srednje in zahodne Evrope, Velike Britanije, nordijskih držav in baltskih držav (EirGrid, 2014). Cilj projekta je uporaba edinstvenega algoritma za določitev promptnih cen na dnevni trgih, pozicije in neto pretokov čez ČPZ med spojenimi območji. Novi algoritem cenovnega spajanja trgov je zamenjal obstoječe algoritme na področju CWE in nordijske regije (EMCC količinsko spajanje trgov, predstavljeno v poglavju 4). Algoritem cenovnega spajanja trgov je hibridni model spajanja na podlagi ATC metode in metode dodeljevanja ČPZ na podlagi pretokov moči.

11. aprila 2014 je bil v Ljubljani podpisan Memorandum o soglasju (angl. *Memorandum of Understanding*, v nadaljevanju MoU) med Avstrijo, Češko, Nemčijo, Madžarsko, Poljsko, Slovaško in Slovenijo skupaj z Evropsko agencijo za sodelovanje energetskih regulatorjev (angl. *EU Agency for Cooperation of Energy Regulators*, v nadaljevanju ACER). MoU je bil podpisan z namenom spojitve trgov držav z uporabo metode, ki temelji na pretoku moči za izračun zmogljivosti na čezmejnih povezovalnih daljnovodih in z implicitnim dodeljevanjem teh zmogljivosti, ki temeljijo na cenovnem spajanju območij in priključitvi k NWE projektu (ACER, 2014b).

Številni avtorji analizirajo stopnje integriranosti evropskih trgov in ovire za bolj integrirani trg. Razvoj in integriranosti evropskih trgov analizira Balaguer (2011) v obdobju 2003–2009. Avtor meri stopnje integriranosti trgov električne energije med Dansko in Švedsko, in v drugem primeru med Francijo, Italijo in Nemčijo, in pri tem ugotavlja, da sta danski in švedski trg električne energije visoko integrirana, in da imata razvito konkurenčno tržno strukturo, med nemškim, italijanskim in francoskim trgov električne energije pa obstaja bistvena segmentacija trgov in različnost tržnih struktur. Amundsen in Bergman (2007) ugotavljata, da obstajajo tako tehnične kot administrativne ovire za bolj integrirani nordijski trg električne energije. Avtorji namreč vidijo ovire v zahtevi izravnave na nivo posameznih nacionalnih trgov namesto na nivo celotnega nordijskega območja (pomanjkanje enotnega systemskega operaterja za celotno nordijsko območje namesto posameznih nacionalnih systemskih operaterjev); nezadostne transparentnosti ponudb, neuskklajeni predpisi za registracijo in poročanje porabe električne energije. Janssen in Rebours (2012) razlagata, da sodelovanje in usklajevanje med systemskimi operaterji prenosnih povezanih sistemov in regulatornih organov prispeva k nadaljnjemu razvoju in poenotenju trga električne energije preko izmenjave dobrih praks, usklajevanja delovanja in skupnih infrastrukturnih naložb.

Prihodnji razvoj mehanizmov spajanja trga se pričakuje v smer cenovnega spajanja trga na podlagi pretokov moči.

4 STATISTIČNA ANALIZA VPLIVA SPAJANJA TRGOV NA KONVERGENCO CEN

Spajanje trgov kot storitev javnega interesa mora izpolniti naslednje kriterije (E-Bridge, 2014):

- kriterij maksimizacije družbene blaginje pri dnevnem čezmejnem trgovanju;
- kriterij preglednega dodeljevanja zmogljivosti;
- kriterij učinkovitih cenovnih signalov, oz. konvergenco cen med spajanimi trgi in preprečitev neoptimalnih pretokov moči.

Ker je konvergenca cen eden izmed ciljev mehanizma spajanja trgov, sem na tej osnovi oblikovala temeljno hipotezo, da mehanizem spajanja trgov povečuje konvergenco cen in za to uporabljam opisno statistično analizo podatkov. Konvergenco cen med spajanimi trgoma električne energije ocenim z odstotkom časa, kadar je cena med spajanimi trgoma bila enaka, in s povprečno in maksimalno razliko cene med spajanimi trgoma, kot je predlagano v literaturi (E-Bridge, 2014, str.9).

Družbena blaginja pri spajanju trgov električne energije, je definirana v skladu z mikroekonomsko teorijo kot vsota potrošnikovega in proizvajalčeva presežka (Prašnikar, 2008). V literaturi (E-Bridge, 2014) je družbena blaginja drugače definirana glede na običajno mikroekonomsko definicijo, kot vsota vseh presežkov. Presežki se ustvarjajo pri čezmejnem trgovanju iz področja nižjih cen v področje višjih cen, pri čemer je presežek lahko potrošnikov, proizvajalcev ter presežek povezovalne zmogljivosti. Potrošnikov presežek je znesek, ki ga potrošnik uživa, če kupuje električno energijo po nižji ceni, kot cena, ki jo je pripravljen plačati zanjo. Proizvajalcev presežek je znesek, ki ga proizvajalec uživa, če proda po višji ceni, kot cena, po kateri je pripravljen prodati. Presežek povezovalne zmogljivosti je znesek, ki ga SOPO koristi zaradi prenosa električne energije iz območja nižjih cen v območje višjih cen čez povezovalne zmogljivosti.

Neoptimalni pretoki moči se zgodijo v primeru prenašanja električne energije iz področja višjih cen v področje nižjih cen, pogosto zaradi nepopolnosti podatkov poslanih centralnemu algoritmu ali različnih algoritmov izračuna cen na lokalnih borzah, torej izhajajo iz nepopolnosti mehanizma spajanja trgov.

Dosežene družbene blaginje pri spajanju trgov električne energije ne moremo oceniti, ker objavljenih podatkov o stanju na posameznih trgih električne energije, preden je prišlo do spajanja trgov, ni. Zato prvega kriterija uspešnosti spajanja trgov, ki ga navaja E-Bridge (2014), ne morem preveriti. Pričakovati pa je, kot trdi temeljna hipoteza, da bo konvergenca cen pospešila oblikovanje enotnega evropskega trga z električno energijo, kar

bo spodbudilo konkurenco na trgu z električno energijo, povečalo zanesljivost dobave in s tem prispevalo k povečanju družbene blaginje.

Za potrditev pomožne hipoteze, da so zaradi zagotovitve varnega in popolnega delovanja mehanizma spajanja trgov potrebna vlaganja v nadgradnjo elektroenergetskega omrežja, uporabljam korelacijsko statistično analizo. Z njeno pomočjo ugotavljam povezanost razlik med cenami med spojenimi območji (raznolikost cen) in zasedenostjo čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Posredno je namreč mogoče sklepati, da bo manjša zasedenost ČPZ pospeševala konvergenco cen (manjše ali ničelne razlike v cenah), večja zasedenost ČPZ pa nasprotno. Če bo ta povezanost visoka in se bodo občutne razlike v cenah pogosteje pojavljale, lahko sklepamo, da so najverjetnejši razlog za to omejene (premajhne oziroma prezasičene) prenosne zmogljivosti, kar pomeni, da so za uspešnejše delovanje mehanizma spajanja trgov potrebna večja vlaganja v ČPZ.

Korelacijska statistična analiza je analiza povezanosti dveh različnih serij podatkov in ugotavljanje povezave med njimi oziroma križne korelacije. Pri tem nobeno od serij podatkov nimamo za odvisno ali neodvisno.

Za ugotavljane povezanosti se najpogosteje uporablja Pearsonov koeficient korelacije. Slednjega je definirjal britanski statistik Karl Pearson leta 1900 in opisuje jakost linearne povezave med dvema različnima serijama podatkov, pri čemer podatki nastopajo v parih (Schroeder, Sjoquist, & Stephan, 1986, str. 25). Pearsonov koeficient korelacije izračunamo po enačbi (10):

$$r(X, Y) = \frac{C(X, Y)}{\sigma(X) \cdot \sigma(Y)}, \quad (10)$$

kjer je $C(X, Y)$ kovarianca med spremenljivkami X in Y , $\sigma(X)$, $\sigma(Y)$ standardna odklona spremenljivk X in Y . Če vstavimo v enačbo (10) enačbe za izračun kovariance in standardnih odklonov, dobimo enačbo (11):

$$r(X, Y) = \frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \mu(X)) \cdot (y_i - \mu(Y))}{\left(\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \mu(X))^2} \right) \left(\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - \mu(Y))^2} \right)}, \quad (11)$$

kjer je N velikost vzorcev, x_i in y_i vrednosti i -te spremenljivke in $\mu(X)$ in $\mu(Y)$ aritmetična sredina posamezne spremenljivke (Korenjak, 2010, str. 10).

Lastnosti Pearsonovega koeficienta so naslednje (Korenjak, 2010):

- naključni spremenljivki X in Y sta nekorelirani, kadar je vrednost $r(X, Y) = 0$;
- naključni spremenljivki X in Y sta korelirani, kadar je vrednost $r(X, Y) \neq 0$;
- naključni spremenljivki X in Y sta linearno korelirani, kadar je vrednost $r(X, Y) = \pm 1$;
- naključni spremenljivki X in Y nista linearno korelirani, kadar je vrednost $r(X, Y) \neq \pm 1$.

Vrednost, ki jo zavzame Pearsonov koeficient, določi jakost povezanosti (FNM, 2014):

- $r(X, Y) = \{0 - 0,2\}$ – neznatna linearna povezanost;
- $r(X, Y) = \{0,2 - 0,4\}$ – nizka linearna povezanost;
- $r(X, Y) = \{0,4 - 0,7\}$ – zmerna linearna povezanost;
- $r(X, Y) = \{0,7 - 0,9\}$ – visoka linearna povezanost;
- $r(X, Y) = \{0,9 - 1\}$ – zelo visoka linearna povezanost.

V praksi popolna linearna odvisnost zaradi vpliva več dejavnikov na odvisne spremenljivke skoraj ne obstaja.

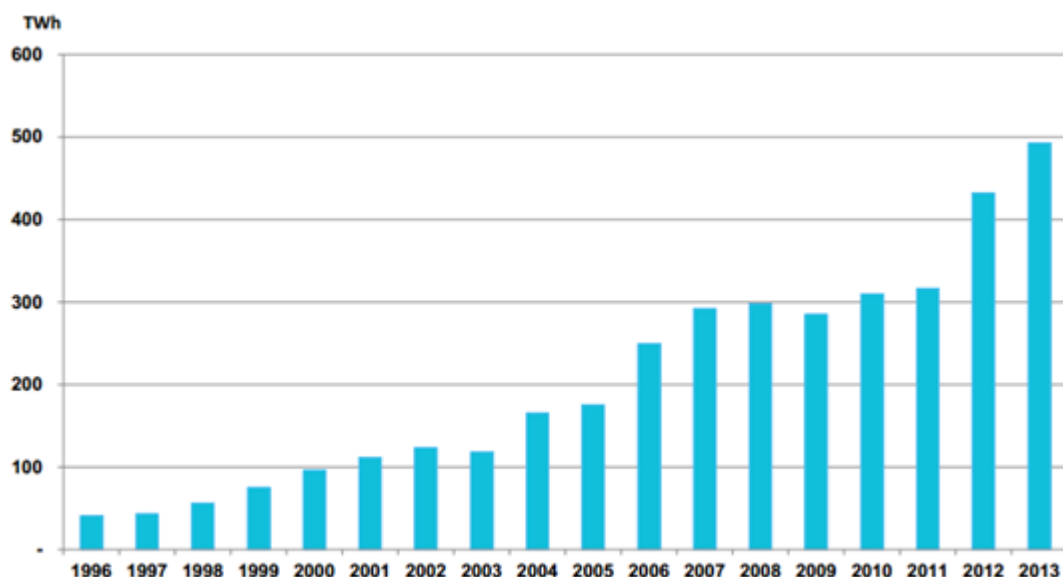
4.1 Uporabljeni podatki in programski paket za obdelavo podatkov

Za potrditev hipotez magistrskega dela uporabljam statistične podatke, dostopne na spletni strani NordPool Spota, vodilnega trga z električno energijo v Evropi in EMCC-ja, ponudnika storitev upravljanja prezasedenosti ČPZ.

NordPool Spot je največja borza fizičnih in finančnih energetskega produktov v Evropi (NordPoolSpot, 2014). Njeni sestavni deli so Elspot, dnevni trg v nordijskem in baltskem območju, Elbas, znotraj dnevnega trga v nordijskem in baltskem območju in N2EX trg električne energije v Veliki Britaniji, kjer skupaj trguje 361 podjetij iz 20 držav. Trgovana količina na NordPool Spot trgu električne energije je leta 2013 znašala 492 TWh (Slika 10).

EMCC je podjetje, ki ponuja storitve upravljanja prezasedenosti ČPZ preko količinskega spajanja trgov. Podjetje je bilo ustanovljeno leta 2008 v Hamburgu v Nemčiji kot skupno podjetje sistemskih operaterjev prenosnih omrežij in borz električne energije v severozahodni Evropi. EMCC trenutno izvaja spajanje trgov med Nemčijo (v nadaljevanju DE) in Dansko (DK zahod in DK vzhod, v nadaljevanju DK1 in DK2) (Slika 11), med Švedsko (Švedska Malmö, v nadaljevanju SE4) in Nemčijo ter med Norveško (jugozahodna Norveška, v nadaljevanju NO4) in Nizozemsko (v nadaljevanju NL), (About EMCC, 2014).

Slika 10: Trgovana količina na NordPool Spot v obdobju 1996–2013



Vir: NordPool Spot, NORD POOL SPOT EUROPE'S LEADING POWER MARKETS, 2014.

Slika 11: EMCC spajanje trgov v severnozahodni Evropi



Vir: About EMCC, 2014.

Podatki iz navedenih virov so bili izbrani zaradi velikosti trga električne energije in dostopnosti podatkov. Zgodovinski podatki glede dostopnih ČPZ, dejanskih pretokov in doseženih cen na dnevnem trgu pri spajanju trgov so na drugih borzah namreč plačljivi.

Spletna stran NordPool Spot (Elspot prices, Market coupling capacities, Market coupling flow, b.l.) ponuja podatke dostopnih ČPZ, dejanskih pretokov in doseženih cen na dnevnem trgu pri spajanju trgov za vsako uro zadnjih 3 let oziroma let 2012, 2013 in 2014. Starejše zgodovinske podatke je možno naročiti, vendar so ti plačljivi. Dostopni podatki so: podatki ponujenih ČPZ, klasificirani po mejah med trgovalnimi območji oziroma med Švedsko in Nemčijo (v nadaljevanju SE4>DE in DE>SE4), med vzhodno Dansko in Nemčijo (v nadaljevanju DK2 > DE in DE > DK2), med Norveško in Nizozemsko (NO2 > NL in NL > NO2) in med zahodno Dansko in Nemčijo (v nadaljevanju DK1 > DE in DE > DK1), za vsako posamezno uro v letih 2012, 2013 in 2014, do vključno 30. maja 2014, po količinah v MW; podatki realnih pretokov moči po ČPZ, klasificirani po mejah oziroma: SE4 > DE, DE > SE4, DK2 > DE, DE > DK2, NO2 > NL, NL > NO2, DK1 > DE in DE > DK1, za vsako posamezno uro v letih 2012, 2013 in 2014 do vključno 30. maja 2014, po količinah v MW; in cene na dnevnem trgu Elspot po območjih oziroma DK1, DK2, SE4 in NO2 v EUR/MWh.

Spletna stran EMCC-ja ponuja podatke o dostopnih ČPZ, dejanskih pretokih in razlikah v cenah med spojenimi območji pri spajanju trgov za vsako uro zadnjih štirih let, od leta 2011 do leta 2014 (Capacities table, b.l.). Podatki za dostopne ČPZ in dejanske pretoke so identični s podatki iz NordPool Spot, dodatno na EMCC najdemo še podatke za razliko v cenah med spojenimi trgi, kar pomaga izračunati ceno na spojenih trgih izven nordijskega trga oziroma na trgih DE in NL.

Podatke je bilo potrebno prilagoditi tako, da se časovno ujemajo. Namreč, razlika obstaja v prestopnih urah in jih je potrebno ustrezno uskladiti, da ne bi prišlo potem do napačnih izračunov. Korelacijska analiza je bila izvedena za časovno serijo razlik v cenah med spojenimi trgi in časovno serijo stopnje zasedenosti ČPZ. Slednja je bila izračunana kot razmerje med ponujenimi ČPZ in dejanskimi pretoki čez ČPZ.

Za obdelavo podatkov je uporabljen programski paket Microsoft Office Excel 2013². Rezultati korelacijske analize so predstavljeni v matriki, kjer je prikazan Pearsonov koeficient korelacije (About statistical analysis tools, 2014).

4.2 Predstavitev rezultatov

Rezultati opisne in korelacijske analize na osnovi podatkov, predstavljenih v poglavju 4.1 so v nadaljevanju predstavljeni grafično in tabelarno.

² Programski paket Microsoft Office Excel ponuja številne statistične funkcije, med njimi tudi korelacijsko analizo podatkov. Korelacijska analiza podatkov je možna po namestitvi dodatnega statističnega paketa *Analysis ToolPak*.

4.2.1 Predstavitev rezultatov za območja DK1 (zahodna Danska)

Povprečna cena na trgu DK1 je bila v letu 2012 36,33 EUR/MWh oz. za 24 % nižja kot leta 2011 (kot posledica boljših hidroloških razmer v nordijski regiji). Dansko področje DK1 je imelo negativne cene za 33 ur (NordREG, 2014a, str. 22). Pearsonov koeficient korelacije stopnje zasedenosti ČPZ in razlike cen med trgoma DK1 in DE za leto 2012 znaša 0,39, kar kaže na nizko linearno povezanost razlike cen med trgoma in stopnje zasedenosti ČPZ med trgoma. Povprečna vrednost razlike cen med trgoma je v letu 2012 znašala 7,44 EUR/MWh. Maksimalna vrednost razlike cen med trgoma za leto 2012 je znašala 196,94 EUR/MWh, ko je bila 26. decembra 2012 ob 2. uri (Slika 12) na nemški borzi zaradi nizkega povpraševanja po električni energiji dosežena visoka negativna cena (-174,99 EUR/MWh).

Slika 12: Vrednost razlike cen med trgoma DK1 in DE v letu 2012

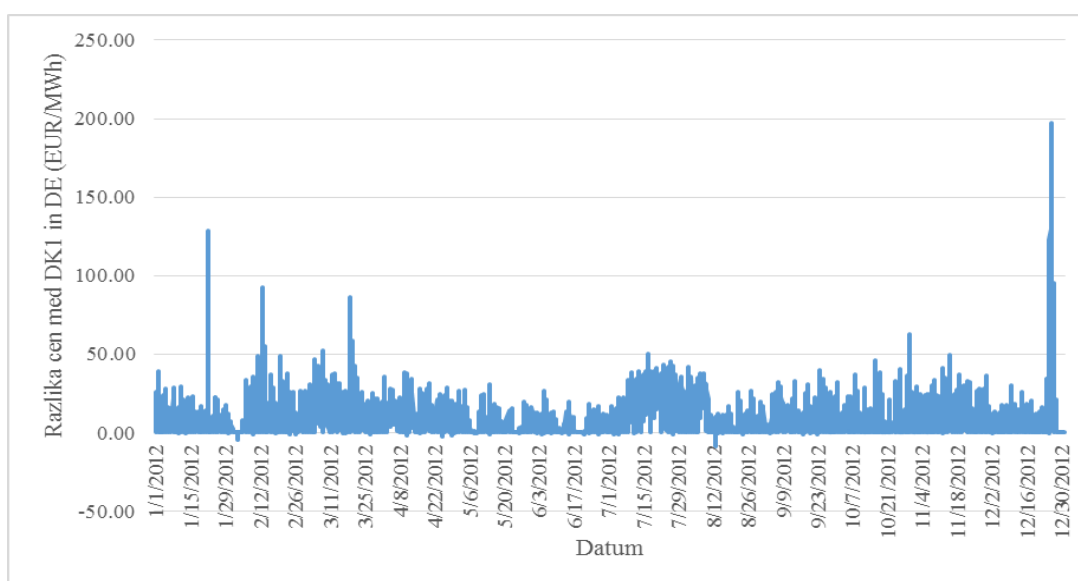


Tabela 7 prikazuje rezultate obdelanih podatkov za obdobje 2012-2014 do vključno 4. februarja 2014. Minimalna vrednost razlike cen med trgoma je 0 EUR/MWh, negativna vrednost pomeni maksimalna vrednost razlike cen v obratni smeri, oziroma večja cena na nemškem trgu kot na zahodnem danskem območju. Povprečna cena na nemškem trgu je izračunana kot razlika cen med zahodnim danskim trgom in povprečno razliko cen med trgoma.

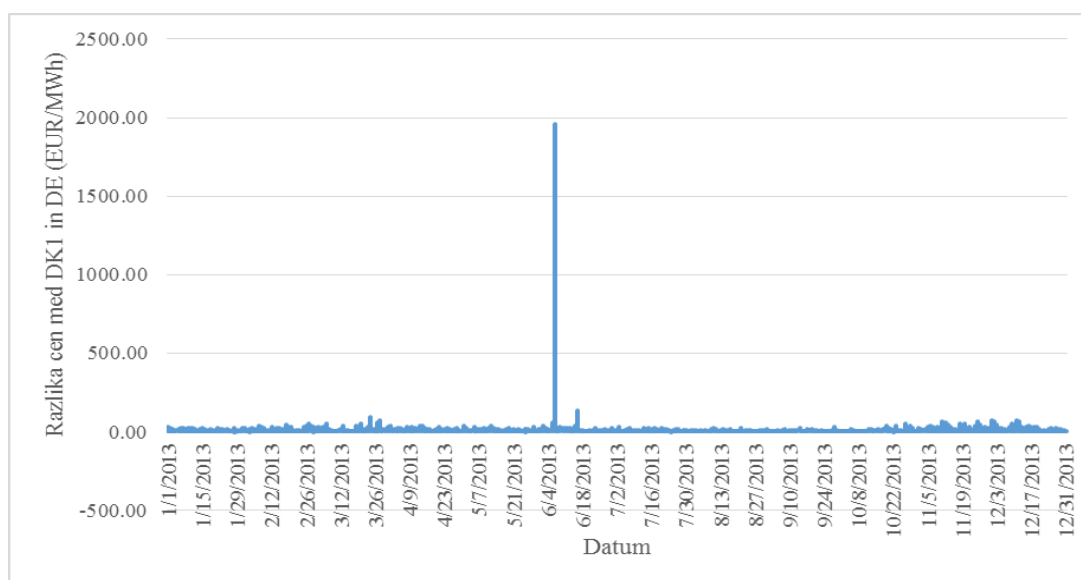
Povprečna cena na trgu DK1 je bila v letu 2013 38,98 EUR/MWh oz. za 7 % višja, kot leta 2012 (kot posledica slabših hidroloških razmer v nordijski regiji). Dansko področje DK1 je imelo negativne cene za 39 ur (NordREG, 2014b, 19-21). Pearsonov koeficient korelacije stopnje zasedenosti ČPZ in razlike cen med trgoma za leto 2013 znaša 0,33, kar kaže na nizko linearno povezanost razlike cen med trgoma in stopnje zasedenosti ČPZ med

trgoma³. Povprečna vrednost razlike cen med trgoma je v letu 2013 znašala 6,46 EUR/MWh. Maksimalna vrednost razlike cen med trgoma za leto 2013 je znašala 1958,35 EUR/MWh (Slika 13), ko je bila na danski borzi 7. junija 2013 ob 10. uri zaradi remontov na termoelektrarnah in hkrati nizke proizvodnje električne energije iz vetra dosežena visoka cena oziroma maksimum (2000 EUR/MWh).

Tabela 7: Tabelarni prikaz rezultatov korelacijske analize za območje DK1

Borzi DK1 in DE	Leto		
	2012	2013	2014
Pearsonov koeficient korelacije	0,39	0,33	0,48
Povprečna vrednost razlike cen med trgoma v EUR/MWh	7,44	6,46	6,25
Maksimalna vrednost razlike cen med trgoma v EUR/MWh	196,94	1958,35	45,18
Minimalna vrednost razlike cen med trgoma v EUR/MWh	0/ (-9)	0/ (-2,83)	0/ (-2,06)
Povprečna cena na trgu DK1 v EUR/MWh	36,33	38,98	30,24
Povprečna cena na trgu DE v EUR/MWh	28,89	32,52	23,99

Slika 13: Vrednost razlike cen med trgoma DK1 in DE v letu 2013

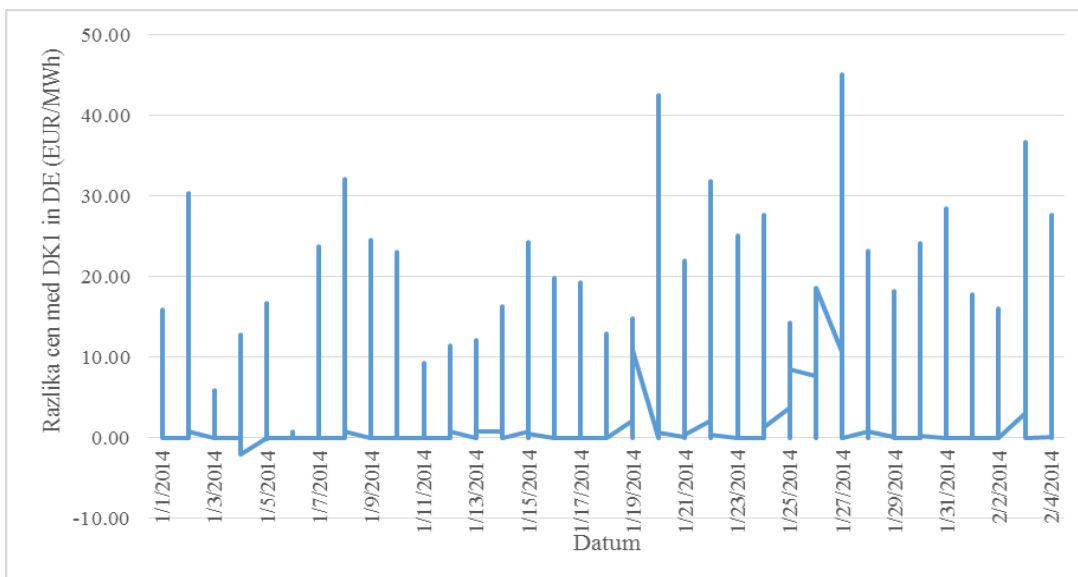


Povprečna cena na trgu DK1 je bila do vključno 4. februarja leta 2014 30,24 EUR/MWh, kar je za 33 % nižja cena kot v istem obdobju v letu 2013. Pearsonov koeficient korelacije stopnje zasedenosti ČPZ in razlike cen med trgoma za leto 2014 znaša 0,48, kar kaže na zmerno linearno povezanost razlike cen med trgoma in stopnje zasedenosti ČPZ med trgoma. Povprečna vrednost razlike cen med trgoma je v letu 2014 znašala 6,25

³ Za realen izračun Pearsonovega koeficienta korelacije sem izločila 5 ur, ko je bila razlika cen večja kot 1800 EUR/MWh, in jih zamenjala s povprečno ceno 60 EUR/MWh, da bi dobila čim bolj verodostojne rezultate.

EUR/MWh. Maksimalna vrednost razlike cen med trgoma za leto 2014 je znašala 45,18 EUR/MWh, in sicer 27. januarja ob 18. uri (Slika 14), ko je bila na nemški borzi dosežena negativna cena (-10,44 EUR/MWh).

Slika 14: Vrednost razlike cen med trgoma DK1 in DE do vključno 4. februarja 2014



4.2.2 Predstavitev rezultatov za območje DK2 (vzhodna Danska)

Povprečna cena na trgu DK2 je bila v letu 2012 37,56 EUR/MWh oz. za 24 % nižja cena kot leta 2011 (kot posledica boljših hidroloških razmer v nordijski regiji). Dansko področje DK2 je imelo negativne cene za 31 ur (NordREG, 2014a, str.22). Pearsonov koeficient korelacije stopnje zasedenosti ČPZ in razlike cen med trgoma DK2 in DE, za leto 2012 znaša 0,40, kar kaže na zmerno linearno povezanost razlike cen med trgoma in stopnje zasedenosti ČPZ med trgoma. Povprečna vrednost razlike cen med trgoma je v letu 2012 znašala 6,76 EUR/MWh. Maksimalna vrednost razlike cen med trgoma za leto 2012 je znašala 196,94 EUR/MWh, podobno kot na trgu DK1, ko je bila 26. decembra 2012 ob 2. uri (Slika 15) na nemški borzi zaradi nizkega povpraševanja po električni energiji dosežena visoka negativna cena (-174,99 EUR/MWh).

Tabela 8 prikazuje rezultate obdelanih podatkov, za obdobje 2012-2014, do vključno 4. februarja 2014. Minimalna vrednost razlike cen med trgoma je 0 EUR/MWh, negativna vrednost pomeni maksimalna vrednost razlike cen v obratni smeri oziroma večja cena na nemškem trgu kot na vzhodnem danskem območju. Povprečna cena na nemškem trgu je izračunana kot razlika cen med vzhodnim danskim trgom in povprečno razliko cen med trgoma.

Slika 15: Vrednost razlike cen med trgoma DK2 in DE v letu 2012

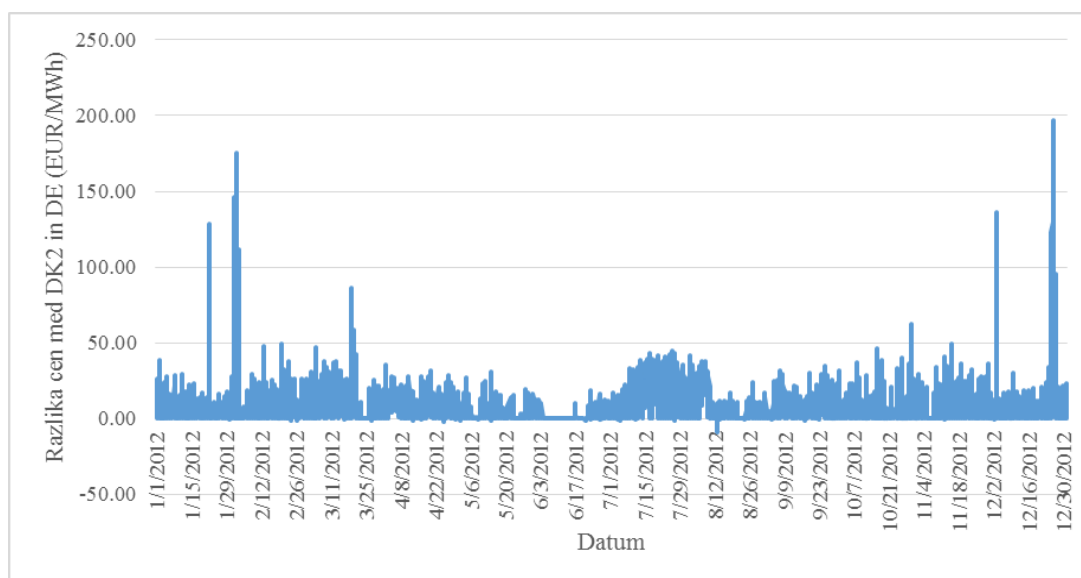


Tabela 8: Tabelarični prikaz rezultatov korelacijske analize za območje DK2

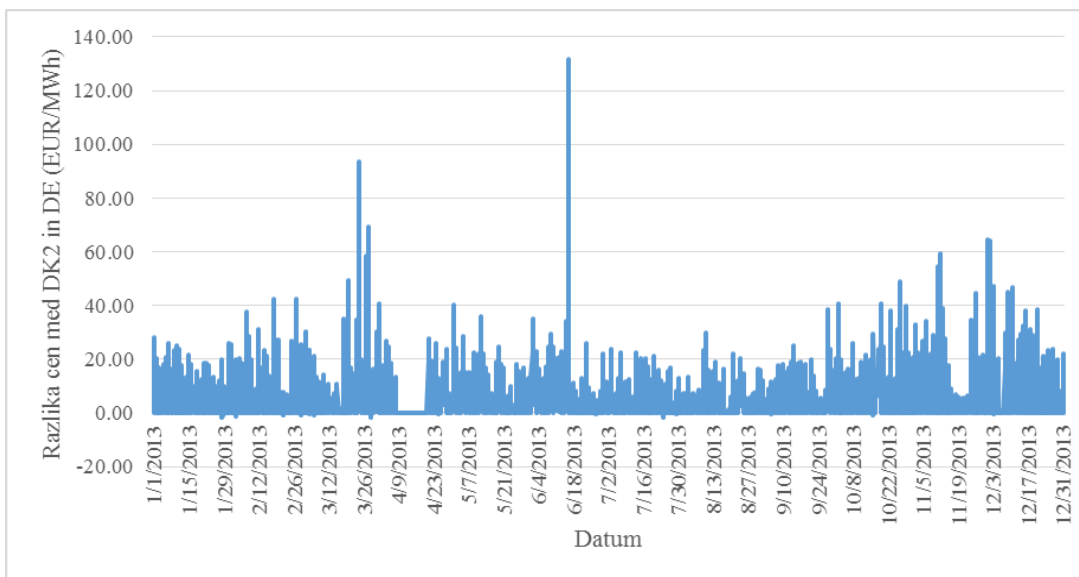
Borzi DK2 in DE	Leto		
	2012	2013	2014
Pearsonov koeficient korelacije	0,40	0,29	0,39
Povprečna vrednost razlike cen med trgoma v EUR/MWh	6,76	5,38	5,99
Maksimalna vrednost razlike cen med trgoma v EUR/MWh	196,94	131,64	45,18
Minimalna vrednost razlike cen med trgoma v EUR/MWh	0/ (-9)	0/ (-1,95)	0/ (-2,06)
Povprečna cena na trgu DK2 v EUR/MWh	37,56	39,60	31,15
Povprečna cena na trgu DE v EUR/MWh	30,80	34,23	25,14

Povprečna cena na trgu DK2 v letu 2013 je bila 39,60 EUR/MWh oz. za 5 % višja cena kot leta 2012 (kot posledica slabših hidroloških razmer nordijski regiji). Dansko področje DK2 je imelo negativne cene za 30 ur (NordREG, 2014b, str.19-21). Pearsonov koeficient korelacije stopnje zasedenosti ČPZ in razlik cen med trgoma za leto 2013 znaša 0,29, kar kaže na nizko linearno povezanost razlike cen med trgoma in stopnje zasedenosti ČPZ med trgoma. Povprečna vrednost razlike cen med trgoma je v letu 2013 znašala 5,38 EUR/MWh. Maksimalna vrednost razlike cen med trgoma za leto 2013 je znašala 131,64 EUR/MWh (Slika 16), ko je bila 16. junija 2013 ob 14. uri na nemški borzi dosežena visoka negativna cena (-99,72 EUR/MWh).

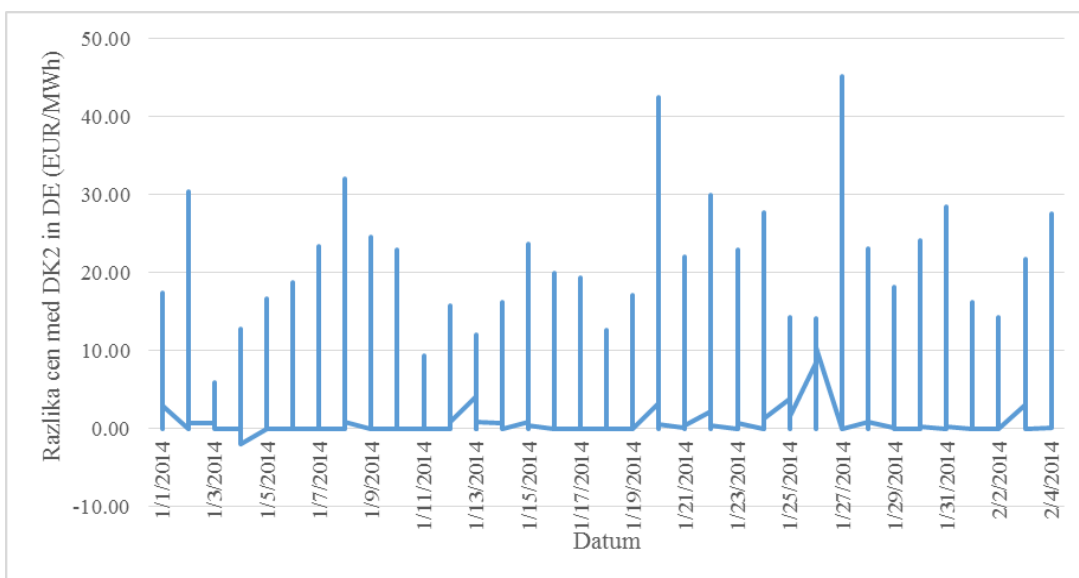
Povprečna cena na trgu DK2 je bila do vključno 4. februarja 2014 31,15 EUR/MWh, kar je za 31,5 % nižja cena kot v istem obdobju leta 2013. Pearsonov koeficient korelacije stopnje zasedenosti ČPZ in razlike cen med trgoma za leto 2014 znaša 0,39, kar kaže na nizko

linearno povezanost razlike cen med trgoma in stopnje zasedenosti ČPZ med trgoma. Povprečna vrednost razlike cen med trgoma je v letu 2014 znašala 5,99 EUR/MWh. Maksimalna vrednost razlike cen med trgoma za leto 2014 je znašala 45,18 EUR/MWh, in sicer 27. januarja ob 18. uri (Slika 17), ko je bila na nemški borzi, podobno kot na trgu DK1), dosežena negativna cena (-10,44 EUR/MWh).

Slika 16: Vrednost razlike cen med trgoma DK2 in DE v letu 2013



Slika 17: Vrednost razlike cen med trgoma DK2 in DE do vključno 4. februarja 2014



4.2.3 Predstavitev rezultatov za območje SE4 (Sweden Malmö)

Povprečna cena na trgu SE4 v letu 2012 je bila 34,21 EUR/MWh in je ne moremo primerjati z letom 2011. Razlog za to je razdelitev švedskega trga na več manjših trgov, ki

se je zgodila 11. novembra 2011. Na švedskem trgu SE4 v letu 2012 ni bilo negativnih cen (NordREG, 2014a, str.22). Pearsonov koeficient korelacije stopnje zasedenosti ČPZ in razlike cen med trgoma SE4 in DE za leto 2012 znaša 0,41, kar kaže na zmerno linearno povezanost razlike cen med trgoma in stopnje zasedenosti ČPZ med trgoma. Povprečna vrednost razlike cen med trgoma je v letu 2012 znašala 8,80 EUR/MWh. Maksimalna vrednost razlike cen med trgoma za leto 2012 je znašala 256,26 EUR/MWh, podobno kot na trgu DK1, ko je bila 25. decembra 2012 ob 2. uri (Slika 18) na nemški borzi zaradi nizkega povpraševanja po električni energiji dosežena visoka negativna cena (-221,99 EUR/MWh).

Slika 18: Vrednost razlike cen med trgoma SE4 in DE v letu 2012

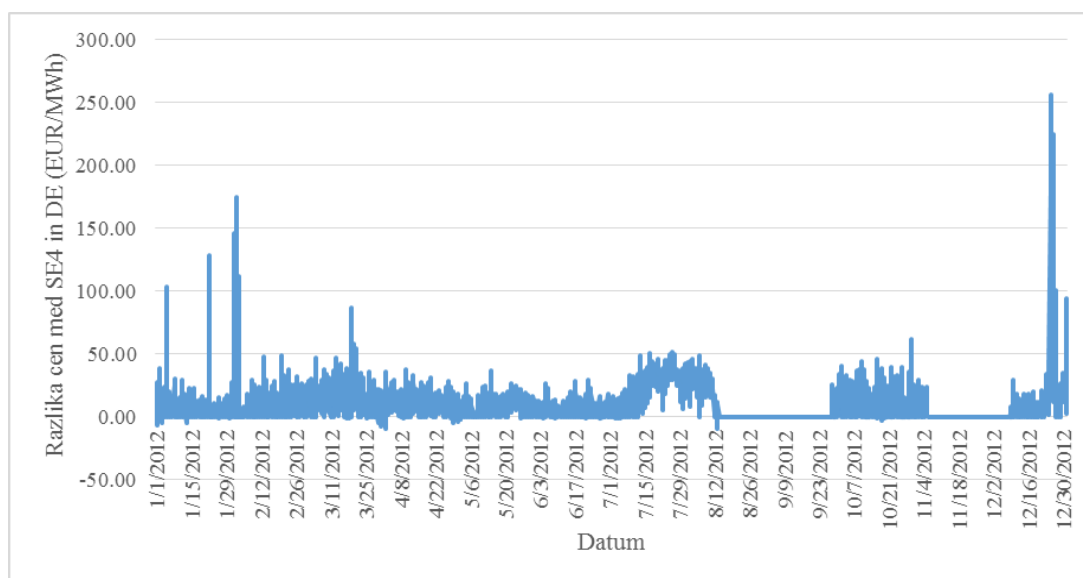


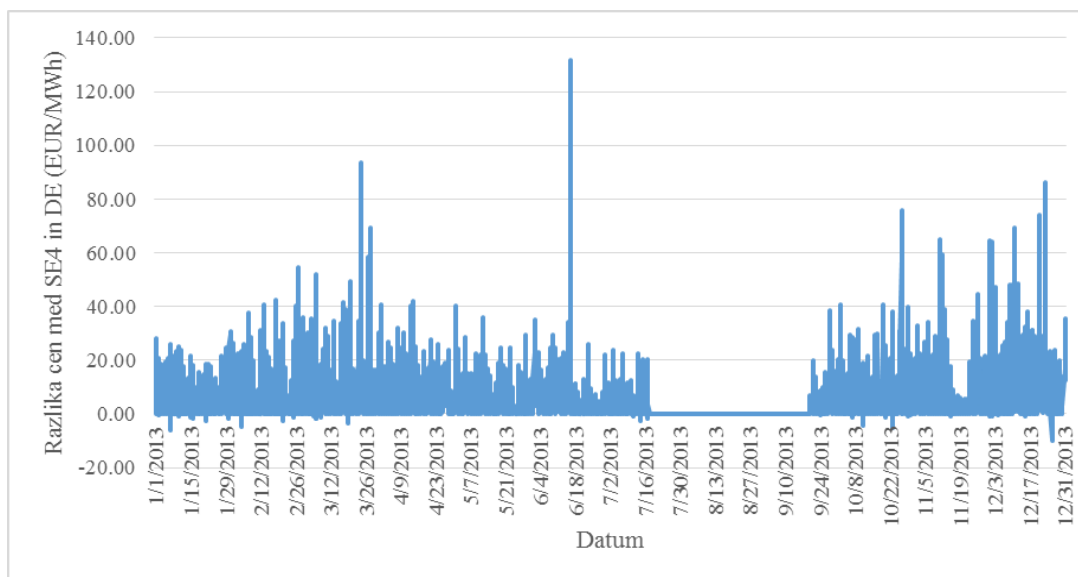
Tabela 9 prikazuje rezultate obdelanih podatkov, za obdobje 2012-2014, do vključno 4. februarja 2014. Minimalna vrednost razlike cen med trgoma je 0 EUR/MWh, negativna vrednost pomeni maksimalna vrednost razlike cen v obratni smeri oziroma večja cena na nemškem trgu kot na švedskem območju. Povprečna cena na nemškem trgu je izračunana kot razlika cen med švedskim trgom in povprečno razliko cen med trgoma.

Povprečna cena na trgu SE4 v letu 2013 je bila 39,93 EUR/MWh oz. 17 % višja kot leta 2012 (kot posledica slabših hidroloških razmer nordijski regiji). Na švedskem trgu SE4 v letu 2012 ni bilo negativnih cen (NordREG, 2014b, str.19-21). Pearsonov koeficient korelacije stopnje zasedenosti ČPZ in razlike cen med trgoma za leto 2013 znaša 0,51, kar kaže na zmerno linearno povezanost razlike cen med trgoma in stopnje zasedenosti ČPZ med trgoma. Povprečna vrednost razlike cen med trgoma je v letu 2013 znašala 6,56 EUR/MWh. Maksimalna vrednost razlike cen med trgoma za leto 2013 je znašala 131,64 EUR/MWh (Slika 19), ko je bila 16. junija 2013 ob 14. uri na nemški borzi dosežena visoka negativna cena (-99,25 EUR/MWh).

Tabela 9: Tabela prikaz rezultatov korelacijske analize za območje SE4

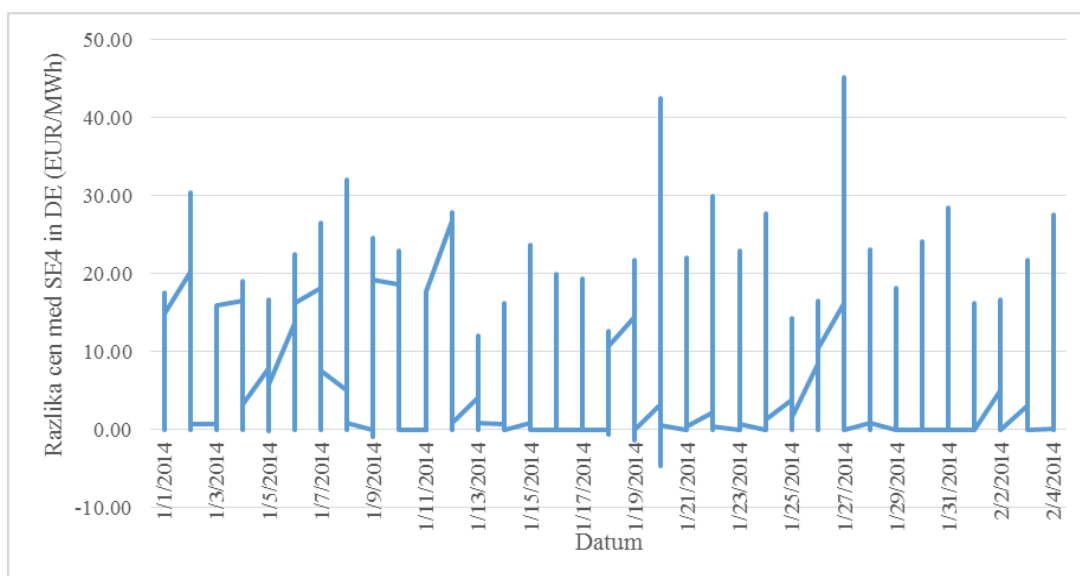
Borzi SE4 in DE	Leto		
	2012	2013	2014
Pearsonov koeficient korelacije	0,41	0,51	0,65
Povprečna vrednost razlike cen med trgoma v EUR/MWh	8,80	6,56	8,17
Maksimalna vrednost razlike cen med trgoma v EUR/MWh	256,26	131,64	45,18
Minimalna vrednost razlike cen med trgoma v EUR/MWh	0/ (-9,54)	0/ (-9,86)	0/ (-4,65)
Povprečna cena na trgu SE4 v EUR/MWh	34,21	39,93	33,34
Povprečna cena na trgu DE v EUR/MWh	25,40	33,37	25,17

Slika 19: Vrednost razlike cen med trgoma SE4 in DE v letu 2013



Povprečna cena na trgu SE4 do vključno 4. februarja 2014 je bila 45,18 EUR/MWh, kar je za 7 % višja cena kot v istem obdobju v letu 2013. Pearsonov koeficient korelacije stopnje zasedenosti ČPZ in razlike cen med trgoma za leto 2014 znaša 0,65, kar kaže na zmerno linearno povezanost razlike cen med trgoma in stopnje zasedenosti ČPZ med trgoma. Povprečna vrednost razlike cen med trgoma je v letu 2014 znašala 8,17 EUR/MWh. Maksimalna vrednost razlike cen med trgoma za leto 2014 je znašala 45,18 EUR/MWh, in sicer 27. januarja ob 18. uri (Slika 20), ko je bila na nemški borzi dosežena negativna cena (-10,44 EUR/MWh).

Slika 20: Vrednost razlike cen med trgoma SE4 in DE do vključno 4. februarja 2014



4.2.4 Predstavitev rezultatov za območje NO₂ (jugozahodna Norveška)

Povprečna cena na trgu NO₂ je bila v letu 2012 29,16 EUR/MWh oz. 37 % nižja kot leta 2011 (kot posledica boljših hidroloških razmer v nordijski regiji). Na norveškem trgu NO₂ v letu 2012 ni bilo negativnih cen (NordREG, 2013, str. 22). Pearsonov koeficient korelacije stopnje zasedenosti ČPZ in razlike cen med trgoma NO₂ in NL za leto 2012 znaša 0,40, kar kaže na zmerno linearno povezanost razlike cen med trgoma in stopnje zasedenosti ČPZ med trgoma. Povprečna vrednost razlike cen med trgoma je v letu 2012 znašala 17,95 EUR/MWh. Maksimalna vrednost razlike cen med trgoma za leto 2012 je znašala 93,60 EUR/MWh, ko je bila 9. februarja 2012 ob 18. uri (Slika 21) na nizozemski borzi dosežena negativna cena (-17,30 EUR/MWh).

Tabela 10 prikazuje rezultate obdelanih podatkov, za obdobje 2012-2014, do vključno 4. februarja 2014. Minimalna vrednost razlike cen med trgoma je 0 EUR/MWh, negativna vrednost pomeni maksimalna vrednost razlike cen v obratni smeri oziroma večja cena na nizozemskem trgu kot na norveškem območju. Povprečna cena na nizozemskem trgu je izračunana kot razlika cen med norveškim trgom in povprečno razliko cen med trgoma.

Povprečna cena na trgu NO₂ v letu 2013 je bila 37,33 EUR/MWh oz. 28 % višja cena kot leta 2012 (kot posledica slabših hidroloških razmer nordijski regiji). Na norveškem trgu NO₂ v letu 2012 ni bilo negativnih cen (NordREG, 2014, str. 19–21). Pearsonov koeficient korelacije stopnje zasedenosti ČPZ in razlike cen med trgoma za leto 2013 znaša 0,56, kar kaže na zmerno linearno povezanost razlike cen med trgoma in stopnje zasedenosti ČPZ med trgoma. Povprečna vrednost razlike cen med trgoma je v letu 2013 znašala 11,32 EUR/MWh. Maksimalna vrednost razlike cen med trgoma za leto 2013 je znašala 96,93

EUR/MWh (Slika 22), ko je bila 18. avgusta 2013 ob 11. uri na nizozemski borzi dosežena visoka negativna cena (-72,67 EUR/MWh).

Slika 21: Vrednost razlike cen med trgoma NO2 in NL v letu 2012

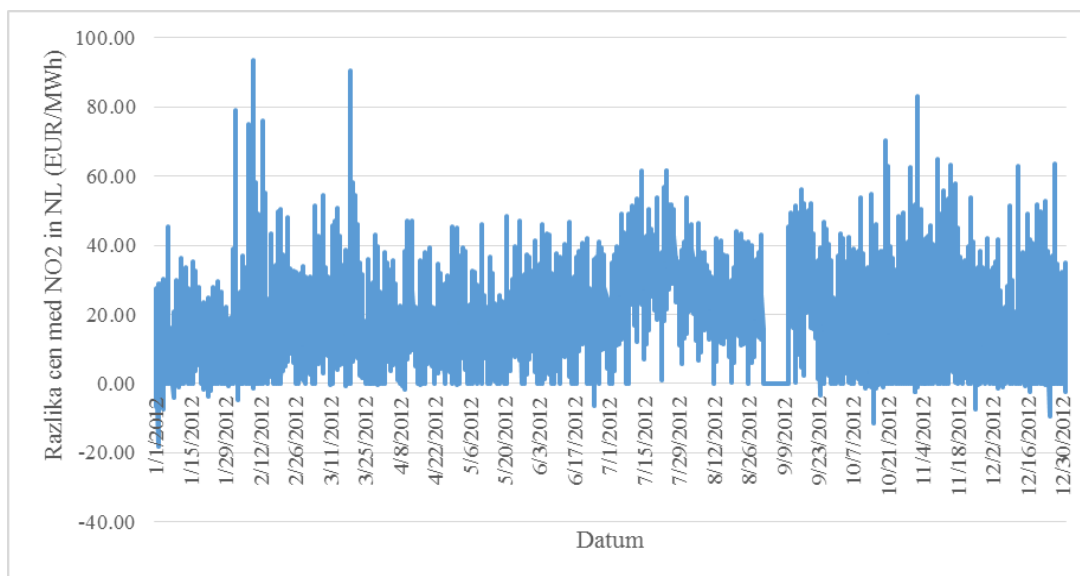
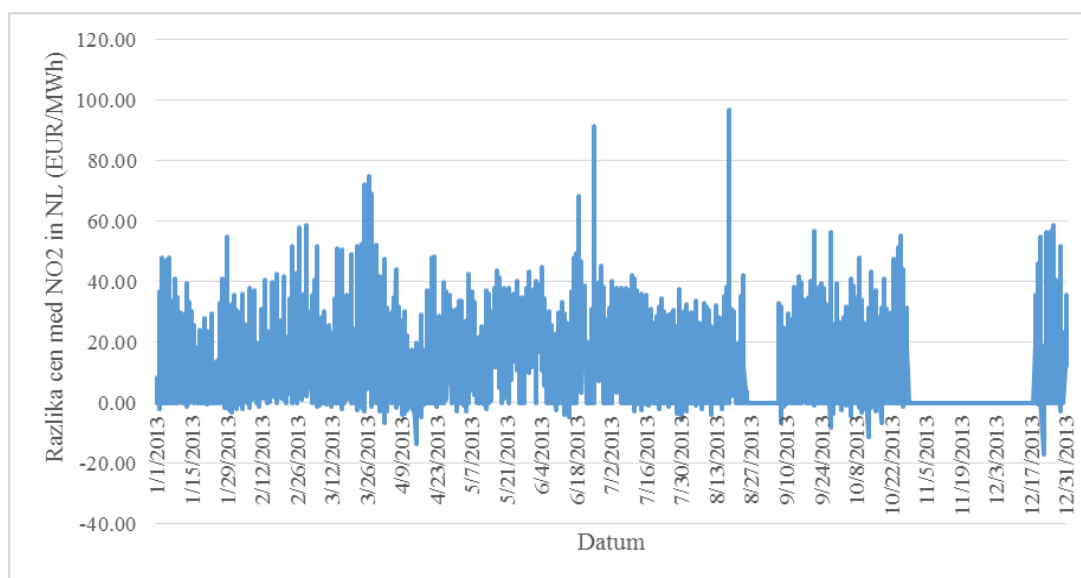


Tabela 10: Tabelarni prikaz rezultatov korelacijske analize za območje NO2

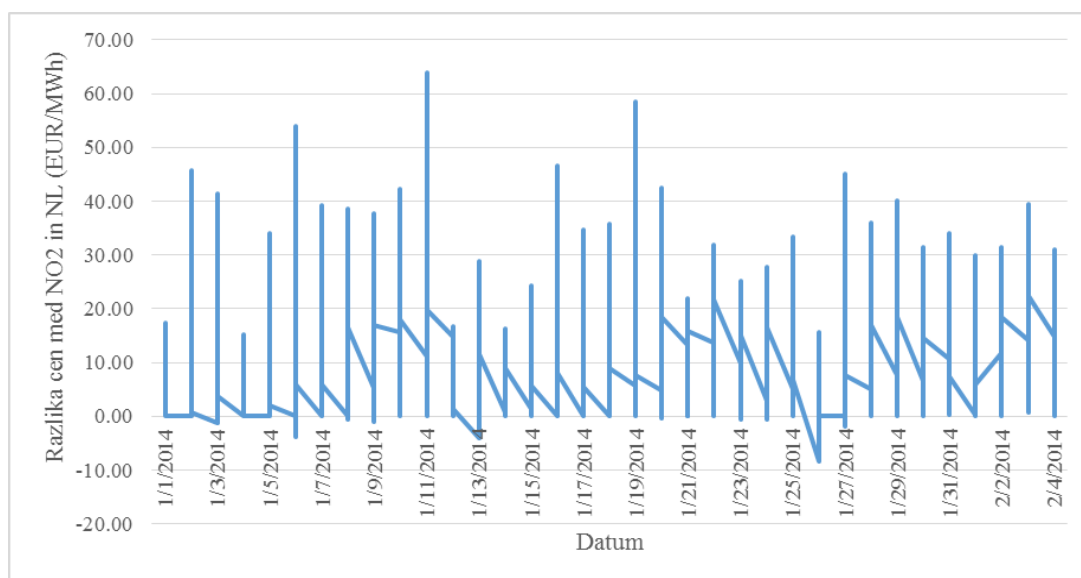
Borzi NO2 in NL	Leto		
	2012	2013	2014
Pearsonov koeficient korelacije	0,40	0,56	0,51
Povprečna vrednost razlike cen med trgoma (EUR/MWh)	17,95	11,32	12,72
Maksimalna vrednost razlike cen med trgoma (EUR/MWh)	93,60	96,93	64,00
Minimalna vrednost razlike cen med trgoma (EUR/MWh)	0/ (-18,29)	0/ (-17,13)	0/ (-8,45)
Povprečna cena na trgu NO2 (EUR/MWh)	29,16	37,33	32,89
Povprečna cena na trgu NL (EUR/MWh)	11,21	26,02	20,14

Povprečna cena na trgu NO2 do vključno 4. februarja 2014 je bila 32,89 EUR/MWh, kar je za 28 % nižja cena kot v istem obdobju v letu 2013. Pearsonov koeficient korelacije stopnje zasedenosti ČPZ in razlike cen med trgoma za leto 2014 znaša 0,51, kar kaže na zmerno linearno povezanost razlike cen med trgoma in stopnje zasedenosti ČPZ med trgoma. Povprečna vrednost razlike cen med trgoma je v letu 2014 znašala 12,72 EUR/MWh. Maksimalna vrednost razlike cen med trgoma za leto 2014 je znašala 64 EUR/MWh, in sicer 11. januarja ob 18. uri (Slika 23), ko je bila na nizozemski borzi dosežena negativna cena (-33,06 EUR/MWh).

Slika 22: Vrednost razlike cen med trgoma NO2 in NL v letu 2013



Slika 23: Vrednost razlike cen med trgoma NO2 in NL do vključno 4. februarja 2014



4.3 Razprava in predlogi izboljšav

Zaradi omejeno dostopnost zgodovinskih podatkov o doseženih cenah med spajanimi območjama na celotnem področju Evrope in stopnje zasedenosti ČPZ, je bila analiza vpliva spajanja trgov na konvergenco cen med spajanimi trgi izvedena na podlagi predstavljenih podatkov za leti 2012 in 2013. Obstajajo namreč podatki tudi za leto 2014, do vključno 4. februarja, ampak primerjava na letni ravni statistično ni smiselna.

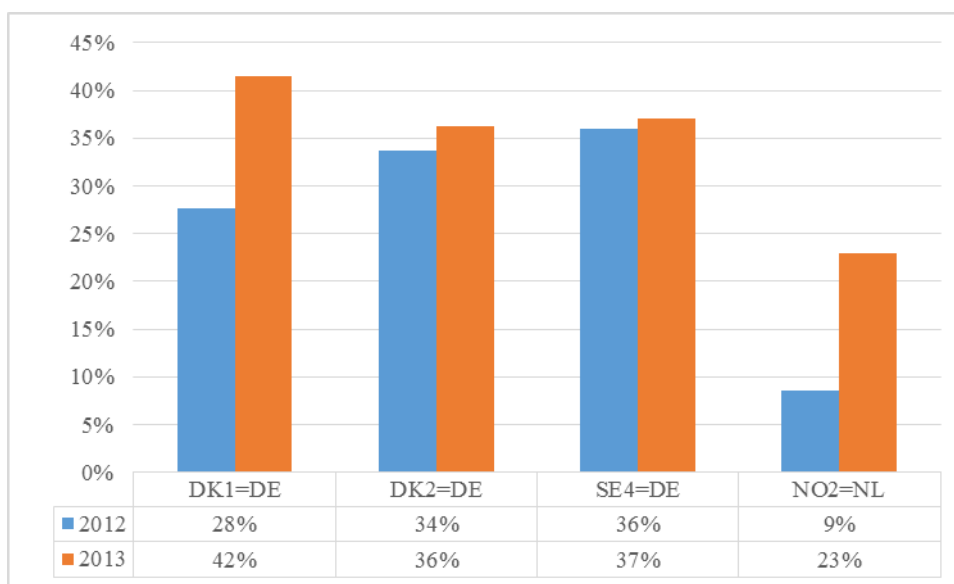
Na vseh spojenih področjih DK1-DE, DK2-DE, SE4-DE in NO2-NL je v vseh letih prišlo do neoptimalnih pretokov oziroma različnih cen na spojenih trgih, tudi ko ČPZ niso bile v

celoti zasedene, kar lahko razlagamo z različnimi algoritmi izračuna cen na lokalnih borzah ali z nepopolnostjo podatkov, ki so bili poslani centralnemu algoritmu. Število ur, v katerih je prišlo do neoptimalnih pretokov in povprečne razlike cen med spojenima trgoma pri neoptimalnih pretokih za posamezne trge po posameznih letih prikazuje Tabela 11. Med trgoma SE4-DE je v letu 2013 največkrat prišlo do neoptimalnih pretokov (1.418 ur). Neoptimalni pretoki zmanjšujejo konvergenco cen med spojenimi trgi in dajejo neučinkovite cenovne signale.

Tabela 11: Neoptimalni pretoki na posameznih trgih za obdobje 2012–2014

Trg	DK1-DE		DK2-DE		SE4-DE		NO2-NL	
	Št. ur	Povprečna razlika cen v EUR/MWh	Št. ur	Povprečna razlika cen v EUR/MWh	Št. ur	Povprečna razlika cen v EUR/MWh	Št. ur	Povprečna razlika cen v EUR/MWh
2012	886	-0,004	919	0,029	432	0,021	775	0,647
2013	1027	0,532	1056	0,606	1418	0,847	1042	0,497
2014	27	-0,0005	48	0,045	130	0,277	132	0,024

Slika 24: Deleži časa (letno) ko so bile cene med spojenimi trgi enake

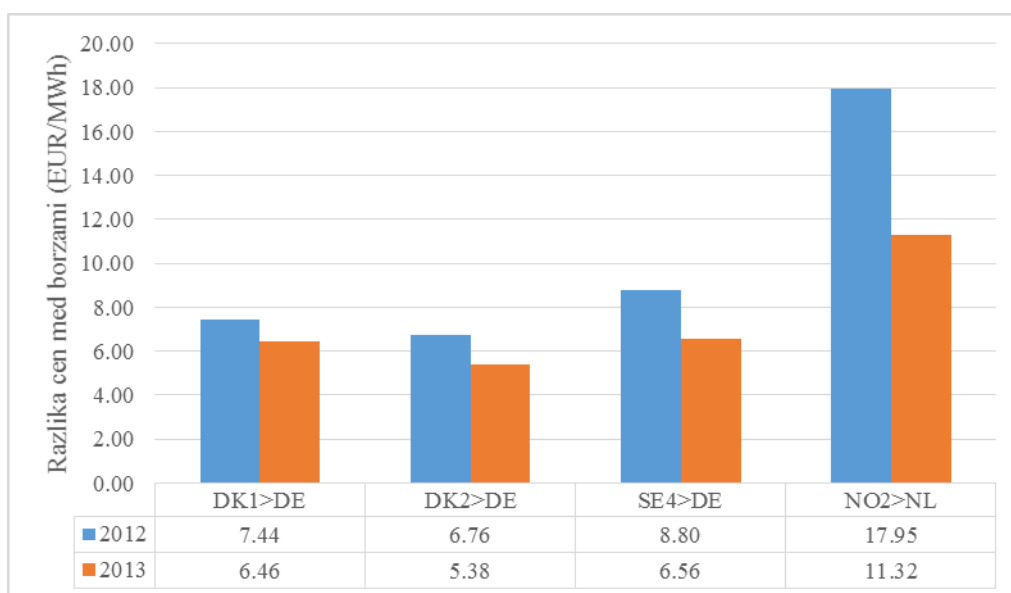


Konvergenca cen med spojenimi trgi je posledica optimizacije ČPZ. Vendar je konvergenca cen omejena z velikimi razlikami razmer na trgih v posameznih državah. Slika 24 prikazuje deleže časa, ko so bile cene na spojenih trgih enake (kot razmerje med številom ur, ko so spojeni trgi imeli iste cene in skupnim letnim številom ur). Deleži časa, ko so bile cene med spojenimi trgi enake, so se povečali iz leta 2012 v leto 2013 na vseh trgih. Deleži časa, ko so bile cene med spojenimi trgi enaki, iz leta 2013 v leto 2014 so se na vseh trgih zmanjšali, toda so pri analizi zajeti podatki le do vključno 4. februarja 2014.

Prihodnja analiza bi morala zajeti podatke za celotno leto 2014, da bi lahko verodostojno sklepali o konvergenci cen v tem letu.

Največje povprečne razlike cen med posameznimi trgi so obstajale med trgoma NO2 in NL, sledijo trgi SE4 in DE, DK1 in DE ter DK2 in DE (Slika 25). Povprečne razlike cen med posameznimi trgi so se iz leta 2012 v leto 2013 zmanjšali. Spajanje trgov ni spispevalo le k zmanjšanju odstotkov časa, ko so bile cene med trgi enake, ampak tudi k zmanjšanju povprečne razlike cen med trgoma. Tudi tukaj velja pripomba, da bi morala analiza zajeti celotno leto 2014, da bi lahko verodostojno sklepali o konvergenci cen v tem letu.

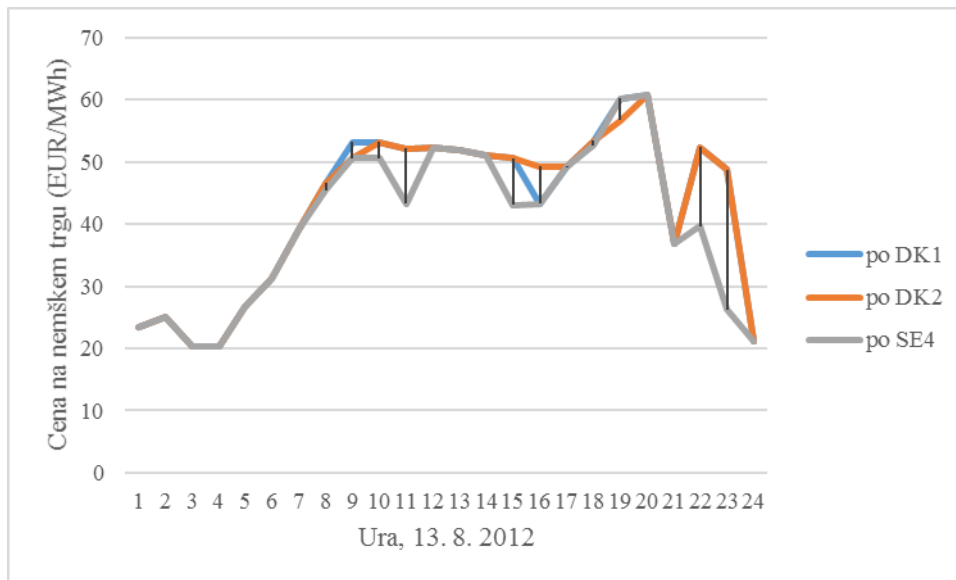
Slika 25: Povprečna razlika cen med trgoma v letih 2012–2013



Izračunane cene na nemškem trgu, po podatkih NordPool Spota in EMCC se razlikujejo, kot posledica različnih algoritmov nadaljnjega izračuna cen na lokalnih borzah. Ker EMCC izvaja količinsko spajanje trgov, določi neto trgovane količine in cene na posameznih borzah s centralnim algoritmom, vendar naprej posamezne lokalne borze določijo nove prilagojene cene na stanje in regulativo na posameznem lokalnem trgu. Zaradi pomanjkanja objavljanja cen na promptnih spojenih trgih na spletni strani EMCC-ja, kot razlaga Houmøller (2014) in razlike posameznih algoritmov izračuna promptne cene pride do razlike v izračunih cen med nordijskim in nemškim trgom. Slika 26 prikazuje izračunano ceno na nemškem trgu po podatkih promptne cene na posameznih trgih DK1, DK2 in SE4 in razliko cen med spojenimi trgi DK1-DE, DK2-DE, SE4-DE, kjer vidimo neujemanje posameznih izračunov cene na nemškem trgu dne 13. 8. 2012.⁴

⁴ 13. 8. 2012 je bil vzet za primerjavo zaradi obstoječe primerjave avtorja Houmøller (2014) za isti dan.

Slika 26: Cena na nemškem trgu dne 13. 8. 2012



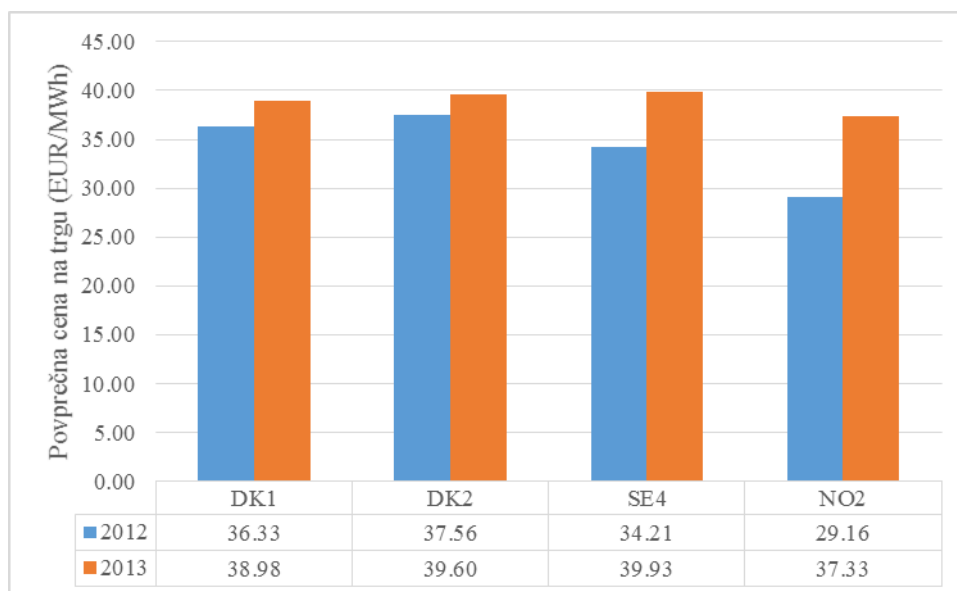
Legenda: Izračunane cene na nemškem trgu, po promptni ceni na danskih trgih DK1 in DK2 in švedskem trgu SE4

Ker je konvergenca cen v veliki meri odvisna od razmer na trgih posameznih držav in ne samo od prenosnih ČPZ, je v letu 2013 prišlo do povečanja cen na nordijskem trgu, predvsem zaradi neugodnih hidroloških razmer na nordijskem področju. Trend konvergence cen se zaradi boljših razmer na trgih v nordijskem področju nadaljuje v letu 2014. Povprečne cene na posameznih trgih DK1, DK2, SE4 in NO2, za obdobje 2012–2013 prikazuje Slika 27.

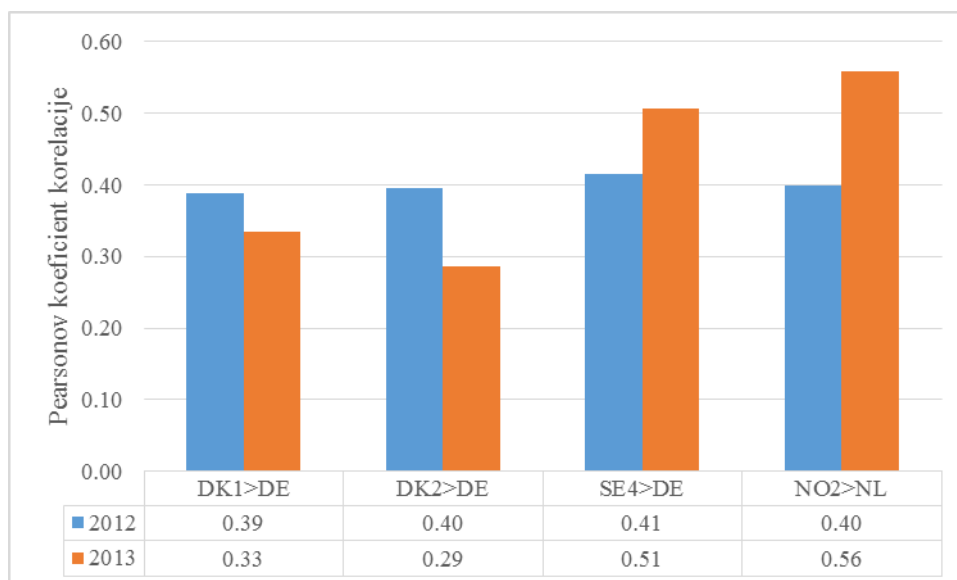
Iz primerjave deleža časa (vseh letnih ur) v letu 2013 glede na 2012 ko so bile cene med spojenimi trgi enake in analize povprečnih razlik cen med spajanimi trgi, lahko sklepamo, da mehanizem spajanja trgov električne energije povečuje konvergenco cen med spojenimi območji, s čimer se temeljna hipoteza magistrskega dela potrjuje.

Pearsonov koeficient korelacije za posamezne spojene trge kaže na nizko do zmerno linearno povezanost razlike cen med spojenimi trgi in stopnjo zasedenosti ČPZ. Rezultate korelacijske statistične analize grafično prikazuje Slika 28. Največja linearna povezanost razlike cen med spojenimi trgi in stopnjo zasedenosti ČPZ obstaja med trgoma SE4 in DE. Pojava neoptimalnih pretokov oz. različnih cen na spojenih trgih, tudi v primerih, ko ČPZ niso bile v celoti zasedene, poslabša Pearsonov koeficient korelacije. Rezultati korelacijske analize le delno potrjujejo pomožno hipotezo. Namreč, kot razlagajo Weber et al. (2010), za uspešno izvajanja mehanizma spajanja trgov ni potrebna le nadgradnja elektroenergetskega omrežja z novimi prenosnimi zmogljivostmi, ampak tudi uskladitev in nadzor različnih algoritmov izračuna cen na lokalnih borzah (s katerim bi se preprečile neoptimalne pretoke) ter uskladitev regulatornih in pravnih vprašanj.

Slika 27: Povprečna cena na posameznih trgih na nordijskem območju za obdobje 2012–2013



Slika 28: Pearsonov koeficient korelacije stopnje zasedenosti ČPZ in razlike cen med trgoma



Razvoj enotnega evropskega trga in obsežna integracija obnovljivih virov vplivata na povečanje čezmejnega trgovanja. Ker je količina, ki se lahko čezmejno trguje, odvisna od ČPZ, kot je razloženo v ENTSO-E desetletnem razvojnem načrtu, bodo zaradi večje penetracije proizvodnje iz vetra in drugih obnovljivih virov in doseganja enotnega evropskega trga potrebne izgradnje novih ČPZ med Irsko in Severno Irsko, Irsko in Veliko Britanijo, Belgijo in Francijo, Nizozemsko in Nemčijo, Nemčijo in Dansko, Dansko in skandinavskimi državami in med Veliko Britanijo in kontinentalno Evropo (ENTSO-E, 2014b). Konvergenca cen in nadgradnja prenosnih zmogljivosti spodbujata konkurenco za

vlaganje v nove proizvodne enote električne energije, kar na dolgi rok zagotavlja varno delovanje omrežja.

Nadaljnje analize mehanizmov spajanja trgov bodo potrebne za ocenitev konvergence cen med spojenimi trgi v NWE projektu, ki za izračun cen in pretokov moči med cenovno spojenimi območji uporablja centralni algoritem. Ker se je projekt začel 4. februarja 2014, bo potencialna analiza možna šele po objavi letnih urnih podatkov na dnevnih trgih spojenih območij.

SKLEP

Mehanizem spajanja trgov električne energije, kot storitev javnega interesa, ima za cilj prispevati h konvergenci cen med spajanimi območji, s čemer se pozitivno vpliva na družbeno blaginjo in se dajejo učinkoviti cenovni signali za vlaganja v nadgradnji omrežja.

Magistrsko delo poda teoretično in empirično analizo mehanizmov spajanja trgov električne energije v Evropski uniji. Pregled literature kaže na visoko trenutno integriranost evropskega trga električne energije, z začetkom projekta NWE, ki cenovno spaja dnevni trgov v 15 evropskih držav. Kljub temu obstajajo tako tehnične kot administrativne ovire za bolj integriran evropski trg električne energije, zaradi razlik tržnih struktur, nezadostne transparentnosti, poenotenosti zakonodaje in pomanjkanje sodelovanja med sistemskih operaterjev.

Za empirično analizo spajanja trgov električne energije v Evropski uniji sta bili uporabljeni opisna in korelacijska statistična metoda. Glede na omejeno dostopnost zgodovinskih podatkov o doseženih cenah med spajanimi območji na celotnem področju Evrope in stopnje zasedenosti ČPZ (plačljivost zgodovinskih podatkov), so bili uporabljeni statistični urni podatki za leta 2012, 2013 in 2014 o doseženih cenah med spajanimi območji na področju Nemčije, Danske, Švedske; Norveške in Nizozemske in stopnje zasedenosti ČPZ med njimi, ki jih ponujata spletne strani NordpoolSpota in EMCC-ja.

S pomočjo opisne statistične analize deleže časa, ko si bile cene med spojenimi trgi enaki in analize povprečnih razlik cen med spajanimi trgi za obdobje 2012-2013, je bila temeljna hipoteza magistrskega dela potrjena, da mehanizem spajanja trgov električne energije povečuje konvergenco cen med spojenimi območji. S pomočjo korelacijske statistične analize je bila pomožna hipoteza le delno potrjena. Pearsonov koeficient korelacije za posamezne spojene trge kaže na nizko do zmerno linearno povezanost razlike cen med spojenimi trgi in stopnjo zasedenosti, kar si lahko razlagamo s pojavo neoptimalnih pretokov, zaradi različnih algoritmov izračuna cen na lokalnih borzah. Za uspešno izvajanja mehanizma spajanja trgov ni potrebna le nadgradnja elektroenergetskega omrežja z novimi prenostnimi zmogljivostmi, ampak tudi uskladitev in nadzor različnih algoritmov

izračuna cen na lokalnih borzah, s katerem bi se preprečile neoptimalne pretoke in uskladitev regulatornih in pravnih vprašanj.

Prihodnji razvoj mehanizmov spajanja trga se pričakuje v smer cenovnega spajanja trga na podlagi pretokov moči. Nadaljnje analize mehanizmov spajanja trgov bi lahko ocenjevale učinkovitost NWE projekta spajanja trgov električne energije.

LITERATURA IN VIRI

1. *About EMCC*⁵. Najdeno 20. julija 2014 na spletnem naslovu <http://www.marketcoupling.com/about-emcc/about>
2. *About statistical analysis tools*. Najdeno 7. avgusta 2014 na spletnem naslovu <http://office.microsoft.com/en-us/excel-help/about-statistical-analysis-tools-HP005203873.aspx>
3. ACER. (b.l.-a). ACER's annual report on its activities under REMIT in 2013. Najdeno 20. avgusta 2014 na spletnem naslovu http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/REMIT%20Annual%20Report%202014.pdf
4. ACER. (b.l.-b). Memorandum of understanding on the implementation of the day-ahead congestion management target model in the CEE REGION in conjunction with other European Regions. Najdeno 11. aprila 2014 na spletnem naslovu http://www.acer.europa.eu/Media/Press%20releases/ACER_PR_04-14.pdf
5. Amundsen, E. S., & Bergman, L. (2007). Integration of multiple national markets for electricity: The case of Norway and Sweden. *Energy Policy*, 35(6), 3383-3394.
6. Evropska komisija; Generalni direktorat za energetiko in promet.(2004). *Analysis of Cross-Border Congestion Management Methods for the EU Internal Electricity Market 2004*. Zaključno poročilo Evropske komisije Aachen: E. GDEP, 2004.
7. Assaad, D. (2012, 24 april). Contributions of PXs organized markets to the pan-European integration process. *E-revir*. Najdeno 28. julija 2014 na spletnem naslovu <http://www.europex.org/public/20120424-pm-contributions-of-pxs-to-a-european-integration.pdf>
8. Bakic, K., Gubina, F., Ogorelec, A., Sencar, M., Vorsic, J., Pirnat, R., & Ribnikar, I. (2003). *Slovar strokovnih izrazov za trg z električno energijo z razlagami v slovenskem in angleškem jeziku = Glossary of terms used in the field of electricity market with Slovenian and English interpretations*. Ljubljana: Slovensko društvo elektroenergetikov CIGRÉ - CIRED.
9. Balaguer, J. (2011). Cross-border integration in the European electricity market. Evidence from the pricing behavior of Norwegian and Swiss exporters. *Energy Policy*, 39(9), 4703-4712.
10. Bilančna skupina. (b.l.) V *Slovarju strokovnih izrazov za trg z električno energijo*. Najdeno 26. julija 2014 na spletni strani http://www.agencrs.si/sl/informacija.asp?id_meta_type=40&id_informacija=770
11. Biskas, P. N., Chatzigiannis, D. I., & Bakirtzis, A. G. (2013). Market coupling feasibility between a power pool and a power exchange. *Electric Power Systems Research*, 104, 116-128.
12. Brancucci Martínez-Anido, C. (2013). *Electricity without borders-The need for cross-border transmission investment in Europe* (Doktorska disertacija), Delft University of Technology, Delft, Netherlands.
13. Brancucci Martínez-Anido, C., Vandenberg, M., de Vries, L., Alecu, C., Purvins, A., Fulli, G., & Huld, T. (2013). Medium-term demand for European cross-border electricity transmission capacity. *Energy Policy*, 61, 207-222.
14. *Central Western Europe Market Coupling*. Najdeno 13. julija 2014 na spletnem naslovu <https://www.europeanpricecoupling.eu/>

⁵ Vse kratice razložene v Prilogi 1

15. Čezmejne prenosne zmogljivosti. Najdeno 3. avgusta 2014 na spletnem naslovu <http://www.eles.si/pojmovnik2.aspx#cezmejne1>
16. Creti, A., Fumagalli, E., & Fumagalli, E. (2010). Integration of electricity markets in Europe: relevant issues for Italy. *Energy Policy*, 38(11), 6966-6976.
17. Day-ahead auction with delivery on the German/Austrian TSO zones. Najdeno 1. julija 2014 na spletnem naslovu <http://www.epexspot.com/en/product-info/auction/germany-austria>
18. Dijkgraaf, E., & Janssen, M. (2007). Price convergence in the European electricity market Erasmus Competition and Regulation institute. *E-revir*. Najdeno 29. julija 2014 na spletnem naslovu <http://people.few.eur.nl/dijkgraaf/Epubs/Price%20convergence%20August7%202007.pdf>
19. Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity. *Uradni list Evropske Unije* št. 96/92/EC.
20. Direktiva 2003/54/ES Evropskega Parlamenta in Sveta z dne 26. junija 2003 o skupnih pravilih za notranji trg z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 96/92/ES. *Uradni list Evropske unije* št. 2003/54/ES, 176/37.
21. Direktiva 2009/72/ES Evropskega Parlamenta in Sveta z dne 13. julija 2009 o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 2003/54/ES. *Uradni list Evropske unije* št. 2009/72/ES, 55/112L.
22. Dorsman, A., van Montfort, K., & Pottuijt, P. (2011). Market perfection in a changing energy environment. V A. Dorsman, W. Westerman, M. B. Karan, & Ö. Arslan (ur.), *Financial Aspects in Energy* (str. 71-84). b.k.: Springer.
23. Dorsman, A., Westerman, W., Karan, M. B., & Arslan, Ö. (2011). *Financial Aspects in Energy: A European Perspective*. b.k.: Springer.
24. Dupuy, M. L. (2008). *Electricity markets: Balancing mechanisms and congestion management* (Magistrsko delo), KTH Royal Institute of Technology, Sweden, Stockholm.
25. E-Bridge, C. G. (b.l.). Analysis of Coupling Solutions for the CWE Region and the Nordic Market 2009 (Part II: Quantitative Analysis) Najdeno 10. avgusta 2014 na spletnem naslovu http://www.tennet.eu/de/index.php?eID=pmkfdl&file=fileadmin%2Fdownloads%2FKunden%2Freport_ii_cwe-nordic.pdf&ck=b5ce5c2ab7d28649132dca10959c8440&forcedl=1&pageid=333
26. EirGrid. (b.l.). Price Coupling of Regions (PCR) initiative and the North West Europe (NWE) project. Najdeno 25. julija 2014 na spletnem naslovu http://www.eirgrid.com/media/PCR_NWE_MO_TSO_Review.pdf
27. ELES. (b.l.). Pravilnik o načinu in pogojih dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti 28. maj 2013. Najdeno 20. julija 2014. na spletnem naslovu http://www.eles.si/files/eles/userfiles/avkcije/Pravilnik%20o%20na%C4%8Dinu%20in%20pogojih%20dodeljevanja_2012_web.pdf
28. Publications Office of the European Union.(2012). *Energy Markets in the European Union in 2011*. Poročilo Evropski komisiji. Luxembourg: P. O. o. t. E. Union, 2012.
29. ENTSO-E. (b.l.-a). Statistical Factsheet 2013. Najdeno 14. julija 2014 na spletnem naslovu https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/ENTSO-E%20general%20publications/2013_ENTSO-E_Statistical_Factsheet_Updated_19_May_2014_.pdf

30. ENTSO-E. (b.l.-b). Ten-Year Network Development Plan 2010-2020. Najdeno 2. avgusta 2014 na spletnem naslovu https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/TYNDP-final_document.pdf
31. *ENTSO-E Members*. Najdeno 5. avgusta 2014 na spletnem naslovu https://www.entsoe.eu/fileadmin/template/other/images/map_entsoe.png
32. European Regulators Group for Electricity and Gas.(2008). *EREG Regional Initiatives Annual Report, Progress and Prospects - March 2007*. Brusel, Belgium: 2008.
33. ETSO. (b.l.-a). An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe Najdeno 1. avgusta 2014 na spletnem naslovu https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/etso/Congestion_Management/Current_CM_methods_update%202006%20.pdf
34. ETSO. (b.l.-b). Procedures for cross-border transmission capacity assessments. Najdeno 2. avgusta 2014 na spletnem naslovu https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/entsoe_proceduresCapacityAssessments.pdf
35. *The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)*. Najdeno 20. julija 2014 na spletnem naslovu <https://www.entsoe.eu/about-entsoe/Pages/default.aspx>
36. EUROPEX, & ETSO. (b.l.). Development and implementation of a coordinated model for regional and inter-regional congestion management 2008. Najdeno 19. julija 2014 na spletnem naslovu <http://www.marketcoupling.com/document/1002/ETSO-EuroPEX%20-%20Development%20and%20Implementation..>
37. EWEA. (b.l.). Creating the Internal Energy Market in Europe Najdeno 8. junija 2014 na spletnem naslovu http://www.ewea.org/uploads/tx_err/Internal_energy_market.pdf
38. Eydeland, A., & Wolyniec, K. (2003). *Energy and Power Risk Management: New Developments in Modeling, Pricing, and Hedging*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons.
39. FNM, U. v. M. (b.l.). Korelacijska analiza. Najdeno 23. julija 2014 na spletnem naslovu <http://matematika-racunalnistvo.fnm.uni-mb.si/stat/Statistika%20za%20psihologe/8.1%20Korelacijska%20analiza.pdf>
40. Gianfreda, A., & Grossi, L. (2013). Quantitative analysis of energy markets. *Energy Economics*, 35, 1–4.
41. Hagspiel, S., Jägemann, C., Lindenberger, D., Brown, T., Cherevatskiy, S., & Tröster, E. (2014). Cost-optimal power system extension under flow-based market coupling. *Energy*, 66, 654-666.
42. Elspot prices, Market coupling capacities, Market coupling flow. (b.l) V *Historical Market Data*. Najdeno 1. junija 2014 na spletnem naslovu <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Downloads/Historical-Data-Download1/Data-Download-Page/>
43. Houmøller, A. P. (2014). Market coupling and spot price calculation. Najdeno 3. avgusta 2014 na spletnem naslovu <http://houmollerconsulting.dk/wp-content/uploads/2014/03/Market-coupling-and-spot-price-calculation.pdf>
44. Janssen, T., & Rebours, Y. (2012). A standard framework to analyze electricity market couplings and system operator coordination. *Zbornik: 2012 9th International Conference on the European Energy Market (EEM)* (str.1-7). Florence, Italy: IEEE.

45. Karan, M. B., & Kazdađli, H. (2011). The development of energy markets in Europe. V A. Dorsman, W. Westerman, M. B. Karan, & Ö. Arslan (ur.), *Financial Aspects in Energy* (str. 11-32). b.k.: Springer.
46. Kladnik, B., Artač, G., Štokelj, T., & Gubina, A. (2010). Opis metode koordiniranega dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov moči. *Elektrotehniški vestnik*, 77(5), 305-312.
47. Kolb, R., & Overdahl, J. A. (2009). *Financial Derivatives: Pricing and Risk Management*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons.
48. Korenjak, A. (2010). *Regresijska analiza* (Diplomsko delo), Univerza v Mariboru, Maribor.
49. Kristiansen, T. (2007). An assessment of the Danish–German cross-border auctions. *Energy policy*, 35(6), 3369-3382.
50. Louyrette, J., & Trotignon, M. (2009). European Market Couplings: description, modelling and perspectives. *Zbornik: PowerTech, 2009 IEEE Bucharest* (str.1-6). Bucharest: IEEE.
51. Madlener, R., & Kaufmann, M. (2002). Power exchange spot market trading in Europe: theoretical considerations and empirical evidence. *E-revir*. Najdeno 7. julija 2014 na spletnem naslovu http://www.oscogen.ethz.ch/reports/oscogen_d5_1b_010702.pdf
52. Mahuet, A. (2012). Case example on Power Exchanges: Market Coupling and Cross-Border Trading. Najdeno 3. avgusta 2014 na spletnem naslovu <http://fsr.eui.eu/Documents/Presentations/Energy/2012/120625-29SummerSchoolEnergy/120626MahuetAudrey.pdf>
53. Capacities table. (b.l.) V *Market data*. Najdeno 20. julija 2014 na spletnem naslovu <http://www.marketcoupling.com/market-data>
54. McInerney, C., & Bunn, D. (2013). Valuation anomalies for interconnector transmission rights. *Energy Policy*, 55, 565-578.
55. Meeus, L. (2011). Why (and how) to regulate power exchanges in the EU market integration context? *Energy Policy*, 39(3), 1470-1475.
56. Meeus, L., Vandezande, L., Cole, S., & Belmans, R. (2009). Market coupling and the importance of price coordination between power exchanges. *Energy*, 34(3), 228-234.
57. *Members*. Najdeno 26. julija 2014 na spletnem naslovu http://www.europex.org/index/pages/id_page-9/lang-en/
58. *Mission*. Najdeno 23. julija 2014 na spletnem naslovu http://www.europex.org/index/pages/id_page-11/lang-en/
59. Newbery, D., & Strbac, G. (2011). Physical and financial capacity rights for cross-border trade. Najdeno 5. junija 2014 na spletnem naslovu http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/2012_transmission.pdf
60. NordPoolSpot. (b.l.). NORD POOL SPOT EUROPE'S LEADING POWER MARKETS Najdeno 5. avgusta 2014 na spletnem naslovu http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Annual-report/Nord-Pool-Spot_Europe's-leading-power-markets.pdf
61. NordREG. (b.l.-a). Nordic Market report 2013, Development in the Nordic Electricity Market Najdeno 30. julija 2014 na spletnem naslovu http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2013/02/Nordic_Market-report_2013.pdf
62. NordREG. (b.l.-b). Nordic Market report 2014, Development in the Nordic Electricity Market Najdeno 30. julija 2014 na spletnem naslovu

- <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2014/06/Nordic-Market-Report-2014.pdf>
63. Nowak, B. (2010). Energy Market of the European Union: Common or Segmented? *The Electricity Journal*, 23(10), 27-37.
 64. Oggioni, G., & Smeers, Y. (2013). Market failures of Market Coupling and counter-trading in Europe: An illustrative model based discussion. *Energy Economics*, 35, 74-87.
 65. Parisio, L., & Bosco, B. (2008). Electricity prices and cross-border trade: volume and strategy effects. *Energy Economics*, 30(4), 1760-1775.
 66. Prabhakar, K. S., Jacob, R. I., & Kothari, D. P. (2013). A review on market power in deregulated electricity market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 48, 139-147.
 67. Prašnikar, J. D. P. K. M. (2008). *Mikroekonomija*. Ljubljana: GV založba.
 68. Pravila za izvajanje izravnalnega trga z električno energijo. *Uradni list RS* št. 73/12, št. 17/14 - EZ-1.
 69. Rademaekers, K., Slingenberg, A., & Morsy, S. (2008). Review and analysis of EU wholesale energy markets. Najdeno 20. julija 2014 na spletnem naslovu http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/2008_eu_wholesale_energy_market_historical.pdf
 70. Schroeder, L. D., Sjoquist, D. L., & Stephan, P. E. (1986). *Understanding Regression Analysis: An Introductory Guide*. b.k.: SAGE Publications.
 71. Shahidehpour, M., Yamin, H., & Li, Z. (2003). *Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management*. b.k.: Wiley.
 72. SKLEP KOMISIJE z dne 11. novembra 2003 o ustanovitvi Skupine evropskih regulatorjev za električno energijo in plin. (2003). *Uradni list Evropske unije L* (296/34).
 73. Song, Y.-H., & Sun, J. (2009). Dispatching in unbundled electricity markets. V A. Bausch & B. Schwenker (ur.), *Handbook Utility Management* (str. 521-542): Springer.
 74. Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. b.k.: IEEE Press.
 75. Uredba (ES) št. 1228/2003 Evropskega Parlamenta in Sveta z dne 26. junija 2003 o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije. *Uradni list Evropske unije* št. 1228/2003 L 176/1.
 76. Uredba (EU) št. 347/2013 Evropskega Parlamenta in Sveta z dne 17. aprila 2013 o smernicah za vseevropsko energetska infrastrukturo in razveljavitvi Odločbe št. 1364/2006/ES in spremembi uredb (ES) št. 713/2009, (ES) št. 714/2009 in (ES) št. 715/2009. *Uradni list Evropske unije* št. 347/2013, 115/39.
 77. Uredba Komisije (EU) št. 543/2013 z dne 14. junija 2013 o predložitvi in objavi podatkov na trgih z električno energijo ter spremembi Priloge I k Uredbi (ES) št. 714/2009 Evropskega parlamenta in Sveta. *Uradni list Evropske unije* št. 543/2013, 163/1.
 78. Uredba o načinu izvajanja gospodarske javne službe organiziranja trga z električno energijo. *Uradni list Republike Slovenije* št. 8/09, št. 17/14 - EZ-1.
 79. Voršič, J. (2011). Energetski trg. Predavanje iz F. M. Laboratorij za energetiko.
 80. Weber, A., Graeber, D., & Semmig, A. (2010). Market coupling and the CWE project. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 34(4), 303-309.

PRILOGA

KAZALO PRILOG

Priloga 1: Seznam uporabljenih kratic.....	1
--	---

Priloga 1: Seznam uporabljenih kratic

AAC – dodeljena ČPZ na letne, mesečne ali tedenske avkcije (angl. *Already Allocated Capacity*).

ACER – Evropska agencija za sodelovanje energetskih regulatorjev (angl. *EU Agency for Cooperation of Energy Regulators*)

APX – Borza električne energije na področju Velike Britanije, Nizozemske in Belgije

ATC – razpoložljiva čezmejna prenosna zmogljivost (angl. *Available Transfer Capacity*)

BELPEX – Belgijska borza električne energije, del APX skupine

CEE – Centralno-vzhodno evropsko območje (Češka, Madžarska, Poljska, Romunija, Slovaška)

CIGRE – Mednarodno združenje za elektroenergetske sisteme (angl. *International Council on Large Electric Systems*)

CWE – Centralno-zahodno evropsko območje (Belgija, Nemčija, Francija, Luksemburg, Nizozemska, Avstrija)

ČPZ – čezmejne prenosne zmogljivosti

DE – območje Nemčije

Dir1996 - Direktiva Evropskega parlamenta in sveta 96/92/EC3 o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo

Dir2003 - Direktiva Evropskega parlamenta in sveta 2003/54/ES o skupnih pravilih za notranji trg z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 96/92/ES

Dir2009 – Direktiva 2009/72/ES o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 2003/54/ES

DK1 – območje zahodne Danske

DK2 – območje vzhodne Danske

EC – Evropska komisija (angl. *European Commission*)

ECORYS - Evropsko svetovalno in raziskovalno podjetje

EES – elektroenergetski sistem

ELES – sistemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja Slovenije

EMCC – ponudnik storitev upravljanja prezasedenosti čezmejnih prenosnih zmogljivosti (angl. *European Market Coupling Company*)

ENTSO-E – Evropsko združenje operaterjev prenosnih omrežij električne energije (angl. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*).

EPEX – Borza električne energije v Nemčiji, Franciji, Avstriji in Švici (angl. *European Power Exchange*)

ERCEG – Skupina evropskih regulatorjev za električno energijo in plin (angl. *European Regulators' Group for Electricity and Gas*)

ES – Evropski svet

ETSO - Evropsko združenje operaterjev prenosnih omrežij električne energije (angl. *European Transmission System Operators*), sedaj ENTSO-E

EU – Evropska unija

EUROPEX – neprofitno združenje evropskih borz z električno energijo (angl. *Association of European Power Exchanges*)

EWEA – Evropsko združenje za vetrno energijo (angl. *European Wind Energy Association*)

FBCA – metoda koordiniranega dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov moči (angl. *Flow Based Capacity Allocation*)

FNM - Fakulteta za naravoslovje in matematiko, Univerza v Mariboru

FTR – finančne prenosne pravice (angl. *Financial Transmission Rights*)

IEEE- Inžinirska zveza elektrotehnikov (angl. *Institute of Electrical and Electronics Engineers*)

MoU - Memorandum o soglasju (angl. *Memorandum of Understanding*) med Avstrijo, Češko, Nemčijo, Madžarsko, Poljsko, Slovaško in Slovenijo skupaj z Evropsko agencijo za sodelovanje energetske regulatorje

MPC – mejna cena (angl. *Market Clearing Price*)

NavSOPO - Sistemska obratovalna navodila za prenosno omrežje

NL – območje Nizozemske

NO4 – območje jugozahodne Norveške

NTC – neto čezmejna zmogljivost (angl. *Net Transfer Capacity*)

NWE – projekt severozahodnega evropskega cenovnega spajanja trgov električne energije (angl. *North-Western European Price Coupling*)

PTDF – faktorji vpliva spremembe prenosa električne energije (angl. *Power Transfer Distribution Factors*)

PravilaIzr - Pravila za izvajanje izravnalnega trga z električno energijo

PTR – fizične prenosne pravice (angl. *Physical Transmission Rights*)

REMIT – Odbor o celovitosti in preglednosti energetskega trga na debelo (angl. *Council on wholesale energy market integrity and transparency*)

RS – Republika Slovenija

SE4 – območje Švedske Malmö

Sk2003 - Sklep Komisije o ustanovitvi Skupine evropskih regulatorjev za električno energijo in plin

SOPO – Sistemski operater prenosnega omrežja

TLC – trilateralno spajanje trgov (angl. *Trilateral Market Coupling*)

TRM – zanesljivostna prenosna rezerva (angl. *Transmission Reliability Margin*)

TSO – sistemski operater prenosnega omrežja (angl. *Transmission System Operator*)

TTC – celotna prenosna zmogljivost (angl. *Total Transfer Capacity*)

Ur1228 – Uredba 1228/2003/EC o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije

Ur2009 - Uredba Evropskih skupnosti o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije in razveljavitvi Uredbe (ES) št.1228/2003

Ur347 - Uredba 347/2013 o smernicah za vseevropsko energetska infrastrukturo in spremembi uredb (ES) št. 713/2009, (ES) št. 714/2009 in (ES) št. 715/2009 (Ur.l. EU, št.347/2013)

Ur543 - Uredba 543/2013 o predložitvi in objavi podatkov na trgih z električno energijo