

UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA

MAGISTRSKO DELO

**ANALIZA SPAJANJA ITALIJANSKEGA TRGA Z ELEKTRIČNO
ENERGIJO**

Ljubljana, 21. avgust 2018

MARK PUH

IZJAVA O AVTORSTVU

Podpisani Mark Puh, študent Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, avtor predloženega dela z naslovom Analiza spajanja italijanskega trga z električno energijo, pripravljenega v sodelovanju s svetovalcem prof. dr. Matejem Šviglom.

IZJAVLJAM

1. da sem predloženo delo pripravil samostojno;
2. da je tiskana oblika predloženega dela istovetna njegovi elektronski obliki;
3. da je besedilo predloženega dela jezikovno korektno in tehnično pripravljeno v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, kar pomeni, da sem poskrbel, da so dela in mnenja drugih avtorjev oziroma avtoric, ki jih uporabljam oziroma navajam v besedilu, citirana oziroma povzeta v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani;
4. da se zavedam, da je plagiatorstvo – predstavljanje tujih del (v pisni ali grafični obliki) kot mojih lastnih – kaznivo po Kazenskem zakoniku Republike Slovenije;
5. da se zavedam posledic, ki bi jih na osnovi predloženega dela dokazano plagiatorstvo lahko predstavljalo za moj status na Ekonomski fakulteti Univerze v Ljubljani v skladu z relevantnim pravilnikom;
6. da sem pridobil vsa potrebna dovoljenja za uporabo podatkov in avtorskih del v predloženem delu in jih v njem jasno označil;
7. da sem pri pripravi predloženega dela ravnal v skladu z etičnimi načeli in, kjer je to potrebno, za raziskavo pridobil soglasje etične komisije;
8. da soglašam, da se elektronska oblika predloženega dela uporabi za preverjanje podobnosti vsebine z drugimi deli s programsko opremo za preverjanje podobnosti vsebine, ki je povezana s študijskim informacijskim sistemom članice;
9. da na Univerzo v Ljubljani neodplačno, neizključno, prostorsko in časovno neomejeno prenašam pravico shranitve predloženega dela v elektronski obliki, pravico reproduciranja ter pravico dajanja predloženega dela na voljo javnosti na svetovnem spletu preko Repozitorija Univerze v Ljubljani;
10. da hkrati z objavo predloženega dela dovoljujem objavo svojih osebnih podatkov, ki so navedeni v njem in v tej izjavi.

V Ljubljani, dne _____

Podpis študenta: _____

KAZALO

UVOD	1
1 TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE	3
1.1 Elektroenergetski sistem	3
1.2 Delovanje elektroenergetskega omrežja	4
1.3 Značilnosti električne energije.....	5
1.4 Bilančne skupine	6
1.5 Trgi električne energije	8
1.5.1 Terminski trg	11
1.5.2 Trenutni oz. promptni trg	12
1.5.3 Trg pomožnih storitev	13
1.5.4 Trg čezmejnih prenosnih zmogljivosti	13
2 ČEZMEJNE PRENOSNE ZMOGLJIVOSTI V EU	13
2.1 Dostop do omrežja za čezmejne prenosne zmogljivosti.....	14
2.2 Dodeljevanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti.....	14
2.2.1 Netržne metode dodeljevanja prenosnih zmogljivosti.....	16
2.2.2 Tržne metode dodeljevanja prenosnih zmogljivosti.....	16
2.2.3 Metode dodeljevaja prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov.....	18
2.3 Tržno spajanje ter deljenje trga	20
3 ITALIJANSKI TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE	22
3.1 Struktura italijanskega trga električne energije.....	23
3.2 Trenutni italijanski trg.....	26
3.2.1 Dnevno trgovanje na italijanskem trgu.....	27
3.2.2 Znotrajdnevno trgovanje na italijanskem trgu.....	27
3.2.2.1 Projekt XBID	29
3.2.3 Pomožne storitve na italijanskem trgu.....	31
3.3 Cone v Italiji	31
3.4 Proste zmogljivosti na mejah ter med conami	32
4 EMPIRIČNA ANALIZA SPAJANJA ITALIJANSKEGA TRGA ELEKTRIČNE ENERGIJE.....	34
4.1 Podatki	35
4.2 Podrobnejši pregled analiziranih držav	35

4.3 Rezultati analize spajanja	39
4.3.1 Analiza cen na meji med Italijo in Slovenijo	41
4.3.2 Analiza cen na meji med Italijo in Francijo	43
4.3.3 Analiza cen na meji med Italijo in Nemčijo/Avstrijo	45
4.4 Rezultati analize con v Italiji	47
4.4.1 Analiza cen med conama CNORD-NORD	49
4.4.2 Analiza cen med conama CSUD-CNORD.....	50
4.4.3 Analiza cen med conama SUD-CSUD.....	51
4.5 Stroški zamašitev glede na cone	53
4.6 Analiza enotne ter neomejene cene v Italiji.....	53
SKLEP.....	55
LITERATURA IN VIRI.....	57
PRILOGE	1

KAZALO TABEL

Tabela 1: Razlike med standardiziranimi ter nestandardiziranimi pogodbami.....	12
Tabela 2: Intraday avkcije (MI) na italijanskem trgu električne energije	28
Tabela 3: Pearsonov koeficient, minimalna, maksimalna ter povprečna vrednost cen med NORD in BSP	43
Tabela 4: Pearsonov koeficient, minimalna, maksimalna ter povprečna vrednost cen med NORD-POWERNEXT	45
Tabela 5: Pearsonov koeficient, minimalna, maksimalna ter povprečna vrednost cen med NORD-EEX.....	47

KAZALO SLIK

Slika 1: Elektroenergetsko omrežje.....	4
Slika 2: Povpraševanje po električni energiji v Evropi	8
Slika 3: Količine največjih nestandardiziranih bilateralnih ter borznih poslov v Evropi ...	10
Slika 4: Prikaz TTC, TRM, NTC, ATC in AAC.....	16
Slika 5: Prikaz razlike med komercialnimi ter fizičnimi tokovi med območji	19
Slika 6: Prikaz komercialnih tokov z metodo ATC ter fizičnih tokov	19
Slika 7: Model tržnega spajanja brez zamašitev	21
Slika 8: Model tržnega spajanja z zamašitvijo	21
Slika 9: Shema italijanskega trga z električno energijo	23

Slika 10: Povpraševanje po električni energiji v Italiji	24
Slika 11: Neto električna proizvodnja o viru.....	25
Slika 12: Tržni delež največjih proizvajalcev električne energije v Italiji leta 2015	26
Slika 13: Virtualna in geografska območja nacionalnega prenosnega omrežja	32
Slika 14: Mesečne povprečne cene električne energije Avstrije, Švice, Nemčije, Francije, Grčije, Italije ter Slovenije	36
Slika 15: Neto proizvodnje zmogljivosti električne energije Avstrije, Švice, Nemčije, Francije, Grčije, Italije ter Slovenije	37
Slika 16: Delež neto nameščene proizvodnje zmogljivosti po državah	38
Slika 17: Delež časa popolnega tržnega spajanja	40
Slika 18: Absolutna vrednost razlik med NORD in BSP ceno	42
Slika 19: Absolutna vrednost razlik med NORD in POWERNEXT ceno	44
Slika 20: Absolutna vrednost razlik med NORD in EEX ceno	46
Slika 21: Geografske cone v Italiji	48
Slika 22: Delež časa popolnega tržnega spajanja med conami NORD-CNORD-CSUD-SUD	49
Slika 23: Vrednosti cen CNORD ter NORD cone v EUR/MWh.....	50
Slika 24: Vrednosti cen CSUD ter CNORD cone v EUR/MWh.....	51
Slika 25: Vrednosti cen SUD ter CSUD cone v EUR/MWh.....	52
Slika 26: Stroški zamašitev glede na cone.....	53
Slika 27: Razlike PUN cen ter neomejene cene	54

KAZALO PRILOG

Priloga 1: Ocenjene izgube iz družbene blaginje v odsotnosti tržnega spajanja za obdobje 2015–2016 (v mio EUR)	1
Priloga 2: Indikator likvidnosti (ang. Churn Factor) evropskih terminskih trgov za obdobje 2014–2016	2
Priloga 3: Organizirana mesta trgovanja z električno energijo ter plinom	3
Priloga 4: Delež obnovljivih virov v Italiji.....	4
Priloga 5: Čezmejne prenosne zmogljivosti na mejah z Italijo	5

SEZNAM KRATIC

AAC – že dodeljene čezmejne prenosne zmogljivosti (ang. Already Allocated Capacity)

ACER – Evropska agencija za sodelovanje energetske regulatorjev (ang. Agency for the Cooperation of Energy Regulators)

ARERA – italijanski regulativni organ za energijo, omrežje ter okolje (ang. The Italian Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment)

ATC – razpoložljive čezmejne prenosne zmogljivosti (ang. Available Transfer Capacity)

BCE – izhodiščni model izmenjav (ang. Base Case Exchange);

BSP – energetska borza, ki omogoča trgovanje na slovenskem trgu električne energije

CMM – modul upravljanja z zmogljivostmi (ang. Capacity Management Module)

EES – elektroenergetski sistem

EEX spot – dnevna cena spajanja med Nemčijo in Avstrijo

EIB – Evropska investicijska banka

ELES – sistemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja v Sloveniji

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

EPEX SPOT – energetska borza, ki omogoča trgovanje na trgih Nemčije, Avstrije, Francije, Švice, Velike Britanije, Nizozemske, Belgije ter Luksemburga

ETSO – predhodnik ENTSO-E

EU – Evropska unija

EXAA – dnevna cena Avstrijskega trga

FBMC – dodeljevanje prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov (ang. Flow-Based Market Coupling)

GME – energetska borza, ki omogoča trgovanje na italijanskem trgu električne energije

GSE – vodja energetskih storitev v Italiji

GW – gigavat (ang. Gigawatt)

GWh – gigavatna ura (ang. Gigawatt hour)

HTSO – sistemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja v Grčiji (ang. Hellenic Transmission System Operator)

IPEX – Italijanska borza (ang. Italian Power Exchange)

MGP – dnevni trg v Italiji (ang. Dayahead Market)

MI – znotrajdnevne avkcije v Italiji (ang. Intraday Market)

MSD – trg pomožnih storitev v Italiji (ang. Ancillary Services)

MTE – terminski trg električne energije v Italiji (ang. Forward Electricity Market)

MW – megavat (ang. Megawatt)

MWh – megavatna ura (ang. Megawatt hour)

NTC – neto čezmejna prenosna zmogljivost (ang. Net Transfer Capacity)

OTC – bilateralno oz. dvostransko trgovanje (ang. Over the Counter)

PCE – dvostranska registracijska platforma v Italiji

PUN – enotna sistemska cena za celotno Italijo (ang. National Single Price)

SM – modul pošiljanja (ang. Shipping Module)

SOB – modul trgovanja (ang. Trading Module)

TERNA – sistemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja v Italiji

TRM – zanesljivostna prenosna rezerva (ang. Transmission Reliability Margin)

TTC – celotna prenosna zmogljivost (ang. Total Transfer Capacity).

TW – teravat (ang. Terawatt)

TWh – teravatna ura (ang. Terawatt hour)

UVOD

Električna energija je vedno bolj zelena dobrina v modernem svetu. V današnjem času si svet brez elektrike komaj predstavljamo. Električna energija je spremenila način življenja ljudi, saj je vseskozi prisotna. Povpraševanje po električni energiji je zato vedno večje. Po trenutnih ocenah naj bi se povpraševanje po elektriki do leta 2040 podvojilo. Zaradi vse večjega povpraševanja ter želji po poveztljivosti med državami Evrope je dolgoročna želja Evropske skupnosti ustanoviti enoten notranji trg električne energije, kjer bi bil zagotovljen prost pretok električne energije med državami. Izziv, ki pri tem nastaja, je vzpostaviti sistem, ki tako odprtost pretoka podpira ter hkrati optimizira porabo električne energije, da lahko ta doseže svoj polni potencial (Tavčar, 2018).

Trg električne energije se je v zadnjih dvajsetih letih korenito spremenil. Prehod iz vertikalno integriranega v dereguliran trg z električno energijo je počasen in kompleksen proces, ki se ga je vsaka država preko reform lotila drugače ter v lastni, specifični časovnici (Prabhakar, Jacob & Kothari, 2013). Glavni izziv večine držav pri uvedbi liberalizacije trgov se je pojavil z vidika infrastrukture, saj so se pojavile omejitve pri prenosnih zmogljivostih med državami, zaradi česar je prišlo do vmesnih faz izoblikovanja regionalnih trgov in povezovanja s podobno razvitimi državami. Z namenom večje integracije in optimizacije trgov električne energije so se izoblikovale t. i. borze oz. organizirana mesta trgovanja, kjer se srečujejo različni kupci in prodajalci električne energije preko različnih produktov ter z različnimi časovnimi razponi (Karan & Kazdagli, 2011).

Povezovanje infrastrukture distribucijskih omrežij in tržne politike oz. strukture za prenos električne energije evropskih trgov iz leta v leto napreduje, vendar lahko po vseh letih integracije in načrtovanih spremembah opazimo, da je trenutna struktura trga še daleč od začrtane vizije Evropske skupnosti. Glavni izziv, poleg gospodarskih ter političnih ovir, je že omenjeno optimiziranje čezmejnih prenosnih zmogljivosti oz. distribucijskega sistema za prenos električne energije med državami, ki preprosto ne zmore prenosa potrebne energije iz ene države v drugo (Karan & Kazdagli, 2011). Italija je v tem pogledu še posebej v zaostanku, saj ima večino proizvodnih obratov nameščenih v razvitejšem, severnem delu države, večino obnovljivih virov pa na jugu. Zaradi geografske lege Italije, izredno podolgovate države z velikimi razdaljami med severom in jugom, so v ta namen vzpostavili delitev na šest geografskih con: NORD, CNORD, CSUD, SUD, SARD ter SICI. Vsaka cona se obravnava kot samostojni trg s svojo ceno, ki se nato preko izračuna tehtane sredine pretvori v enotno ceno za področje celotne Italije oz. enotno nacionalno ceno (PUN) (GME S.p.A., 2016).

V primerjavi z ostalimi evropskimi državami ima Italija najvišje cene električne energije in je znana kot največji neto uvoznik električne energije v Evropi. Zaradi jedrske nesreče v Černobilu leta 1987 so se Italijani z referendumom odrekli jedrskim elektrarnam.

Posledično je italijanska postopna odprava jedrske energije povzročila visoke stroške električne energije za celotno gospodarstvo. Zaradi ukinitve jedrskih elektrarn so bili v Italiji prisiljeni povečati uvoz električne energije iz sosednjih držav: Francije, Švice, Avstrije ter Slovenije, kar je bilo po izračunih ministrstva za gospodarstvo leta 2008 ocenjeno na 50 mrd EUR izgube (World nuclear association, 2018a). Podobno kot pri ostalih državah v EU prihaja tudi v Italiji do čedalje večjih potreb po električni energiji, čemur pa zadostno ne sledi povečanje proizvodnje ter infrastrukturnih zmogljivosti distribucijskih omrežij oz. čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Zaradi povečanega uvoza so čezmejne prenosne zmogljivosti preobremenjene, kar posledično vodi do zamašitev pretoka in izgube električne energije med državami ter draži ceno električne energije znotraj države.

Poleg strukture ter infrastrukture trga je treba poudariti še vpliv vremena na ceno električne energije na trgih. V poletnem obdobju se npr. zaradi večjega števila sončnih dni učinkovitost sončnih elektrarn drastično poveča, slednje predstavlja zaradi državnih subvencij poceni vir elektrike. Poleti je poraba električne energije veliko manjša, saj ne potrebujemo toliko energije za ogrevanje. Ker so mejni stroški pri omenjenih virih skupaj z nižjo porabo veliko manjši od ostalih virov energije, ti posledično znižujejo ceno na trgu elektrike (Whiteside, 2012).

V zimskem obdobju se poraba električne energije spremeni, ker se zaradi nižjih temperatur poraba poveča. Zmanjša se tudi proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov (sončne, vetrne ter hidroelektrarne) oz. poceni elektrika. Nasprotno pa elektrarne delujejo bolje, hladilni stolpi so učinkovitejši, električni kabli so bolj prevodni in potrebno je manj energije, da bi preprečili pregrevanje proizvodne opreme. Problem nastane v ekstremnih vremenskih razmerah, kjer se zaradi zelo nizkih temperatur skokovito poveča poraba (Drax Group plc, 2016). Težave povzročajo tudi starejše elektrarne, ki zaradi ekstremnih temperatur lažje odpovejo in se začnejo ugašati. Vsi ti dejavniki vplivajo na povečanje uvoza električne energije iz stabilnejših virov ter dodatno obremenijo čezmejne prenosne zmogljivosti (Dernovšek, 2018).

Namen magistrskega dela je preučiti trg elektrike v Italiji ter njegovo delovanje, predstaviti glavne značilnosti tržnega spajanja, omejitve in mehanizme na trgu ter prikazati trenutno stanje povezanosti med Italijo ter sosednjimi trgi. V magistrskem delu sem podrobneje preučil komercialne tokove ter dnevne cene med Italijo ter Slovenijo, Francijo, Avstrijo in Nemčijo. Primerjal sem komercialne tokove in cene štirih največjih con v Italiji (NORD, CNORD, CSUD, SUD) ter preučili, v koliko primerih pride do zamašitve pretoka električne energije med omenjenimi conami. Na podlagi analize con sem preveril smer toka v državi ter izpostavil mejo, kjer prihaja do največjih zamašitev med conami. Prav tako sem podrobneje preučil, do kakšnih razlik prihaja v cenah električne energije med conami zaradi trenutnih zamašitev znotraj Italije. Tako sem ugotavljal, kakšne so razlike med trenutnimi cenami električne energije med conami v

Italiji ter cenami električne energije, ki bi se vzpostavile, če bi med conami bile zadostne čezmejne prenosne zmogljivosti.

Magistrsko delo je sestavljeno iz dveh delov, in sicer iz teoretičnega ter empiričnega dela. V prvem delu magistrske naloge sem predstavil pregled strokovne literature ter strokovnih člankov s področja trgov elektrike. V drugem, empiričnem delu magistrske naloge sem se osredotočil na kvantitativne analize podatkov, ki so obdelani v Microsoft Excel 2010 orodju.

Magistrsko delo sestavljajo štiri poglavja. V prvem poglavju je predstavljena osnovna struktura električnega trga v Evropi. V drugem je podrobnejši opis prenosnih čezmejnih zmogljivosti v Evropi ter mehanizma dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Tretje poglavje je namenjeno izključno italijanskemu trgu električne energije ter njegovi liberalizaciji, strukturi ter posebnostim trga. Četrto poglavje vsebuje kvantitativno analizo podatkov, kjer je na podlagi cen ter komercialnih tokov električne energije analizirana učinkovitost spajanja italijanskega trga s sosednjimi državami. Zadnji del magistrske naloge je namenjen sklepnim ugotovitvam.

1 TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE

1.1 Elektroenergetski sistem

Elektroenergetski sistem je omrežje, preko katerega se proizvede, prenaša ter distribuira električna energija (slika 1). Povedano drugače, to je sistem, ki povezuje različne vrste proizvajalcev električne energije preko prenosnega in distribucijskega omrežja s končnimi odjemalci. V celoten proces je vpetih več ključnih dejavnikov infrastrukture, ki so umeščeni predvsem z namenom podpore dostave električne energije končnim odjemalcem (ELES d.o.o., 2016b).

Elektroenergetsko omrežje je v grobem sestavljeno iz naslednjih komponent:

- **Proizvodnja električne energije** (proces, kjer nastane električna energija). Proizvodnjo delimo na jedrsko energijo (nuklerne elektrarne), vodno energijo (hidroelektrarne), fosilna goriva (premog, nafta in zemeljski plin) ter drugi viri (sončna energija, vetrna energija, biomasa, geotermalna energija itd.).
- **Daljnovodi in kablovodi** (infrastruktura, ki omogoča transport električne energije na dolge razdalje). Daljnovodi in kablovodi povezujejo elektrarne, proizvajalce električne energije in odjemalce na visokonapetostnem nivoju.
- **Transformatorska postaja** (postaja, ki povečuje oz. zmanjšuje moč električne energije).
- **Odjemalci** (gospodinjstva itd.).

Slika 1: Elektroenergetsko omrežje



Prirejeno po European parliament (2016).

Prvotno je bilo omrežje ustvarjeno za premostitev geografskih razdalj med proizvodnjo električne energije ter porabniki. V večini primerov je električna energija proizvedena daleč stran od mesta, kjer se uporablja, zato je bilo potrebno zgraditi sistem, ki bo povezoval oba. Pred izumom sodobnega elektroenergetskega sistema je vsak proizvajalec razvil svoj distribucijski sistem za zagotavljanje električne energije svojim uporabnikom. Omenjeni sistem je bil drag in je pogosto privedel do neučinkovite izkoriščenosti ter izgub električne energije. Za razliko od starega sistema sodobnejše omrežje dovoljuje različnim proizvajalcem delitev obstoječe infrastrukture za distribucijo električne energije. To je posledično privedlo do večje zanesljivosti in nižjih stroškov (Lin & Magnago, 2017).

1.2 Delovanje elektroenergetskega omrežja

Po končanem procesu proizvodnje električne energije je za njeno distribucijo potrebna sprememba napetosti. Sprememba napetosti električne energije se doseže s pomočjo transformatorjev, kjer se toku električne energije poveča moč iz generatorskih napetostnih nivojev v prenosne napetostne nivoje. Povečanje napetosti omogoča električni energiji, da potuje preko dolgih razdalj z večjo stabilnostjo ter ob hkratnem minimiziranju izgub električne energije. Električna energija nato potuje vzdolž prenosnih daljnovodov, ki so lahko podzemni ali nadzemni. Ko električna energija doseže želeno destinacijo, drugi transformator zmanjša električno napetost do nivoja, primerne za distribucijsko linijo, preko katere se električna energija dostavlja do končnih odjemalcev. Elektroenergetsko omrežje zagotavlja električno energijo različnim vrstam končnih odjemalcev z različnimi potrebami. Sem spadajo predvsem industrijski potrošniki (proizvodni obrati), komercialni potrošniki (poslovne stavbe) ter stanovanjski potrošniki (posamezni domovi) (Lin & Magnago, 2017).

Elektroenergetsko omrežje je eden najpomembnejših izumov v sodobnem svetu. Centralizirana narava omrežja je postala idealna struktura za obsežno proizvodnjo električne energije. Kljub vsemu napredku pa so nekateri deli v omrežju zastareli ter niso

zmožni usklajevanja oz. dodajanja majhnih tehnologij, potrebnih za generacijo električne energije. Kot alternativa tej pomanjkljivosti je nastalo t. i. pametno omrežje (ang. Smart grid) (Ekanayake, Jenkins, Liyanage, Wu & Yokoyama, 2012).

Pametno omrežje je elektroenergetsko omrežje z informacijsko tehnologijo. Z dodano informacijsko tehnologijo se elektroenergetsko omrežje spremeni v inteligentno omrežje, ki omogoča informacije o proizvodnji in porabi električne energije v realnem času z učinkovitejšim vključevanjem manjših virov električne energije. Oskrba z električno energijo se stalno spreminja, zato zanesljivost, učinkovitost ter stroškovna utemeljenost omrežja še naprej ostajajo in predstavljajo kompleksen izziv. Celotni sistem pametnih omrežij deluje na principu dveh glavnih tipov omrežja, in sicer mrežnega omrežja (ang. Grid Network) ter komunikacijskega omrežja (ang. Communication Network) (Ekanayake, Jenkins, Liyanage, Wu & Yokoyama, 2012).

1.3 Značilnosti električne energije

Električna energija se od drugih dobrin na trgu razlikuje v naslednjih značilnostih:

Sezonskost – na trgu električne energije je pojav sezonskega nihanja dobro poznan. Na trgu se pojavljajo tri vrste vzorcev, in sicer: dnevni, tedenski ter letni (Janssen & Wobben, 2009, str. 8). Cena električne energije se bo gibala višje v urah, kjer bo večja poraba (čez dan), kot urah, kjer bo nižja poraba (nočne ure). Podobno se bo cena razlikovala med vikendi ter med tednom, kjer je potreba po električni energiji veliko višja. Poleg dnevnih in tedenskih razlik najdemo glavni razlog za sezonsko komponento tudi v odvisnosti električne energije od vremenskih razmer. Npr. cena električne energije se bo porabljala v hladnejših mesecih drugače kot v toplejših, kar bo imelo direktni vpliv na višino cen. Ker je količina električne energije v veliki meri odvisna od človeškega delovanja, je večina omenjenih pojavov dokaj predvidljivih, razlike lahko nastanejo zaradi hitrih in nepredvidenih sprememb v temperaturah (Li, 2012).

Vračanje k srednji vrednosti – je pojav, ki ga Jianghua opisuje kot »anti-persistence«. Ko je cena električne energije visoka, ponudba narašča, pri čemer povpraševanje začne padati, kar posledično ustvarja pritisk nižanja cen. V nasprotnem primeru, ko so cene nizke, ponudba pada, kar ustvarja pritisk na dvig cen električne energije. Če povzamemo, so cene električne energije časovna vrsta, ki se vrača k srednjim vrednostim, ki predstavljajo počasi spreminjajoče mejne stroške, pri čemer so te lahko konstantne, periodične ali periodične s trendom. Vračanje k svojim srednjim vrednostim si lahko predstavljamo tudi preko ekstremnih vremenskih razmer, ki so lahko nenapovedane ter tako povzročajo anomalije v cenovnih časovnih vrstah, kjer proizvodnja ni bila zmožna pokriti vsega potrebnega novo nastalega povpraševanja (Li, 2012).

Električne energije ne moremo skladiščiti – kljub današnji napredni tehnologiji električne energije v večjih količinah ne moremo shranjevati, ne da bi pri tem nastajale prevelike

izgube. Trenutno najučinkovitejši način shranjevanja električne energije predstavlja sistem akumulacijsko črpalnih hidroelektrarn. Za lažjo predstavo vzemimo dva bazena, pri čemer je eden od njiju postavljen višje od drugega. Predpostavljamo, da voda iz različnih virov priteka ter se hkrati shranjuje v zgornjem bazenu. Električna energija se bo proizvajala, ko se bo voda pretakala iz zgornjega v spodnji bazen in obratno shranjevala, ko se bo ta preko črpalk črpala iz spodnjega v zgornji bazen. Pri procesu pretakanja se bo tako hkrati en del električne energije sproti porabljal, saj bo del energije namenjen črpanju vode. Omenjeno električno energijo obravnavamo kot izgubo oz. ceno, ki jo plačamo za shranjevanje (Bonsor, 2001).

Pojav negativnih cen – eden najznačilnejših pojavov na trgu električne energije je pojav negativnih cen. Najpogosteje je opazen na nemškem trgu z električno energijo in nastane zaradi velikega števila obnovljivih virov hkrati z nizkim povpraševanjem. V letu 2017 so na nemškem trgu z električno energijo beležili 146 ur negativnih cen, kar predstavlja 1,6 % celotnega časa trgovanja. Povprečje vseh negativnih cen je znašalo –27 EUR/MWh, z najnižjo ceno –83 EUR/MWh (EPEX spot, 2018b). Tu je treba še omeniti, da vse države ne beležijo negativnih cen (npr. Italija), kjer sistemski operaterji še ne dovoljuje vzpostavitve negativnih cen.

Negativne cene na trgu električne energije se pojavijo zaradi velikega števila neprilagodljivih elektrarn ob nizkem povpraševanju na trgu električne energije. Proizvajalci električne energije v navedenih primerih na trg ponujajo električno energijo po negativnih cenah, zlasti v urah, kadar je (predvideno) veliko obnovljivih virov oz. med prazniki (npr. božič). Glavni razlog pri tem je nezmožnost hitrega izklopa ter priklopa nefleksibilnih elektrarn v urah, kadar cena na trgu električne energije pade pod marginalno ceno proizvodnje. Proizvajalci so v navedenih primerih pripravljeni delati tudi kratkoročno izgubo, saj je izklop elektrarne predrag oz. nemogoč (npr. nuklearne) (Amelang. & Appunn, 2018).

Negativne cene na trgu električne energije tako ponujajo nove poslovne priložnosti ter hkrati spodbujajo proizvajalce, da postanejo bolj odzivni na hitre spremembe, ki nastajajo na trgu. V času visoke proizvodnje je treba proizvajalce spodbuditi k zaustavljanju proizvodnje, medtem ko morajo pri nizkih cenah veliki potrošniki povečati povpraševanje (Amelang. & Appunn, 2018).

Značilnosti kot sta uravnoteženost sistema ter čezmejne prenosne zmogljivosti bomo podrobneje spoznali v naslednjih poglavjih.

1.4 Bilančne skupine

Za nemoteno delovanje vsakega elektroenergetskega omrežja je potrebna popolna uravnoteženost. Omrežje mora imeti vzpostavljeno ravnovesje med proizvodnjo in porabo v vsakem trenutku dneva. To pomeni, da v omrežju ne sme prihajati do presežkov

ali primanjkljajev električne energije. Odstopanje, ki je manjše oz. večje od 5 %, lahko povzroči večjo obrabo opreme ter s tem dodatne stroške vzdrževanja. Višja odstopanja lahko privedejo tudi do izpadov sistema (Drax Group plc, 2018).

Za namene lažjega uravnoteženja elektroenergetskega sistema so bile ustvarjene bilančne skupine. Bilančne skupine so opredeljene 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« (Bakič in drugi, 2003 str. 2).

Največji problem pri vzpostavitvi ravnotežja v sistemu predstavlja prav shranjevanje električne energije. Višek električne energije lahko v elektroenergetskem omrežju povzroči okvaro ali razpad sistema. Ob presežnih količinah električne energije v elektroenergetskem sistemu se količine električne energije lahko zmanjšuje s povečevanjem proizvodnje oz. z izklapljanjem elektrarn. Ker takojšne izključitve elektrarn v večini primerov predstavljajo problem (nefleksibilne stare elektrarne), se slednji opciji sistemski operaterji izogibajo. Na nasprotni strani, strani potrošnikov, višek v elektroenergetskemu sistemu pomeni zaželeno višjo porabo. Vzemimo kot primer Nemčijo, kjer sistemski operaterji v primeru presežene količine električne energije v omrežju končnim potrošnikom nudijo brezplačno električno energijo (pojav negativnih cen).

Bilančne skupine so bile torej ustvarjene za namene lažjega uravnoteženja elektroenergetskega sistema. Trg z električno energijo je tako hierarhično urejen v bilančno shemo, kjer mora vsaka pravna ali fizična oseba, ki želi aktivno poslovati na trgu z elektriko, postati tudi član bilančne sheme. Za oskrbovanje uravnoteženosti elektroenergetskega sistema skrbi sistemski operater posameznega omrežja. Kot pomoč sistemskemu operaterju pri tej nalogi so zaradi lažjega obratovanja vključili posamezne udeležence. Posamezni udeleženci na trgu so tako odgovorni za točno določeno bilančno skupino, katere nosilci skrbijo za uravnoteženost voznih redov celotne bilančne skupine. Vsi sodelujoči v sistemu tako skrbijo za uravnoteženost sistema (Šviligoj, 2016). Člani na trgu z elektriko lahko nastopajo kot:

- **trgovci**, to so kupci in prodajalci električne energije po vnaprej znanih količinah,
- **dobavitelji elektrike**, ki se poleg trgovanja z elektriko ukvarjajo tudi z dobavo električne energije končnim odjemalcem ali z odkupom elektrike od proizvajalcev.

Italija se od ostalih evropskih trgov razlikuje v tem, da imajo trgovci ter dobavitelji električne energije točno določene virtualne enote, kjer (TERNA S.p.A., 2018c):

- UPV predstavlja virtualno proizvodno enoto, ki se nahaja v tujem virtualnem območju italijanskega trga in ki je dodeljena upravljalcu trga za prodajo električne energije na določeni meji za točno določeno vrsto zmogljivosti.

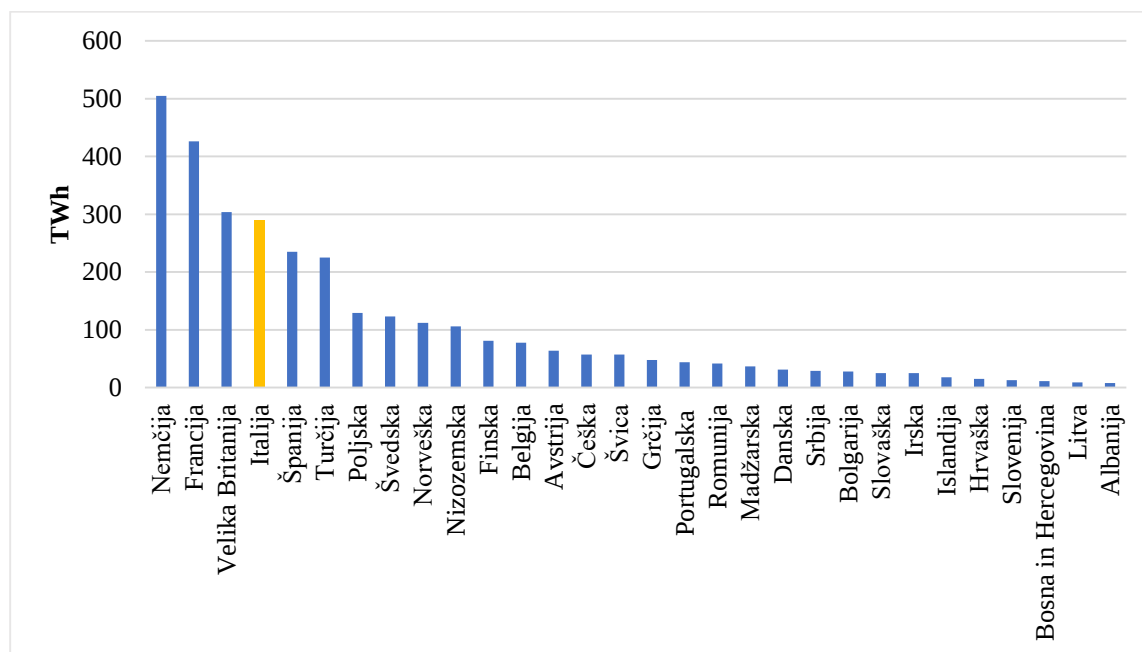
- UCV predstavlja enoto za virtualno potrošnjo, ki se nahaja v tujem virtualnem območju italijanskega trga in ki je dodeljena tržnemu operaterju za nakup električne energije na določeni meji za točno določeno vrsto zmogljivosti.

Vsaka dodeljena virtualna enota (UPV/UCV) mora biti uravnotežena posebej, v nasprotnem primeru Terna zaračuna stroške bilančni skupini. Vsak posameznik, ki deluje v sistemu, mora tako stremeti k temu, da bodo njegovi vozni redi¹ uravnoteženi, ter da bo na koncu dneva celotni del sistema, za katerega je odgovorna bilančna skupina, popolnoma uravnotežen.

1.5 Trgi električne energije

Trg električne energije je mesto, kjer se srečujeta povpraševanje in ponudba električne energije. Na trgih se srečujejo vsi ponudniki električne energije ter porabniki z namenom nakupa oz. prodaje električne energije. Ker se trgi med državami razlikujejo, so se z namenom večje integracije trgov električne energije izoblikovali različni sistemi, kjer se srečujejo kupci in prodajalci električne energije (Karan & Kazdagli, 2011). Liberalizacija trgov v Evropi je tako omogočila večjo konkurenco, kar je vodilo v večjo povezanost držav ter s tem korak bliže enotnemu trgu. Posledično sta se povečala tako ponudba kot povpraševanje.

Slika 2: Povpraševanje po električni energiji v Evropi



Prirejeno po A2A S.p.A. (2017).

¹Vozni red – »načrt proizvodnje, prenosa in distribucijskega odjema moči v omrežju, npr. v večkratniku četrturnih blokov, v določenem obdobju« (Bakič in drugi., 2003 str. 82).

Slika 2 prikazuje povpraševanje po električni energiji v Evropi za leto 2016. Največji trg v Evropi trenutno predstavlja Nemčija s 505 TWh, Italija zaseda 4. mesto. V primerjavi z letom 2014 se povpraševanje v Italiji ni kaj dosti spremenilo (2,1 %), kar prikazuje dokaj konstantno gibanje rasti povpraševanja na trgu električne energije.

Liberaliziran trg električne energije ponuja udeležencem sodelovanje preko dveh različnih trgov, kot sta: organiziran trg (ang. Exchange) ter dvostransko trgovanje (ang. Over the Counter), kjer poteka večina poslov. Borze so se prvotno pojavile v procesu liberalizacije trga električne energije z namenom povečanja konkurenčnosti ter odpravo monopolov na trgu. Borze, na katerih se trguje z električno energijo, predstavljajo organiziran trg, kjer se trgujejo standardizirani produkti, in predstavlja vmesni člen, ki povezuje kupce in prodajalce električne energije. Glavne storitve borze so: zagotavljanje lahkega vstopa, pregled nad trenutnimi cenami, pregled nad zgodovino trgovanja, ustvarjanje likvidnosti, finančna poravnava, nizki stroški, varnost poslovanja ter izvedava obračunov (Madlener & Kaufmann, 2002, str. 3). Vsi rezultati cen so objavljeni na spletni strani borze, in sicer za vsako uro posebej ter kot enotna pasovna cena trgovalnega dneva (ang. Baseload) (Roggenkamp & Boisseleau, 2005).

Električna energija je zelo specifičen produkt, ki se razlikuje od ostalih finančnih instrumentov na trgu. Osnova mera je megavat (MW) oz. megavatna ura (MWh). Megavat (MW) je enota za moč, ki prikazuje stopnjo, s katero se energija porablja oz. proizvaja v danem trenutku (GEN energija, d.o.o., 2018). Vsak dan je tako razdeljen na 24 ur, kjer se glede na skupne bloke ur dneva deli na različne produkte (spodaj so prikazani samo najpogostejše uporabljeni produkti). Produkti električne energije, ki trgujejo na organiziranem trgu, so sledeči (EPEX spot, 2018b):

- Urna energija (ang. Hourly): poteka v vsaki uri dneva (spodaj je prikazan celoten dan, ki je razdeljen na 24 ur)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

- Pasovna energija (ang. Baseload): poteka med 0:00 do 24.00 (označeno z modro)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

- Trapezna energija (ang. Peakload): poteka med 8:00 do 20.00 (označeno z modro)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

- Prvi nočni blok (ang. Off-Peak I): poteka med 0:00 do 8:00 (označeno z modro)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

- Drugi nočni blok (ang. Off-Peak II): poteka med 20:00 do 0:00 (označeno z modro)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

- Nočna energija (ang. Off-Peak) poteka med 0:00 do 8:00 ter od 20:00 do 24:00 (označeno z modro)

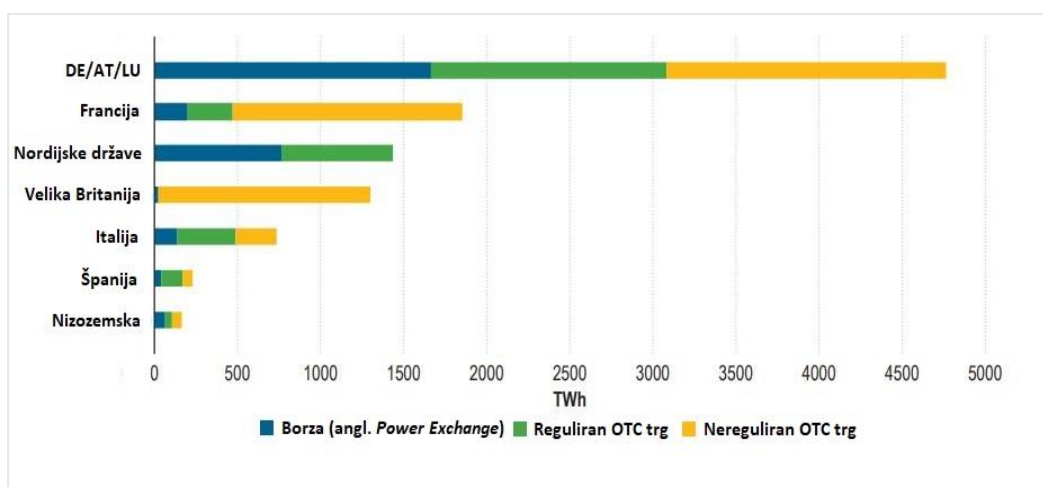
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Trenutno v Evropi beležimo preko 27 borz z aktivnim trgom električne energije (EUROPEX, 2017). Na borzah večinoma potekata dnevno trgovanje ter trgovanje za dan vnaprej, kjer se trguje z večjim delom vseh količin. Za bolj podroben pregled nad vsemi organiziranimi trgovalnimi mesti v Evropi glej Prilogo 3 (ACER, brez datuma).

Za razliko od borz je trgovanje na dvostranskem oz. bilateralnem trgu sklenjeno med dvema strankama. Pri bilateralnem oz. dvostranskem trgovanju pogosto posredujejo borznoposredniške družbe, ki združujejo kupce in prodajalce. Dogovorjene cene so zaupne ter niso vidne drugim tržnim udeležencem (Next, brez datuma). Čeprav je dvostransko trgovanje sklenjeno med dvema strankama, so posli še vedno organizirani preko centralnih trgovalnih platform (Göb, 2016).

Na evropskem trgu električne energije se večina poslov sklene preko bilateralnega trga. Slika 3 prikazuje vse trgovane posle največjih evropskih trgov za leto 2016. V poročilu so upoštevane vse nestandardizirane OTC pogodbe ter borzni posli, ki se delijo glede na lokacijo sklepa posla. Trg z daleč največjo količino poslov predstavlja spajanje med Nemčijo/Avstrijo/Luksemburgom s 35 % deležem, sledijo Francija, nordijske države, Velika Britanija ter Italija. Za podrobnejši pregled med leti smo v priloge dodali tudi pregled faktorja likvidnosti (ang. Churn rate) (Priloga 2) (ACER, 2017).

Slika 3: Količine največjih nestandardiziranih bilateralnih ter borznih poslov v Evropi



Legenda: DE/AT/LU: Nemčija/Avstrija/Luksemburg

Prilagojeno po ACER (2017).

1.5.1 Terminski trg

Terminske pogodbe so izvedeni finančni inštrument, namenjen predvsem zavarovanju tveganj (ang. Hedging). Za razliko od finančnih trgov, kjer poznamo veliko število izvedenih finančnih inštrumentov, se na trgu električne energije trguje predvsem z naslednjimi produkti: standardizirana terminska pogodba (ang. Futures Contracts), nestandardizirana terminska pogodba (ang. Forward Contract) in opcija (ang. Option) (Lioui & Poncet, 2005).

Standardizirane terminske pogodbe ter nestandardizirane terminske pogodbe so sporazum o nakupu ali prodaji osnovnega sredstva (v tem primeru električne energije) po specifični ceni za določen datum v prihodnosti. Ti sporazumi omogočajo kupcem in prodajalcem, da prodajo oz. kupijo električno energijo po fiksni ceni za določeno časovno obdobje. Npr. cena pasovne energije za leto 2020 trguje za 44 EUR/MWh. Z nakupom terminske pogodbe se zavarujemo pred vsemi porasti cen (nad 44 EUR/MWh), ki se lahko zgodijo do konca leta 2020.

Pri nestandardiziranih terminskih pogodbah se posel odvija med kupcem ter prodajalcem brez prisotnosti borze, regulatorjev oz. drugih strank. Kupec in prodajalec nestandardizirane pogodbe tako sama določita pogoje za električno energijo. Zaradi samega značaja posla obe stranki nosita tveganja neplačil, pri čemer se sklenjen posel ne mora prenašati drugim strankam, razen v primeru, kjer obe stranki to dovoljujeta. Nestandardizirane pogodbe ne trgujejo na centralizirani borzi in se zato štejejo za bilateralne instrumente (Investopedia l.l.c., brez datuma).

V nasprotnem primeru, tj. pri standardiziranih terminskih pogodbah, je vmesnik med kupcem in prodajalcem borza oz. klirinška hiša, ki skrbi za utečenost poslov. Borza kot posrednik predstavlja prostor, kjer se srečujejo vsi kupci in prodajalci električne energije (Parameswarn, 2007). Borza poleg likvidnosti ter pregleda vseh transakcij zagotavlja tudi dostop do cen, kjer so vsak trenutek vidne najboljše ponudbe (ang. Supply) kakor tudi najboljša povpraševanja (ang. Demand). S trgovanjem preko borze se odpravijo vsa tveganja neplačil ter značaj neprenosljivosti. Tako lahko kupec ter prodajalec odprto pozicijo vedno zapreta oz. ponovno odpreta vse do dospetja pogodbe. Podjetja lahko uporabljajo terminske pogodbe za neposredno udeležbo v tržnem gibanju, ne da bi pri tem posredovala fizično blago. Podjetja lahko svoje odprte pozicije zadržujejo za različna obdobja, ki segajo od dneva, tedna, meseca do leta (Lioui & Poncet, 2005).

Za lažji pregled so glavne razlike standardizirane terminske pogodbe (ang. Futures Contract) in nestandardizirane terminske pogodbe (ang. Forward Contract) navedene v tabeli 1.

Tabela 1: Razlike med standardiziranimi ter nestandardiziranimi pogodbami

Standardizirana terminska pogodba (ang. Futures Contracts)	Nestandardizirana terminska pogodba (ang. Forward Contract)
Dostopne na javni borzi	Dogovor med dvema strankama
Aktivno trgovanje	Neprenosljive
Standardizirane pogodbe (znane količine pogodbe, cene, nominalna vrednost, datum poteka pogodbe itd.)	Prilagojeni pogoji (vsi specifični pogoji morajo biti definirani v pogodbi)
Niso odvisne od nasprotne stranke	Popolnoma odvisne od nasprotne stranke
Regulirane	Niso regulirane
Brez tveganja neplačila	Tveganje neplačila

Vir: Investopedia l.l.c., (brez datuma).

Poznamo dve vrsti poravnave terminskih pogodb, in sicer finančno ter fizično poravnavo. Pri standardiziranih pogodbah trenutno prevladuje finančna poravnava (ang. Net Cash Settlement). V primeru finančne poravnave se standardiziran produkt obračuna glede na razliko v kupljeni ceni ter dnevno ceno, ki kotira na borzi. V nasprotnem primeru se pri fizični dobavi stranki dogovorita o dostavi električne energije na mestu, določenem v pogodbi (Lioui & Poncet, 2005).

Poleg standardizirane in nestandardizirane pogodbe na trgu električne energije se trguje tudi z opcijami. Opcija je pravica, ni pa dolžnost kupiti oz. prodati električno energijo po vnaprej določeni ceni. Opcije se delijo na nakupno (ang. Call option) ter prodajno opcijo (ang. Put option). Nakupna opcija je »izveden vrednostni papir, s katerim se izdajatelj zaveže, da bo znotraj v pogodbi določenega obdobja in po vnaprej določeni ceni lastniku opcije prodal predmet opsijske pogodbe« (Čas & Rotar, 1994). V nasprotnem primeru je prodajna opcija izveden vrednostni papir, ki daje imetniku pravico prodati določeno blago po določeni ceni znotraj v pogodbi določenega obdobja. Opcije so namenjene predvsem zavarovanju pred nepričakovanimi porasti oz. padci cen elektrike na trgu električne energije, kjer kupec plača določeno premijo za razpršitev svojega tveganja (Constantinides, 2015).

1.5.2 Trenutni oz. promptni trg

Trenutni oz. promptni trg (ang. Spot market) je najbolj likvidno obdobje trgovanja pred dospelostjo. Trenutni trg zajema obdobje od enega dneva naprej do ene ure pred dobavo. Bolj podrobno se trg tako deli na trgovanje za dan vnaprej (ang. Dayahead) ter dnevno trgovanje (ang. Intraday). Pri trgovanju za dan vnaprej so najpogostejše uporabljeni produkti pasovna in trapezna širina, ki trgujeta na organiziranem trgu preko borze. Poleg

organiziranega trgovanja pa se preko bilateralnega trga trgujejo vnaprej dogovorjeni profili. Pri dnevnem ter znotraj dnevnem trgovanju prevladujejo predvsem bilateralni posli oz. dogovori med dvema strankama. Dobava je izključno fizična. Za bolj podroben opis trenutnega trga glej poglavje 3.2.

1.5.3 Trg pomožnih storitev

Trg pomožnih storitev je trg, katerega glavna naloga je pridobivanje sredstev za vzdrževanje ravnotežja med proizvodnjo in porabo. Vsako podjetje zapisuje ter pošilja svoje vozne rede sistemskemu operaterju na dnevni ravni. S tem dokumentom lahko sistemski operater razbere vse prilive ter odliv električne energije v posamezno državo, ki jih je opravil udeleženec na trgu. Ker med proizvodnjo ter porabo v realnem času pogosto prihaja do razlik, se je v Italiji ustvaril t. i. MSD trg (ang. Ancillary Services) (TERNA S.p.A., 2018d). Podrobnejši pregled MSD trga v Italiji je opisan v poglavju 3.2.3.

Če prihaja do neuravnoteženosti elektroenergetskega sistema, mora sistemski operater prenosnega omrežja primerno povečati oz. zmanjšati količino električne energije v državi. Najpogosteje to stori s povečanjem oz. zmanjšanjem proizvodnje ter z uvozom oz. izvozom električne energije v sosednje države.

1.5.4 Trg čezmejnih prenosnih zmogljivosti

Čezmejne prenosne zmogljivosti so vse poti, ki povezujejo dva elektroenergetska sistema med dvema sosednjima državama. Pretoki med omenjenima elektroenergetskima sistemoma so fizične zmožnosti vseh daljnovodov oz. kablov, ki potekajo med sistemi. Omenjene prenosne zmogljivosti predstavljajo omejitve količin, ki jih lahko država uvaža oz. izvaža iz sosednjih držav. Prenosne zmogljivosti so najpomembnejši element pri tržnem spajanju (ang. Market Coupling). Predstavljajo namreč fizične omejitve pretoka električne energije oziroma stopnjo povezanosti vseh držav v Evropi. Čezmejne prenosne zmogljivosti se delijo na letne, mesečne ter dnevne. Skrbniki čezmejnih prenosnih zmogljivosti so v vsaki državi sistemski operaterji. Podrobnejši pregled same funkcije, dodeljevanja ter izračunov čezmejnih prenosnih zmogljivosti bomo podrobneje opisali v poglavju 2.

2 ČEZMEJNE PRENOSNE ZMOGLJIVOSTI V EU

Čezmejne prenosne zmogljivosti igrajo pomembno vlogo pri uresničitvi evropske vizije o liberalizaciji trgov električne energije. Prizadevanje Evropske unije za dokončanje liberaliziranega enotnega trga z električno energijo bo lahko doseženo samo z odpravo fizičnih omejitev, ki se pojavljajo med državami (Meeus in drugi, 2005). Novo izoblikovanje skupnega evropskega trga se bo imenovalo evropski ciljni model (ang.

Target Model). Ciljni model je obsežen in zapleten sklop predlogov in kodeksov omrežij, ki temeljijo na dveh splošnih načelih: samostojnosti energetskega regionalnega trga in vzpostavitvi mehanizma tržnega spajanja med različnimi regionalnimi trgi (Keay, 2013; Bergh, Boury & Delarue, 2016).

2.1 Dostop do omrežja za čezmejne prenosne zmogljivosti

Če želimo električno energijo uvoziti ali izvoziti iz enega območja v drugo, potrebujemo za to čezmejne prenosne zmogljivosti. V Evropski uniji dostop do omrežja čezmejnih prenosnih zmogljivosti ureja uredba Evropske skupnosti (ES) št. 714/2009. »Uredba predpisuje poenotene načine dodeljevanja prostih čezmejnih prenosnih zmogljivosti na tržnih podlagah in plačilo uporabe omrežja pri čezmejnih izmenjavah električne energije prek poravnalnega sklada.« (AGEN, 2014). Omenjena sredstva se razdelijo med sistemske operaterje kot kritje nastalih stroškov.

2.2 Dodeljevanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti

Kot smo že omenili v prejšnjih poglavjih, so čezmejne prenosne zmogljivosti vse poti med dvema elektroenergetskima sistemoma, namenjene za uvoz oz. izvoz električne energije iz ene države v drugo. S čezmejnimi prenosnimi zmogljivostmi razpolagajo sistemski operaterji držav, ki jih nadzoruje organizacija sistemskih operaterjev Evrope (ang. European Network of Transmission System Operators) oz. krajše ENTSO-E. ENTSO-E predstavlja združenje 42 operaterjev prenosnega omrežja iz 36 držav po Evropi. V skladu s pravnimi pooblastili je bil 2009 ustanovljen tretji zakonodajni sveženj EU za notranji energetski trg, katerega glavni namen je nadaljnja liberalizacija trgov plina in električne energije v EU (ENTSO-E, 2016).

Višina čezmejnih prenosnih zmogljivosti se v Evropi določa preko metod ENTSO-E (ENTSO-E, 2001). Dodelitev se izvaja preko simulacij čezmejnih izmenjav delovnih moči, ki so odvisne od fizičnih zmogljivosti daljnovodov med elektroenergetskimi sistemi sosednjih držav z upoštevanjem spreminjajočega stanja sistema. Glavne razloge za nastala nihanja najdemo predvsem v različnih obremenitvah, kot so: »različno število uporabnikov (proizvajalcev, odjemalcev) in konfiguracije omrežja ter trajno dopustni tok posameznega elektroenergetskega elementa, ki se spreminja v odvisnosti od letnega časa in je odvisen predvsem od dovoljene temperature elektroenergetskega elementa in temperature okolice« (ELES d.o.o., 2016a).

Dodelitev višine prenosnih zmogljivosti je zelo pomembna za trgovanje z električno energijo ter ohranjanje varnosti elektroenergetskega sistema. Enačbe za izračun vseh neto prenosnih zmogljivosti, skupnih prenosnih zmogljivosti, razpoložljivih prenosnih zmogljivosti ter zanesljivosti prenosne rezerve (TTC, NTC, ATC, TRM) so podrobneje prikazane spodaj (Kristinasen, 2007).

Čezmejne prenosne zmogljivosti se izračunajo po enačbi (Slika 4):

$$TTC = BCE + \Delta E = NTC + TRM \quad (1)$$

kjer so (ELES d.o.o., 2016a):

- **TTC = celotna prenosna zmogljivost** (ang. Total Transfer Capacity). TTC je največja možna, varna izmenjava moči med sosednjima EES z upoštevanjem varnostnih standardov v posameznem EES;
- **BCE = izhodiščni model izmenjav** (ang. Base Case Exchange);
- **ΔE = povečanje izmenjave**. Skupaj z izmenjavo v izhodiščnem modelu predstavlja moč, ki jo je mogoče izmenjevati med EES ob predpostavki zanesljivega obratovanja EES;
- **NTC = neto čezmejna prenosna zmogljivost** (ang. Net Transfer Capacity) je predvidena za komercialno uporabo, kot razlika med celotno in zanesljivostno prenosno zmogljivostjo;
- **TRM = zanesljivostna prenosna rezerva** (ang. Transmission Reliability Margin) določa prenosno zmogljivost, ki jo mora sistemski operater zagotoviti zaradi možnega izpada največjega agregata v regulacijskem območju zaradi kotnih ali napetostnih stabilnostnih problemov ipd.

V primeru, da so čezmejne prenosne zmogljivosti že dodeljene na letnih, mesečnih ali tedenskih avkcijah, se razpoložljive čezmejne prenosne zmogljivosti izračunajo po enačbi (ELES d.o.o., 2016a):

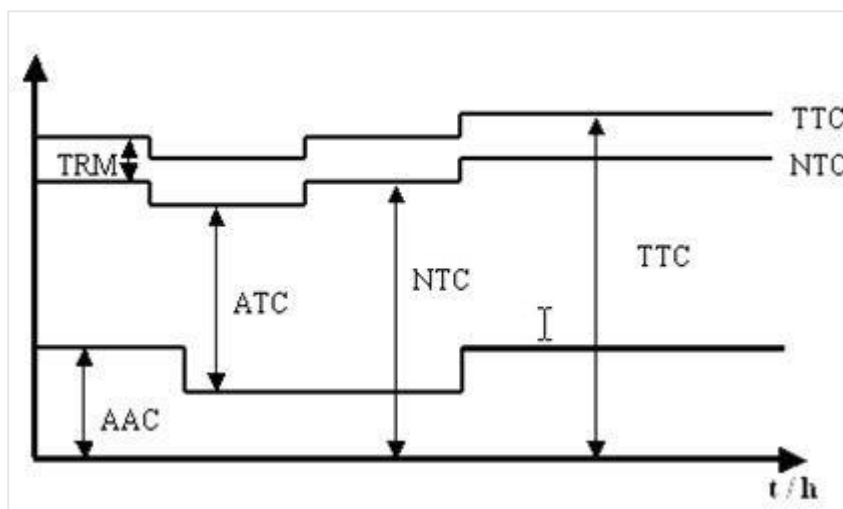
$$ATC = NTC - AAC \quad (2)$$

Kjer sta:

ATC = razpoložljive čezmejne prenosne zmogljivosti (ang. Available Transfer Capacity) predstavljajo neodani del NTC, ki je namenjen nadaljnji komercialni rabi;

AAC = že dodeljene čezmejne prenosne zmogljivosti (ang. Already Allocated Capacity) »je del neto prenosne zmogljivosti, ki je v določenem časovnem obdobju zasedena z že veljavno pogodbo o prenosu« (Bakič in drugi, 2003 str. 57).

Slika 4: Prikaz TTC, TRM, NTC, ATC in AAC



Vir: ELES d.o.o. (2016a).

2.2.1 Netržne metode dodeljevanja prenosnih zmogljivosti

Metode dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivost se delijo na tržne in netržne metode. Netržne metode so vse metode dodeljevanja prenosnih zmogljivosti, kjer se na trgu ne vzpostavijo cene. Poznamo dve metodi dodeljevanja netržnih prenosnih zmogljivosti, in sicer: »kdor prvi pride, prvi vzame« (ang. First Come – First Served) ter metoda sorazmernosti (ang. Pro-Rata Rationing) (Kristiansen, 2007, str. 4613). Kot pove že samo ime, daje načelo »kdor prvi pride, prvi vzame«, prednost hitrejšemu. Udeleženci, ki bodo svoje ponudbe prijavili hitreje od ostalih, bodo tako deležni čezmejnih prenosnih zmogljivosti, in to brez plačila. Pri načelu sorazmernosti pa se zmogljivosti razporedijo sorazmerno z zahtevami, če te ne presegajo razpoložljive čezmejne prenosne zmogljivosti (Consentec, 2004).

2.2.2 Tržne metode dodeljevanja prenosnih zmogljivosti

Tržne metode za dodeljevanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti imajo za razliko od netržnih določeno ceno. Cena se vzpostavi na trgu avkcij samo v primerih, ko povpraševanje po prenosnih zmogljivostih presega ponudbo; v nasprotnem primeru so prenosne zmogljivosti brezplačne. Ne glede na to, da se v nekaterih primerih ne vzpostavi cena, bodo prenosne zmogljivosti prejeli samo udeleženci, ki so po njih povpraševali in za količino, po kateri so povpraševali.

Tržne metode se delijo na eksplicitne ter implicitne avkcije. Eksplicitne avkcije so avkcije, kjer se udeleženci potegujejo z namenom pridobitve pravice do uporabe prenosnih zmogljivosti (ELES d.o.o., 2016a). Pri eksplicitnih avkcijah kupec najprej poda ponudbo za nakup čezmejnih prenosnih zmogljivosti. V primeru pridobitve želenih

prenosnih zmogljivosti nadaljuje z nakupom oz. prodajo električne energije. Povedano drugače, kupec oz. prodajalec si mora najprej zagotoviti pravico za uporabo poti iz ene države v drugo, šele nato gre v nakup oz. prodajo električne energije (Kladnik, Artač, Školej & Gubina, 2010).

V primeru, da udeleženec pridobljenih čezmejnih prenosnih zmogljivosti ne bo koristil ter jih ne prijavi preko voznih redov, se pridobljene prenosne zmogljivosti vrnejo sistemskemu operaterju. Omenjene proste zmogljivosti bodo tako ponovno prodane na trgu v drugem časovnem obdobju, pri čem bo prvotni lastnik zmogljivosti dobil povrnjen denar v višini cene, ki se bo vzpostavila na novem trgu. Vse vrnjene razpoložljive prenosne zmogljivosti lahko sistemski operater obravnava po dveh načelih, in sicer: uporabi ali prodaj (ang. Use It Or Sell It) ter uporabi ali izgubi (ang. Use It Or Lose It). V primeru upoštevanja načela uporabi ali prodaj bodo vse neprijavljene proste zmogljivosti vrnjene sistemskemu operaterju. Ponovno vzpostavljena cena na trgu avkcij (v krajšem časovnem obdobju) bo kot plačilo v znesku povrnjena udeležencem, ki so prenosne zmogljivosti vrnili v sistem. V primeru, da se bo udeleženec ponovno zavzemal za prenosne zmogljivosti, bo zaradi poravnave lahko dobil isto količino prenosnih zmogljivosti brez dodatnih stroškov. V primeru upoštevanja načela uporabi ali izgubi bodo vse neprijavljene proste zmogljivosti zapadle, kjer lastnik ne bo dobil nikakršnega povračila. Vse prijavljanje prostih zmogljivosti poteka preko voznih redov (CEER, brez datuma).

Implicitne avkcije so nekakšna nadgradnja eksplicitnih avkcij. Uporabljajo se lahko tako v modelu mehanizma spajanja (ang. Market Coupling) kot pri mehanizmu tržnega razdeljevanja (ang. Market Splitting) (NordPool spot, brez datuma). Implicitne avkcije se izvajajo znotraj dneva ter za dan vnaprej. Pri implicitnih avkcijah se ob nakupu oz. prodaji električne energije na borzi hkrati zagotovijo tudi proste zmogljivosti. Trгоvec oz. prodajalec ima tako z udeležbo na borzah z implicitnim mehanizmom pot med obema državama že zagotovljeno. Glavna razlika med implicitnimi ter eksplicitnim mehanizmom dodeljevanja prenosnih zmogljivosti je v tem, da implicitna metoda vedno učinkovito prenaša električno energijo (iz območij, kjer so nižje cene, v območja, kjer so višje cene). S tem se povečuje učinkovitost sistema ter temu primerno družbena blaginja. Sistemski operaterji so pri mehanizmu implicitnih avkcij samo kot obveščevalec o prostosti razpoložljivih prenosnih zmogljivosti, kjer se vse transakcije izvajajo preko borz z električno energijo. Kljub povečanju učinkovitosti v primerjavi z eksplicitnim mehanizmom sta Gianfreda in Grossi (2013) mnenja, da imata oba sistema svoje pomanjkljivosti.

Prednosti in slabosti obeh tržnih metod dodeljevanja prenosnih zmogljivosti lahko razdelimo v štiri kategorije:

- **Tržna likvidnost** (ang. Market liquidity): implicitne avkcije za razliko od eksplicitnih povečujejo likvidnost trga. Številni avtorji so mnenja, da z vključitvijo cen obeh

proizvodov (cen prenosnih zmogljivosti ter cen električne energije) v cenovno oblikovanje borze neposredno prispevamo k razvoju samega trga.

- **Kompleksnost** (ang. Complexity): zapletenost celotnega trga se povečuje z njeno ločitvijo. Udeleženci morajo tako poleg cen električne energije vrednotiti tudi ceno prenosnih zmogljivosti. Povečana zapletenost povečuje neučinkovitost trga ter napačno presojo tržnih izidov (Kunz, 2012).
- **Tveganje** (ang. Risk): pri eksplicitnih avkcijah se pojavljajo določena tveganja, kjer mora generator uganiti tržne pogoje, da bi določil ponudbo na obeh trgih.
- **Zmogljivost povezovanja** (ang. Interconnection Capacity): zaradi večje učinkovitosti implicitnih avkcij je zmogljivost povezovanja večja v primerjavi z eksplicitnimi avkcijami.

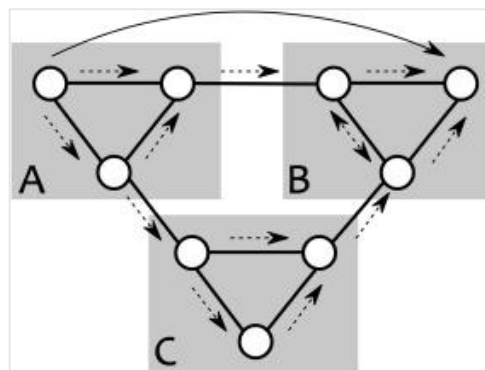
2.2.3 Metode dodeljevanja prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov

Na trgu elektrike sočasno delujeta 2 trga, in sicer komercialni ter fizični trg električne energije. Ko govorimo o komercialnem trgu imamo v mislih trg, preko katerega podjetja sklepajo posle na borzah oz. preko bilateralnih pogodb. Sočasno s komercialnim trgom pa poteka tudi fizični trg elektrike, ki ga mi kot uporabniki bolj poznamo preko vsakdanjega življenja (električna energija potrebna za prižig hladilnika, televizije, luči v stanovanju, itd). Čeprav oba trga potekata po istih daljnovodih, se pot, kako električna energija prehaja iz enega območja v drugo, močno razlikuje (slika 5). Za lažje razumevanje mehanizma dodeljevanja prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov (ang. Flow-Based Market Coupling – v nadeljevanju FBMC) je najprej treba razumeti razliko med komercialnimi ter fizičnimi tokovi:

- **Komercialni tokovi** so najkrajše poti med proizvodnjo ter porabo;
- **Fizični tokovi** so tokovi, ti tečejo preko vseh vzporednih poti v omrežju v skladu s fizikalnimi zakoni oz. (Kirchhoffovim zakonom).

Slika 5 prikazuje komercialne ter fizične tokove med območji A, B in C, kjer komercialni tok med omrežjem A ter omrežjem B (polna črta) povzroči fizične tokove (prekinjene puščice) v celotnem omrežju (A,B,C) (Bergh, Boury & Delarue, 2016).

Slika 5: Prikaz razlike med komercialnimi ter fizičnimi tokovi med območji

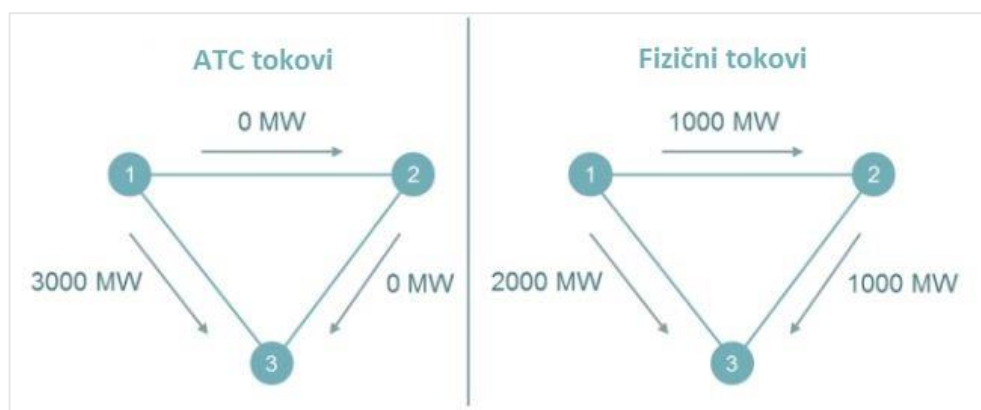


Vir: Bergh, Boury & Delarue (2016).

V prejšnjih poglavjih smo opisovali metode dodeljevanja prenosnih zmogljivosti na podlagi razpoložljivih prenosnih zmogljivosti (v nadaljevanju ATC), ki delujejo na podlagi komercialnih tokov. Višino ATC določajo sistemski operaterji na podlagi metod ENTSO-E ob upoštevanju varnostnih omejitev ter stanja sistema. Tokovi se lahko pri modelu čezmejnih prenosnih zmogljivosti gibljejo poljubno, kar pomeni, da so si komercialni ter fizični tokovi lahko popolnoma nasprotujoči. Ker tako omenjeno dodeljevanje prenosnih zmogljivosti nasprotuje vsem fizikalnim zakonom, se je ustanovil model FBMC dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti (Bergh, Boury & Delarue, 2016).

Model FBMC za razliko od modela ATC pri izračunih čezmejnih prenosnih zmogljivosti v algoritmu upošteva gibanje fizičnih tokov, kar posledično povečuje učinkovitost sistema. Zaradi manjših razlik med komercialnimi ter fizičnimi tokovi lahko na podlagi FBMC modela sistemski upravitelj dovoljuje večjo moč, ki se lahko pretaka preko individualnih daljnovodov. Za boljšo predstavbo o FBMC modelu dodeljevanja prenosnih zmogljivosti si podrobneje pogledjmo naslednji primer (Slika 6) (Thema, 2015).

Slika 6: Prikaz komercialnih tokov z metodo ATC ter fizičnih tokov



Vir: Thema (2015).

Predpostavimo, da želimo prenesti 3.000 MW iz vozlišča 1 do vozlišča 3. Pri ATC metodi dodeljevanja bi bilo to možno samo ob predpostavki, da je med dvema vozliščema (1,3) na razpolago 3.000 prenosnih zmogljivosti. Če je to tako, se vzpostavi enotna cena električne energije, v nasprotnem primeru, kjer je na razpolago manj kot 3.000 MW, se ustvarita dve različni ceni. Metoda ATC, kot že omenjeno, za razliko od metode FBMC ne upošteva fizičnih tokov. Ker dejanski fizični tok v primerjavi s komercialnim ne moremo prenesti samo po eni poti, se električna energija razporedi po celotnem sistemu. Če primerjamo isti primer preko modela FBMC, opazimo, da se električni tokovi razprostrejo čez celotno omrežje. Povezava med vozliščem 1 in 3 ne bo potekala samo po eni poti, ampak se bo razdelila ter prilagodila fizičnim tokovom po celotnem omrežju. Vseh 3.000 MW se bo razdelilo tako, da bo 2.000 MW preneseno iz vozlišča 1 v 3, 1.000 MW pa se bo preneslo preko vozlišča 2. Ob predpostavki, da imajo vse poti med vozlišči dovolj moči, se bo med vozliščema 1 ter 3 vzpostavila enotna cena električne energije (Thema, 2015).

Model FBMC je po večletnih testiranjih dokazal povečanje robustnosti in zmogljivosti sistema, njegove učinkovitosti ter ne nazadnje pozitiven učinek na povečanje družbene blaginje. Če se bo model v nadaljnjih testiranjih pokazal za optimalnega, se bo uporabil tudi pri dnevnem trgovanju. Trenutno ga uporabljajo samo države srednjeevropske Evrope, v nadaljevanju CWE regije: Belgija, Nizozemska, Francija, Nemčija ter Avstrija na trgu za dan vnaprej (Bergh, Boury & Delarue, 2016).

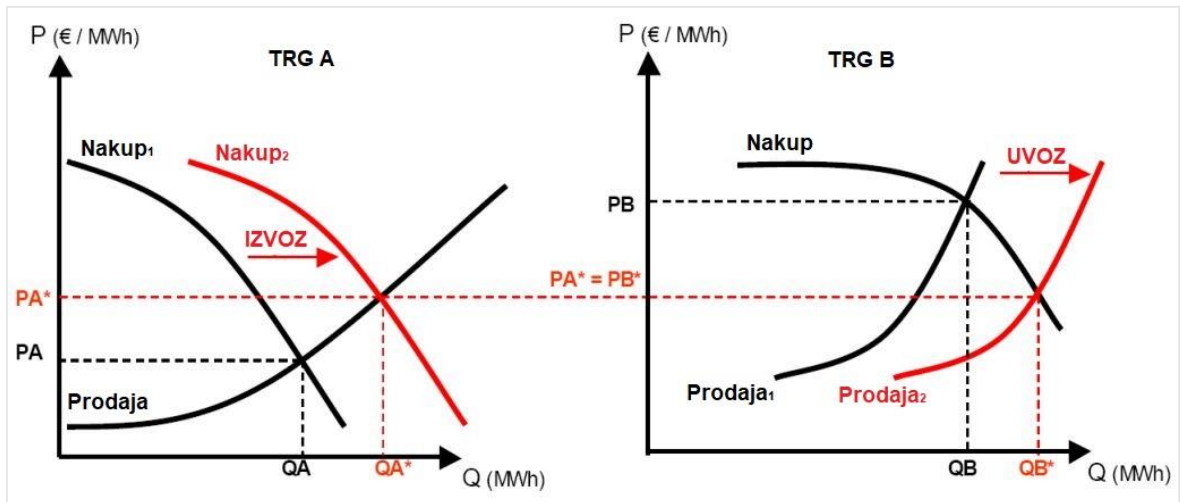
2.3 Tržno spajanje ter deljenje trga

Tržno spajanje (ang. Market Coupling) ter deljenje trga (ang. Market Splitting) sta dve izmed metod integracije sosednjih trgov. Obe metodi se zanašata na preprosto ekonomsko načelo, da trg z višjo ceno uvaža električno energijo s trga z nižjo ceno. Glavna ideja za modelom tržnega spajanja je povečanje učinkovitosti uporabe dnevnih čezmejnih zmogljivosti med območji. S tržnim spajanjem se dnevne prenosne zmogljivosti za razliko od eksplicitnega mehanizma avkcij dodeljujejo preko implicitnega mehanizma (Adamec, Indrakova & Pavlatka, 2009). Tržni udeleženci imajo tako avtomatično korist, brez potrebe po izrecnem dodeljevanju prenosnih zmogljivosti. Sam koncept je zasnovan na način, ki zahteva minimalne spremembe tržnih pravil, in katerega glavni cilj je maksimiziranje skupne družbene blaginje držav v sistemu (EPEX spot, 2018a).

V modelu tržnega spajanja obstajata dva možna scenarija, in sicer: kjer je ATC dovolj velik ter se na trgu vzpostavi isti ceni (Slika 7), ter nasprotno, kjer je ATC premajhen in se tako vzpostavi različni ceni na obeh trgih (slika 8). Prvi primer je prikazan na sliki 7, kjer je zmogljivost ATC dovolj velika za vzpostavitev enotne cene. Na sliki sta prikazana dva sosednja trga, na katerih sta se ustvarili dve različni ceni električne energije. Trg A, z nižjo ceno električne energije, ter trg B, z višjo. Po načelu tržnega spajanja bi se morala električna energija s trga A izvažati na trg B. Ob predpostavki, da

imamo med trgoma dovolj prostih čezmejnih zmogljivosti, se na trgu A cena zviša, na trgu B pa zniža. Posledično se ustvari novo tržno ravnotežje PA^* oz. t. i. cenovna konvergenca (Adamec, Indrakova & Pavlatka, 2009).

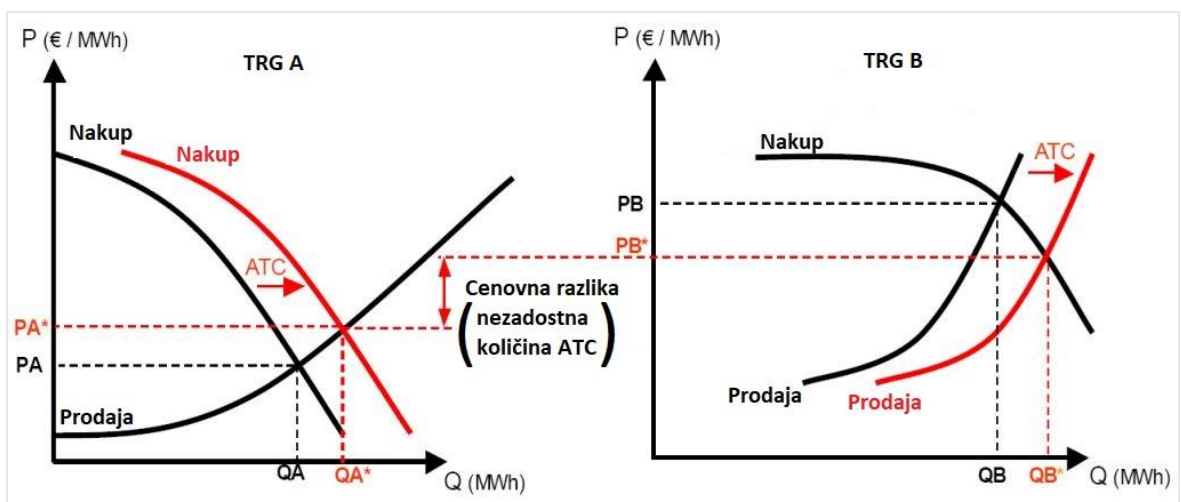
Slika 7: Model tržnega spajanja brez zamašitev



Vir: Adamec, Indrakova & Pavlatka (2009).

Zaradi slabe infrastrukture med državami se v praksi dostikrat srečujemo z drugim primerom (slika 8). Primer prikazuje situacijo, kjer med trgoma ni zadostnega števila ATC, kar posledično privede do nepopolnega tržnega spajanja oz. razlik v cenah električne energije med opazovanima trgoma. Omejeno število ATC za razliko od prejšnjega primera ne izniči nastalih cenovnih razlik med trgoma, ampak jih samo zmanjša.

Slika 8: Model tržnega spajanja z zamašitvijo



Vir: Adamec, Indrakova & Pavlatka (2009).

V teoriji poznamo dve obliki spajanja (Adamec, Indrakova & Pavlatka, 2009):

- **Cenovno spajanje trgov (ang. Price Based Coupling):** pri izračunu cen električne energije se izračunata ceni obeh trgov ter količini za uvoz ter izvoz;
- **Spajanje trgov na osnovi trgovalnih količin (ang. Volume Based Coupling):** pri izračunu cen električne energije se izračunata samo količini čezmejnih prenosnih zmogljivosti.

Kot dokaz učinkovitosti tržnega spajanja je ACER (ang. Agency for the Cooperation of Energy Regulators) opravil analizo ocenjene izgube družbene blaginje. V poročilu so primerjali podatke za obdobje 2015–2016 ter opravili simulacije tokov s tržnim spajanjem ter brez njega (Priloga 1). Največje izgube so se pojavile na mejah med Veliko Britanijo in Irsko, ter med Švico, Francijo in Italijo. Pridobljene ocene izgub družbene blaginje so potrdile učinkovitost delovanja tržnega spajanja, kar je bilo tudi glavno vodilo za njegovo implementacijo (ACER, 2017).

Poleg tržnega spajanja poznamo tudi metodo deljenja trga. Deljenje trga je zelo podobna metoda tržnega spajanja, vendar s pomembno razliko. Pri deljenju trga s prenosnimi zmogljivostmi upravlja ena borza. Deljenje trga prav tako uporablja samo eno skupno knjigo ponudb, za razliko od tržnega spajanja, kjer vsaka država ustvari svojo knjigo ponudb. Proces spajanja poteka tako na centraliziranem kot na decentraliziranem procesu (Trepper, Bucksteeg & Weber, 2015).

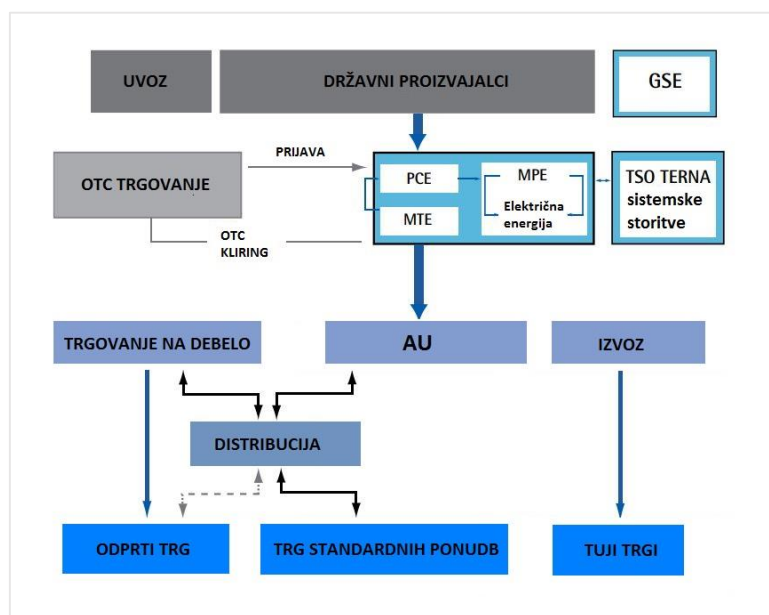
3 ITALIJANSKI TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE

Večina trgov električne energije v Evropi je bila vse do 90. let prejšnjega stoletja visoko monopolizirana. Na željo Evropske unije po večjem povezovanju ter ustvarjanju enotnega notranjega trga v Evropi je bila leta 1996 sprejeta Direktiva 96/92/EC. Z Direktivo 96/92/EC je Evropska unija želela razdreti monopolne položaje podjetij v evropskih državah ter s tem povečati konkurenčnost ter učinkovitost trgov. Začetek liberalizacije trga električne energije v Italiji lahko tako beležimo šele s sprejetjem uredbe št. 79/99 dne 16. marca leta 1999, imenovane »Decreto Bersani« (TERNA S.p.A., 2018d).

Uredba »Bersani« se je izvajala v okviru direktive EU o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo (Direktive 96/92/EC), ki je bila leta 2003 razveljavljena z Direktivo 2003/54/ES, ter 2009 z Direktivo 2009/73/ES. Po sprejetju uredbe se je predvsem zmanjšala monopolna moč podjetja Enel, kjer so del proizvodnih obratov prodali ter s povečanjem konkurence dali možnost odjemalcem pri izbiri svojega dobavitelja električne energije. Tako so po skoraj štiridesetih letih omejili pogoje naravnega monopola, kot so: proizvodnja, uvoz in izvoz ter nakup in prodaja električne energije (Vrabec, 2004). Prav tako so prevzeli ponujeno distribucijsko omrežje, ki je bilo pred uredbo »Bersani« last podjetja Enel, ter ustanovili novega neodvisnega systemskega operaterja »Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale« oz. krajše GRTN. Z

nadaljnjim deljenjem je od novembra 2005 odgovornost systemskega operaterja v Italiji prevzelo podjetje Terna, ki je še danes odgovorno za razvoj, distribucijo ter upravljanje elektroenergetskega sistema v Italiji (GUPPOHERA, 2018). Zaradi povečanja povpraševanja na italijanskem trgu z električno energijo je »Gestore dei Servizi Energetici« (v nadaljevanju GSE) ustanovil podjetje Acquirente Unico, S.p.A. (v nadaljevanju AU) z nalogo zagotavljanja razpoložljivosti električne energije za pokritje povpraševanja kupcev AU (GME S.p.A., 2018a). Za podrobnejši pregled nad shemo italijanskega trga z električno energijo glej Slika 9.

Slika 9: Shema italijanskega trga z električno energijo



Legenda: AU – podjetje, ki deluje kot posamezni kupec; GSE – vodja energetskih storitev;
MTE – terminski trg električne energije; MPE – trenutni trg oz. promptni trg;
PCE – dvostranska registracijska platforma

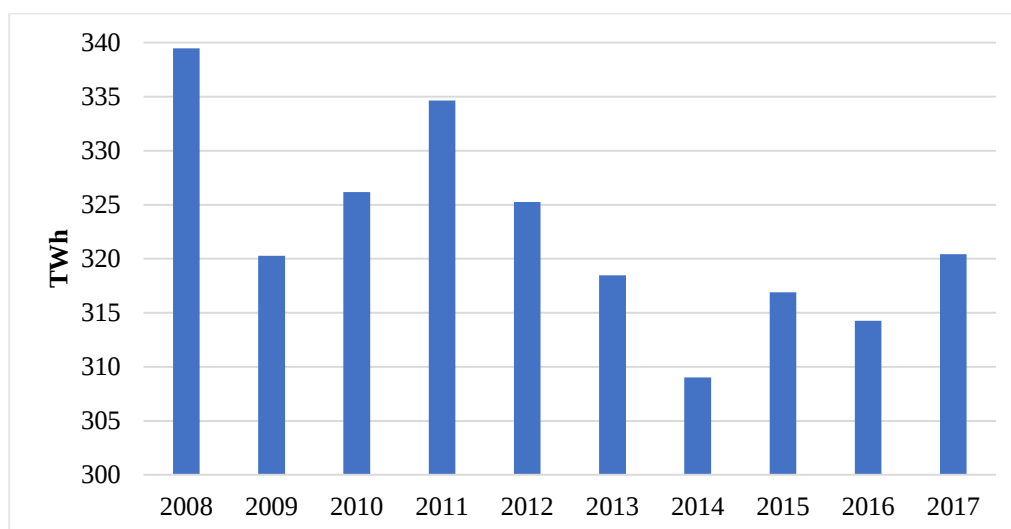
Prirejeno po Vademecum (2012).

3.1 Struktura italijanskega trga električne energije

Struktura italijanskega trga električne energije se v grobem deli na severni ter južni del države, pri čemer je večina proizvodnih obratov nameščena v razvitejšem, severnem delu Italije, večina obnovljivih virov pa na jugu Italije. Zaradi geografskih lastnosti države ter slabih povezav med obema deloma se v državi vzpostavljajo najvišje cene električne energije v Evropi. Poleg slabe povezljivosti med severom in jugom je bil eden glavnih razlogov za nastale visoke cene tudi prepoved nuklearnih elektrarn po referendumu leta 1987. Z ukinitvijo nuklearnih elektrarn v državi se je hitro pokazala nezmožnost pokrivanja celotnega povpraševanja v državi samo z lastno proizvodnjo. Razliko je Italija morala pokrivati z uvozom električne energije iz sosednjih držav, kar je ustvarilo dodatni

pritisk na uvoz. Vse od leta 1987 Italija velja za eno izmed večjih uvoznic električne energije v Evropi. Zaradi svojih prevelikih potreb po električni energiji se je dokaj hitro pojavil problem pri fizičnih omejitvah oz. prenosnih zmogljivosti na mejah države, saj te niso dovoljevale pretoka vseh potrebnih zmogljivosti v državo. Preostalo razliko so tako morali pokriti z vklapljanjem dragih elektrarn znotraj države, kar je tudi glavni razlog tako visokih cen na trgu.

Slika 10: Povpraševanje po električni energiji v Italiji



Vir: TERNA S.p.A. (2018b).

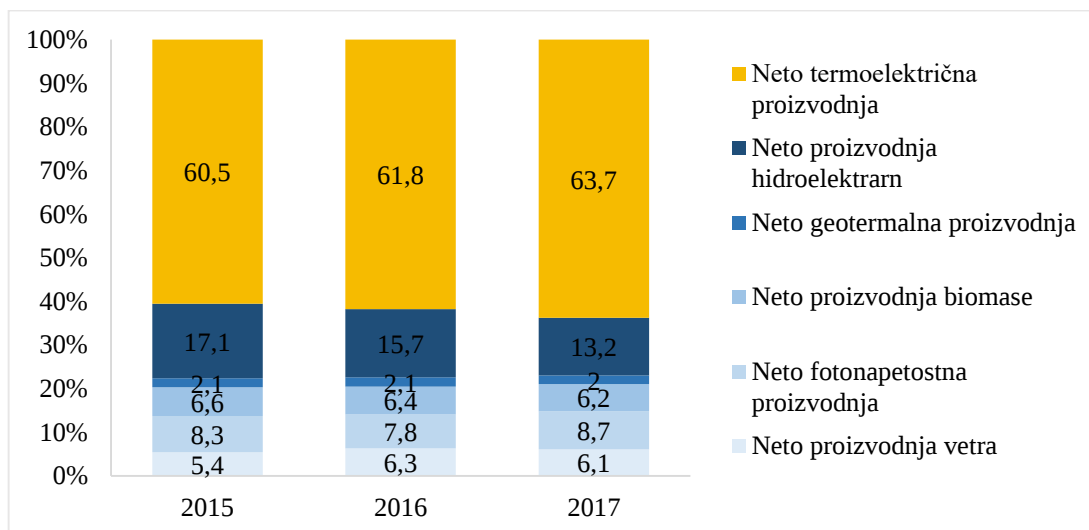
Povpraševanje po električni energiji v Italiji za obdobje zadnjih deset let prikazuje Slika 10. Iz slike je razviden trend padanja povpraševanja med leti, s povečanjem povpraševanja v zadnjih štirih letih, podrobneje v letu 2017 za 1,96 % glede na leto 2016. Glavni razlog upadanja med leti lahko pripišemo hkratnemu padcu BDP-ja Italije, ki jo je v opazovanem obdobju doletela finančna kriza ter s tem dodatno zmanjšala povpraševanje po električni energiji (Trading Economics, 2018).

Povpraševanje po električni energiji je v Italiji leta 2017 znašalo 320.438 GWh, pri čemer je izvoz znašal 5.134 GWh ter uvoz 42.895 GWh. Neto uvoz je znašal 37.761 GWh oz. 11,78 % celotnega povpraševanja. Med obdobjem od oktobra 2016 ter do februarja 2017 se je količina uvožene električne energije v severnem delu Italije močno zmanjšala v primerjavi z razpoložljivimi prenosnimi zmogljivostmi. Razlog za nižje količine uvoza v omenjenem obdobju so posledica predvsem nedostopnosti električne energije iz Francije ter težav v Evropi, ki so nastale med zimo 2016–2017 (TERNA S.p.A., 2018b).

Podrobnejši pregled nad proizvodnjo električne energije v državi je prikazan na sliki 11. Slika prikazuje pregled strukture proizvodnje zadnjih 3 let glede na izvor električne energije. Iz slike opazimo, da v Italiji prevladuje termoelektrična proizvodnja. Ta je v letu 2017 znašala 63,7 % celotne proizvedene električne energije. Sledi ji delež električne energije, pridobljene v hidroelektrarnah s 13,2 %, ter sončnih elektrarn z 8,7 %, kjer veter,

biomasa ter geotermalna proizvodnja skupaj proizvedejo le 14,6 % električne energije. Največji padec med opazovanim obdobjem je prikazan v proizvodnji energije iz hidroelektrarn in je nastal predvsem zaradi neugodnih vremenskih razmer med letom. V nasprotju s hidroelektrarnami so podoben delež v zadnjem letu beležili s povečanjem deleža sončne električne energije, iz česar lahko sklepamo, da je bilo leto dokaj suho ter sončno.

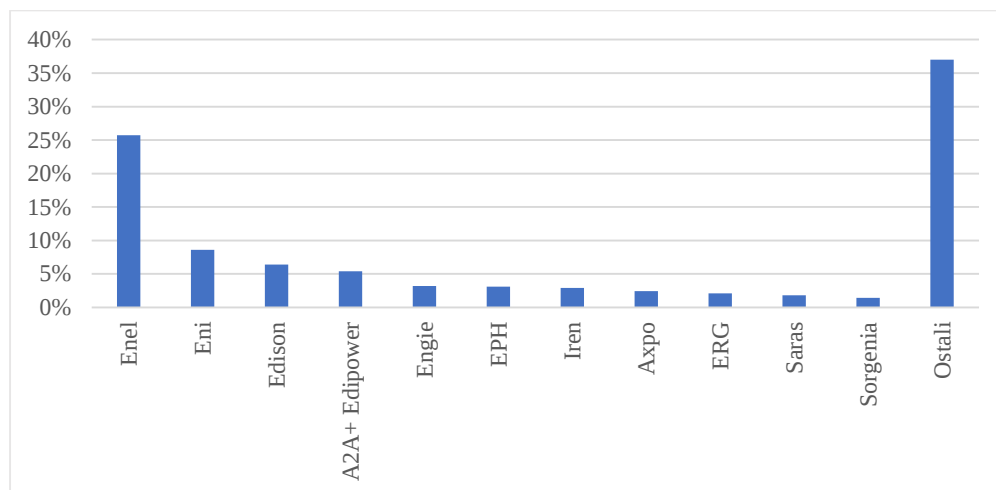
Slika 11: Neto električna proizvodnja o viru



Vir: ENTSO-E (2018b).

Poleg povpraševanja ter proizvodnje trga v Italiji je na sliki 12 prikazan tržni delež največjih proizvajalcev električne energije v državi. Kljub poskusu liberalizacije trga v Italiji pripada glavni delež proizvodnje še vedno Enelu s 25,7 % tržnim deležem. V primerjavi s prejšnjimi leti je delež ostal dokaj enak (27 %), kjer Enel skupaj z največjimi 5 podjetji proizvaja polovico celotne električne energije v državi. Ostali proizvajalci v državi proizvedejo 37 % celotne električne energije v Italiji (A2A S.p.A., 2017).

Slika 12: Tržni delež največjih proizvajalcev električne energije v Italiji leta 2015



Prirejeno po A2A S.p.A. (2017).

3.2 Trenutni italijanski trg

Trenutni oz. promptni trg (ang. Spot Market) v Italiji se deli na tri sklope, in sicer:

- **dnevno trgovanje oz. MGP (ang. Dayahead Market):** predstavlja organiziran borzni trg, kjer se srečujejo vsi tržni udeleženci. Udeleženci na italijanskem dnevnem trgu lahko trgujejo preko borze z urnimi bloki oz. bilateralno s standardiziranimi produkti. Dnevno trgovanje predstavlja najpomembnejši trg električne energije, kjer se trgujejo tudi največje količine. Trgovanje poteka za dan vnaprej.
- **znotrajdnevno trgovanje oz MI (ang. Intraday Market):** je trg, ki je namenjen dodatni optimizaciji proizvodnje ter njenemu uravnoteženju. Trg je razdeljen na avkcije, podrobneje 7 MI avkcij. Na trgu je predvideno tudi neprekinjeno trgovanje (ang. Continuous trading), imenovano Xbid, ki naj bi v Italiji začelo delovati v sredini leta 2019.
- **pomožne storitve oz. MSD (ang. Ancillary Services Market):** trg, preko katerega Terna pridobiva storitve, potrebne za upravljanje, spremljanje, uravnavanje ter kontroliranje elektroenergetskega sistema.

Celotno trenutno trgovanje se odvija preko italijanske borze Gestore dei Mercati Energetici SpA (v nadaljevanju GME). GME predstavlja prostor, kjer se na organiziran način srečujeta povpraševanje in ponudba električne energije na italijanskem trgu. Podjetje GME je leta 2000 ustanovilo podjetje GSE in je v lasti italijanskega ministrstva za gospodarstvo in finance. Podjetje GME deluje na podlagi načel nevtralnosti, objektivnosti, transparentnosti in konkurence ter je ključnega pomena pri trgovanju z električno energijo na italijanskem trgu. Na GME platformi za električno energijo (IPEX) se srečujejo vsi proizvajalci ter odjemalci z razlogom nakupa oz. prodaje električne energije. To lahko storijo preko termenskega trga (MTE), trga za upravljanje dnevnih

produktov (MPEG), dnevnih avkcij (MGP) ter znotrajdnevnih avkcij (MI). GME je prisoten tudi na trgu sistemskih storitev (MSD), kjer v imenu Terne zbira ter posreduje vse ponudbe, ter ob prijavah vseh OTC transakcij, ki so jih podjetja sklenila izven organiziranih trgov (GME S.p.A., 2018d).

3.2.1 Dnevno trgovanje na italijanskem trgu

Dnevno trgovanje na italijanskem trgu predstavlja trg z električno energijo, kjer se urni bloki električne energije trgujejo za dan vnaprej. Trgovanje poteka preko fizičnega ter finančnega načina trgovanja ter je izredno pomembno za prijavo vseh sklenjenih poslov sistemskim operaterjem preko vozniških redov. Na dnevnem trgu se sklene tudi največ poslov; v letu 2016 je bilo trgovanih 92 % celotnega trgovanja (GME S.p.A., 2016).

Cena na dnevnem trgu v Italiji se izračuna na podlagi ponudbe in povpraševanja. Algoritem preračuna ceno v vsaki coni posebej (Slika 13) ter jo nato prilagodi glede na čezmejne prenosne zmogljivosti med conami (Lin & Magnago, 2017). Če je med conami zadostno število prenosnih zmogljivosti, se v državi ustvari enotna cena, v nasprotnem primeru se za cone, kjer ni bilo zadostnega števila prenosnih zmogljivosti, cena razlikuje. Poleg individualnih con pa se na dnevnem trgu v Italiji izračuna tudi enotna sistemska cena za celotno Italijo oz. (PUN) cena, ki predstavlja uteženo ceno con v Italiji glede na podano utež.

Oddaja naročil na organiziranem italijanskem dnevnem trgu poteka preko dveh različnih sistemov, in sicer: preko terminskih pogodb, ki so zbrane na platformi Trayport, ter preko dnevne borze MPG. Terminske pogodbe se trgujejo s standardiziranimi produkti, kot so: pasovna nočna (ang. Baseload), trapezna (ang. Peakload), prvi nočni blok (ang. Off-peak I) ter drugi nočni blok (ang. Off-Peak II). Za razliko od terminskih pogodb je dnevno trgovanje preko MGP borze manj strukturirano. Udeleženci lahko oddajo ponudbe ter povpraševanja za električno energijo za vsak urni blok posebej. Najnižja urna cena, ki jo lahko udeleženci ponudijo, je 0 EUR/MWh ter najvišja 3.000 EUR/MWh. Oddaja naročil na MGP borzi je mogoča do 12.00 z rezultati, znanimi ob 12.55, za razliko od terminskega trgovanja, ki se zapre ob 12.30. Vsi sklenjeni finančni posli se knjižijo po dnevnih cenah.

3.2.2 Znotrajdnevno trgovanje na italijanskem trgu

Znotrajdnevno trgovanje je bilo prvotno ustanovljeno z namenom povečanja optimizacije proizvodnje ter njene ponovne uravnave. Udeleženci imajo z znotrajdnevnim trgovanjem možnost spreminjanja komercialnih tokov preko vozniških redov, ki so bili prijavljeni na dnevnem trgovanju, že dan pred tem. Znotrajdnevno trgovanje je tako postalo pomembno orodje, ki povečuje učinkovitost sistema s hitrejšim ter lažjim uravnoteženjem vozniških redov. S tega vidika imamo znotrajdnevno trgovanje v velikih pogledih za komplementarno okolje dnevnemu trgovanju (Vademecum, 2012).

Italijanski znotrajdnevni trg za razliko od večine evropskih trgov ne deluje po principu neprekinjenega trgovanja. Znotrajdnevni trg v Italiji deluje samo preko eksplicitnega ter implicitnega mehanizma dodeljevanja prenosnih zmogljivosti, ki se razlikuje od meje do meje ter je razdeljen na 7 avkcij. Avkcije oz. MI so razdeljeni v obdobje dveh dni, s prvim MI1, ki se odpre že na dnevnem trgovanju dan vnaprej (Vademecum 2012).

Za razliko od dnevnega trgovanja, kjer se vzpostavi enotna cena (PUN), se na znotrajdnevni trg cena ne deli na cone, zato tudi ni potrebno uteževanje. Na vsaki MI avkciji se ustvari lastna cena na podlagi vseh ponudb ter povpraševanj, ki so bila oddana na platformo za točno določen MI. Podrobnejši pregled časovnice trgovanja MI avkcij ter čezmejnih prenosnih zmogljivosti je predstavljen v Tabeli 2.

Tabela 2: Intraday avkcije (MI) na Italijanskem trgu električne energije

Ime Avkcije	Trgovalne ure	Odprtje ČPZ	Zaprtje ČPZ	Rezultati ČPZ	Odprtje trga	Zaprtje trga	Rezultati	Odprtje voznih redov	Zaprtje voznih redov
MI1	(00:00–24:00)	/	/	/	12:55	15:00	15:30	/	/
MI2	(00:00–24:00)	15:40	15:55	16:00	12:55	16:30	17:00	17:00	17:30
MI3	(4:00–24:00)	/	/	/	17:30	23:45	0:15	/	/
MI4	(8:00–24:00)	/	/	/	17:30	3:45	4:15	/	/
MI5	(12:00–24:00)	/	/	/	17:30	7:45	8:15	/	/
MI6	(16:00–24:00)	10:20	10:45	10:50	17:30	11:15	11:45	12:00	12:30
MI7	(20:00–24:00)	/	/	/	17:30	15:45	16:15	/	/

Vir: GME S.p.A. (2018c).

Legenda: ČPZ – čezmejne prenosne zmogljivosti

Vsaka MI avkcija, ki poteka na znotrajdnevni trg električne energije v Italiji, ima točno določen okvir, v katerem je potrebno oddati vse nakupe in prodaje ter jih ne nazadnje tudi prijaviti. Iz tabele 2 razberemo, da ima vsaka MI avkcija točno določene trgovalne ure dneva, kjer se z vsako naslednjo MI avkcijo skrajša število trgovalnih ur. Zamislimo si primer, kjer bi želeli prodati 15 MWh električne energije ob 15. uri oz. H15, ki se začne ob 14:00 ter konča ob 15:00. Predpostavimo, da smo postavili prenizke cenovne limite na prvih 4 MI avkcijah (časovno omejenih terminih) ter da električno energijo še vedno imamo. Če želimo uravnotežiti naročila, moramo to storiti do 5 MI avkcije, saj v kasnejših MI avkcijah H15 ne bo več trgovala. Pri vsaki MI avkciji je potrebno paziti tudi na pravočasno prijavo vozniških redov. Če z vozniškimi redi zamudimo le

za sekundo preko navedenega časa, bomo ostali neuravnoteženi, in sicer ne glede na to, da smo kupili oz. prodali električno energijo na borzi.

Znotrajdnevno trgovanje na italijanskih mejah se razlikuje od meje do meje. Na meji s Slovenijo lahko trgujemo le na dveh avkcijah: to sta MI2 ter MI6 (označeno z modro). Proces poteka po principu implicitnih avkcij. Na meji s Francijo, Avstrijo in Švico se sodeluje preko MI1, MI2 ter MI6 avkcij. Proces na teh mejah poteka po principu eksplicitnih avkcij preko avkcijske hiše JAO. Na meji z Grčijo znotrajdnevno trgovanje ne poteka. Vse ostale MI avkcije so namenjene samo uravnoteženju znotraj države.

Za izboljšanje znotrajdnevnega trgovanja v Evropi, si je Evropska komisija zadala cilj uveljaviti ciljni model izključno za znotrajdnevno trgovanje, ki temelji na neprekinjenem trgovanju in ob upoštevanju implicitnega dodeljevanja prenosnih zmogljivosti. Kot odgovor na to se je ustanovil projekt Xbid, ki ga bomo podrobneje predstavili v naslednjem poglavju (XBID, 2018a).

3.2.2.1 Projekt XBID

Projekt Xbid se je začel z združenjem borz: EPEX SPOT (predhodnji APX ter Belpex), GME, Nord Pool ter OMIE skupaj s sistemskimi operaterji iz 11 različnih držav z namenom ustvarjenja enotnega znotrajdnevnega trgovanja (11 sistemskih upravljalcev, ki so sodelovali: 50 Hertz, Amprion, APG, BritNed, Creos, Elia, Energinet.dk, Fingrid, National Grid Interconnectors, RTE, Statnett, Svenska Kraftnät, Swissgrid, TenneT BV, TenneT GmbH in TransnetBW) (XBID, 2018a).

Nastali projekt Xbid bo tako omogočal nenehno čezmejno trgovanje v različnih geografskih območjih. Njegov cilj bo ustvariti integrirano platformo, ki bo povezovala vse dnevne trge po Evropi. Xbid bo omogočal izmenjavanje električne energije večjih borz iz različnih lokacij po Evropi hkrati in ob upoštevanju čezmejnega trgovanja. Trgovanje bo nenehno, kar pomeni, da bo potekalo 24 ur na dan, 7 dni v tednu. Izmenjavanje bo potekalo na centralizirani platformi, ki bo temeljila na konceptu skupne knjige naročil trgovalnega modula (SOB), modulu upravljanja z zmogljivostmi (CMM) ter modulu za pošiljanje (SM) (XBID, 2018b).

- **Modul trgovanja (SOB)** (ang. Trading Module): sistem oz. platforma ki bo neprestano na voljo vsem udeležencem trga za trgovanje z električno energijo.

Glavni namen modula trgovanja je vodenje enotne centralizirane skupne knjige naročil, pri čemer mora sistem upoštevati določena pravila, kot so: povezovanje naročil glede na najkrajšo pot, povezovanje glede na ceno ipd. Za lažjo predstavo si pogledjmo posplošen primer spreminjanja skupne knjige SOB:

1. Trгоvec odda novo naročilo na trgovalno platformo.

2. Trgovalni sistem preveri, ali obstajajo naročila v istem območju, ki bi jih lahko med seboj povezal.
3. Trgovalni sistem preveri razpoložljivost prostih prenosnih zmogljivosti.
4. Če naročilo ni bilo izvedeno že znotraj države in če so proste čezmejne zmogljivosti, trgovalni sistem zapiše naročilo v skupno knjigo ter ga temu primerno razvrsti glede na ceno.
5. Novo naročilo je vidno v skupni knjigi naročil ter je na voljo vsem udeležencem trga.

Ob vsakem izvedenem poslu na platformi se bosta hkrati spremenila tako SOB kot CMM sistema.

- **Modul upravljanja z zmogljivostmi (CMM)** (ang. Capacity Management Module): sistem, ki omogoča nenehno dodeljevanje čezmejnih zmogljivosti uporabnikom.

Sistem upravljanja z zmogljivostmi CMM deluje na principu neprestanega preverjanja prostih čezmejnih zmogljivosti. Sistem pridobiva podatke od vseh sistemskih operaterjev ter temu primerno posodablja sistem glede na izvedena naročila na platformi. Ko bo npr. elektrika pripeljana iz Nemčije v Italijo, se bodo v nasprotno smer iz Italije v Nemčijo sprostile čezmejne proste zmogljivosti, kar bo upošteval sistem CMM ter temu primerno prilagodil novo zasedenost prenosnih zmogljivosti. Sistem bo deloval po principu implicitnih avkcij (XBID, 2018a).

- **Modul pošiljanja (SM)** (ang. Shipping Module): sistem, ki beleži vse posle znotraj Xbid platforme. Podatki so dostopni vsem udeležencem ter se delijo na posle s fizičnim pošiljanjem ter posle s finančnim pošiljanjem.

Omenjena rešitev bo postala hrbtenica trenutnega sistema in bo povezovala vse lokalne trgovalne sisteme s sistemom čezmejnih prenosnih zmogljivosti. S tem se bodo lahko naročila iz ene države povezala z naročili iz druge države, ob predpostavki, da bodo ostale proste čezmejne prenosne zmogljivosti med omenjenima državama. Sistem bo podpiral eksplicitno (od odobritvi nacionalnih regulativnih organov) in implicitno trgovanje ter bo v skladu s ciljnim modelom Evrope za integriran čezmejni trg znotraj dneva (XBID, 2018b).

Koristi Xbid sistema: povezovanje znotrajdnevnega trgovanja celotne Evrope, povečana likvidnost, povečana učinkovitost trgov, povečana družbena blaginja, povečano število produktov (trgovanje s 15 min, 30 min, 60 min produkti itd.) ter komplementarnost trgovanju za dan vnaprej (XBID, 2018c).

Projekt Xbid bo postopoma integriran med evropske države. Trenutno se načrtuje izvajanje v dveh stopnjah, s pričetkom izvajanja v drugi četrtini leta 2018. Prve države, ki bodo prevzele projekt, so: Švedska, Finska, Estonija, Latvija, Litva, Danska, Nemčija, Avstrija, Belgija, Nizozemska, Francija, Španija ter Portugalska. Italija bo projekt Xbid

predvidoma prevzela v sredini leta 2019 z drugim valom implementacij (XBID, brez datuma).

3.2.3 Pomožne storitve na italijanskem trgu

Trg pomožnih storitev (ang. Dispatching Services Market, v nadaljevanju MSD) je trg, na katerem Terna kot upravljalec prenosnega omrežja pridobiva potrebne vire za upravljanje, delovanje, spremljanje in nadzor elektroenergetskega sistema. Pridobljena električna energija je namenjena predvsem za razbremenitev znotrajconskih zamašitev, oblikovanje rezerv za energijo ter balansiranje elektroenergetskega sistema v realnem času. Na MSD trgu sklene Terna pogodbe o nakupu in prodaji z namenom pridobitve vseh potrebnih virov za lastne storitve dispečiranja (ang. Dispatching), kjer preko upravljanja električnih tokov skrbi za nemoteno delovanje elektroenergetskega omrežja.

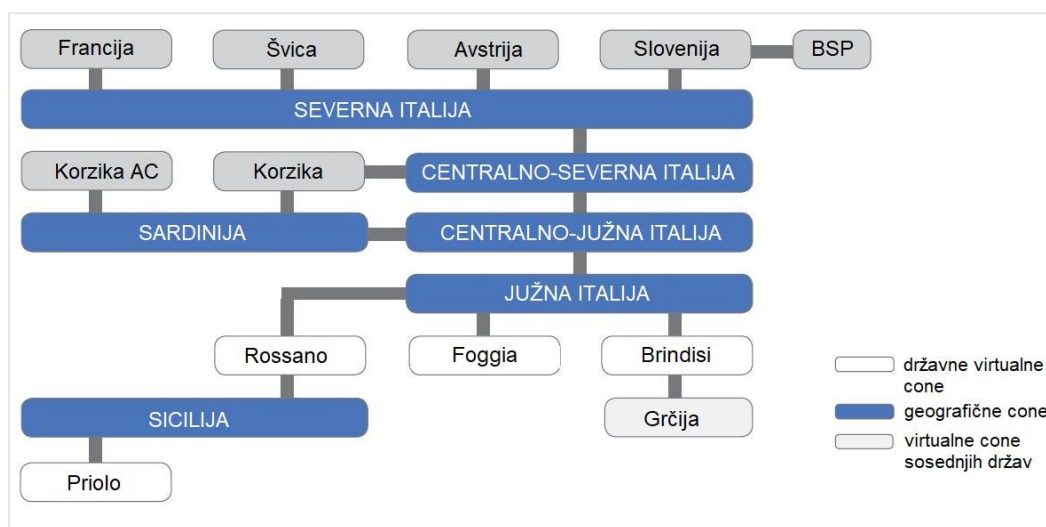
MSD sestoji iz dveh faz (A2A S.p.A., 2017):

- **ex-ante (ang. ex-ante) MSD:** predstavlja trg, kjer Terna trguje z električno energijo ter storitvami, namenjenimi za uravnoteženje sistema, in sicer izključno z namenom sprostitve zamašitev med conami ter oblikovanja sekundarnih in terciarnih rezerv. Ex-ante poteka na štirih sejah: MSD1, MSD2, MSD3 ter MSD4. Posamezni rezultati ex-ante MSD so objavljeni do 20:40 na dan pred dnevom dostave.
- **izravnalni trg (ang. Balancing Market)** (v nadaljevanju MB): kjer Terna posluje v realnem času z namenom uravnoteženja storitev za obnovitev rezerv, namenjenih uravnoteženju sistema. MB sestoji iz različnih sej (ang. Sessions), med katerimi Terna izbere ponudbe ter povpraševanja, ki se nanašajo na skupine ur istega dne, na katerih hkrati poteka seja MB. MB trenutno sestavlja 5 sej.

3.3 Cone v Italiji

Glavna značilnost italijanskega trga električne energije je njegova razčlenjenost. Elektroenergetski trg v Italiji je zaradi fizičnih omejitev, ki predstavljajo nezadostne zmogljivosti daljnovodov v državi, razdeljen na različna območja oz. na t. i. cone (Slika 13 ter Slika 21). To pomeni, da v državi prihaja do številnih zamašitev med omenjenimi conami, kjer električna energija ne more prosto prehajati med conami v državi. Omejitve prenosa med conami so določene prek računalniških modelov, ki morajo upoštevati ravnotežje med proizvodnjo in porabo električne energije ter paziti na varnost sistema. Poleg geografskih con poznamo v Italiji tudi virtualne cone. Virtualne cone predstavljajo območje večjega števila skupaj povezanih elektrarn, ki so slabše povezane s celino in jih zaradi njihove posebnosti obravnavamo kot samostojne cone. Največ zamašitev v Italiji se pojavi prav pri virtualnih conah.

Slika 13: Virtualna in geografska območja nacionalnega prenosnega omrežja



Prirejeno po Vademecum (2012).

Iz slike 13 je razvidna delitev italijanskega nacionalnega prenosnega omrežja na 3 različne vrste con, in sicer:

- 6 geografskih con: Centralno-severna Italija, Severna Italija, Centralno-južna Italija, Južna Italija, Sicilija ter Sardinija;
- 8 virtualnih con s sosednjimi državami: Francija, Švica, Avstrija, Slovenija, BSP, Korzika, Korzika AC ter Grčija. Virtualne cone so cone, ki niso neposredno povezane s fizičnimi conam.
- 4 državne virtualne cone, ki predstavljajo cone, sestavljene iz proizvodnih enot, pri katerih je zmogljivost povezave z omrežjem nižja od njihove nameščene zmogljivosti.

Elektroenergetski sistem v Italiji meji na 5 sosednjih držav. Prenosno omrežje je tako povezano s sosednjimi državami prek 22 daljnovodov: 4 s Francijo, 12 s Švico, 1 z Avstrijo, 2 s Slovenijo, ter 1 podvodni kabel z Grčijo. Poleg tega poteka podvodni kabel, ki povezuje Sardinijo in Korziko s celino (Vademecum, 2012). Trenutno je v izgradnji še dodatni kabel, ki bo povezoval Italijo s Črno goro. Predvidena izgradnja je napovedana v tretjem četrtletju leta 2019 (TERNA S.p.A., 2018b).

3.4 Proste zmogljivosti na mejah ter med conami

Nacionalno prenosno omrežje v Italiji se vsako leto nadgrajuje ter obnavlja. Glavni izvajalec pri tem je sistemski operater omrežja Terna, ki omrežje redno vzdržuje ter obnavlja. Zaradi naravnih dejavnikov vsako leto v omrežju nastanejo določene poškodbe, ki jih je potrebno nadomestiti oz. nadgraditi (TERNA S.p.A., 2018b). Evropska unija zato vsako leto nameni znatne vsote državam, ne samo za vzdrževanje omrežja, ampak tudi za njegovo širitev in posodobitev. Državam poleg denarnih sredstev dodelijo tudi terminsko

omejene roke, v katerih je potrebno dela izvesti. V nasprotnem primeru jih doleti finančna kazen. Glavni namen investicij je povečati učinkovitost povezljivosti evropskega energetskega sistema ter s tem stopiti korak bliže enotnemu notranjemu trgu. Za podrobnejši pregled nad trenutnimi zmogljivostmi vsake meje z Italijo glej Prilogo 5.

Strateški načrt systemskega operaterja Terne za razvoj omrežja in mednarodnih povezav med leti 2018–2022 je predviden v višini 2.8 mrd EUR. Povezave se delijo na meddržavne ter povezave med conami oz. znotraj države (TERNA S.p.A., 2018b).

Trenutno najpomembnejša resolucija na medconski ravni je resolucija 129/2018, ki jo predložil neodvisni organ ARERA. ARERA (ang. The Italian Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment) oz. italijanski regulativni organ za energijo, omrežje ter okolje je 8. marca 2018 objavil resolucijo 129/2018 z naslovom »Nujni ukrepi, ki se nanašajo na izhodne spodbude za prenosne storitve. Spremembe določb, ki urejajo priznanje projektov z visokim tveganjem« (ARERA, brez datuma). V resoluciji so uvedeni vsi pomembni ukrepi, naslovljeni sistemskemu operaterju Terni. Dodeljeni ukrepi so predvideni predvsem z vidika spodbujanja reševanja odprave notranjih medconskih ter meddržavnih zamašitev. Zastavljen plan resolucije 129/2018 med letoma 2019–2023 predvideva investicijo dodatnih 150 milijonov evrov z namenom odprave oz. zmanjšanja zamašitev ter povečanju družbene blaginje. Z uspešno izvedeno resolucijo bo Italija stopila korak bližje k uresničitvi evropskega notranjega trga (TERNA S.p.A., 2018b)

Poleg odprave medconskih omejitev sta v Italiji trenutno v teku tudi dva večja projekta na meddržavni ravni. Eden na italijansko-francoski meji ter drugi na novo nastali meji med Italijo in Črno goro.

Prvi projekt, imenovan "Piedmont-Savoy", bo predstavljal nov 320 kV kabel, ki bo povezoval Italijo in Francijo. Projekt bo stal okoli 415 milijonov evrov in bo razdeljen na javni ter privatni del. Za novo nastalo povezavo se je zavzela tudi Evropska investicijska banka (EIB), ki je odštela 130 milijonov evrov. Nova povezava bo dosegla 190 km ter bo zagotavljala 1.200 MW moči. Z nadgradnjo bo nova prenosna zmogljivost med državama skupaj s staro znašala 4350 MW, kar bo predstavljalo 40 % povečanje zmogljivosti med obema državama. Izgradnja povezave je planirana konec leta 2019 in z začetkom uporabe v letu 2020 (TERNA S.p.A., 2018a).

Projekt med Italijo in Črno goro je bil prvotno predviden že leta 2018, vendar je zaradi tehničnih težav bil prestavljen na leto pozneje. Prav tako se je zmanjšala moč, ki je bila prvotno ocenjena na 1.200 MW, in sicer jo je bilo potrebno zmanjšati za polovico – na 600 MW. Novo umeščeni daljnovod bo potekal pod vodo in bo predstavljal popolnoma novo povezavo, ki bo združila osrednjo Italijo z Balkanom (Baratti, 2018).

Finančne ocene vseh novih projektov, ki so planirani do leta 2030, so zapisane v desetletnem planu razvoja ENTSO-E (TYNDP, 2016). Po predvidenih simulacijah se

ocenjuje doprinos vsakega projekta posebej med 35–50 milijonov evrov na leto, kjer bo krivulja doprinosa višja za projekte, ki so planirani prvi. Vse simulacije prikazujejo samo vpliv na severnoitalijanske cone, pri čemer je potrebno omeniti, da je pri simulacijah italijansko-črnogorske meje v izračunu upoštevana začetna planirana zmogljivost 1200 MW in ne zmanjšana 600 MW.

4 EMPIRIČNA ANALIZA SPAJANJA ITALIJANSKEGA TRGA ELEKTRIČNE ENERGIJE

V empiričnem delu magistrskega dela bom na podlagi prijavljenih komercialnih tokov ter cen električne energije (vzpostavljenih na dnevnem trgu) predstavil stopnjo povezanosti med Italijo ter sosednjimi državami, ki sodelujejo v tržnem spajanju (Francija, Slovenija, Nemčija, Avstrija). Poleg državne ravni bom podrobneje predstavil tudi pregled nad tokovi med conami v državi, kjer bom analiziral komercialne tokove štirih največjih con (NORD, CNORD, CSUD, SUD) ter dodatno analiziral vzpostavljene dnevne cene vsake cone posebej. Za vsako geografsko cono bom izračunal tudi stroške izgub (CCT) ter za zaključek skušal prikazati razlike med vzpostavljenimi cenami električne energije, do katerih prihaja ob zamašitvah med conami, ter cenami električne energije, ki bi se vzpostavile, če do zamašitev ne bi prišlo.

Komercialni tokovi so vsi tokovi, preko katerih tržni udeleženci prenašajo električno energijo med sosednjimi območji. Komercialnim tokovom se ni potrebno prilagajati fizičnim tokovom in so si lahko popolnoma nasprotujoči. Vsaka končna transakcija mora biti prijavljena sistemskemu operaterju, ki ima pregled nad vsemi skupnimi prijavljenimi tokovi v državi. Skupni prijavljeni komercialni tokovi (ang. Total Scheduled Commercial Exchanges) po definiciji ENTSO-E predstavljajo vse skupne vozne rede v MW, ki so razdeljeni glede na smer in mejo (med dvema sosednjima območjema) ter na tržno časovno razporeditev iz prejšnjih prijavljenih obdobj (sem spadajo vsi prijavljeni vozni redi letnih, mesečnih, tedenskih ter dnevnih avkcij), ki so bila pridobljena tako preko eksplisitnih kot tudi implicitnih avkcij (ENTSO-E, 2018a).

Za vse prijavljene komercialne tokove sem upošteval, da tržno spajanje ni bilo učinkovito, kadar je dejanski prijavljen komercialni tok enak njegovi prenosni zmogljivosti v specifični uri, saj električna energija ni bila zmožna s polno močjo preiti iz enega območja v drugo. V tem primeru lahko govorimo o zamašenosti med območji, ki jih povzročijo nezadostne prenosne zmogljivosti. V nasprotnem primeru, kjer je prijavljen komercialni tok znašal manj, kot so bile njegove omejitve oz. neto prenosne zmogljivosti, sem to obravnaval kot učinkovito tržno spajanje. Električna energija je v tem primeru prešla med območji glede na prejete ponudbe in povpraševanja, brez omejitev čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Omenjeno predpostavko lahko potrdimo tudi z vidika cen električne energije, kjer lahko opazimo, da se ob popolnem tržnem spajanju vzpostavijo enake cene

električne energije v primerjavi z zamašitvijo, kjer se je vzpostavila razlika v cenah med obema območjema.

Za analizo sem pridobili podatke za obdobje zadnjih 3 let. Leta 2018 v analizi nisem upošteval, saj bi bili podatki z upoštevanjem samo 4 mesecev zavajajoči v primerjavi s prejšnjimi leti, kjer je v analizo vključenih vseh 12 mesecev. Razlog, zaradi katerega sem v analizi upošteval izbrano obdobje, sta ažurnost podatkov ter reprezentativno število opazovanj. Za celotno analizo 7 držav ter 4 con so bili vsi podatki analizirani na urni osnovi, kar predstavlja 26.304 števila opazovanj za vsako mejo posebej.

4.1 Podatki

Za analizo spajanja italijanskega trga električne energije sem uporabil statistične podatke, ki so dostopni na javnih spletnih straneh. Podatki o cenah električne energije na urni ravni so za Francijo, Nemčijo, Avstrijo in Švico dostopni na EPEX spot spletni strani, medtem ko so cene urnih ravni v Italiji dostopne na spletni strani italijanske borze GME. Za Slovenijo in Grčijo so podatki dostopni na njihovih borzah z električno energijo (Southpool, HTSO). Vsi podatki o cenah vseh držav članic ENTSO-E so dostopni tudi na strani ENTSO-E (Transparency Platform).

Spletna stran ENTSO-E poleg cen električne energije, ki so se vzpostavile na dnevnih borzah, razpolaga tudi s podatki o komercialnih tokovih med območji. Tu lahko pridobimo podatke za neto prenosne zmogljivosti (NTC), ter za vse prijavljene komercialne tokove. Za podrobnejšo analizo con na trgu Italije sem do podatkov dostopal na javno dostopni spletni strani GME, kjer so dostopni tudi podatki pretokov komercialnih tokov na mejah z Italijo ter znotaj samih con v državi. Vsi pridobljeni podatki so bili obdelani s programskim paketom Microsoft Office Excel 2010.

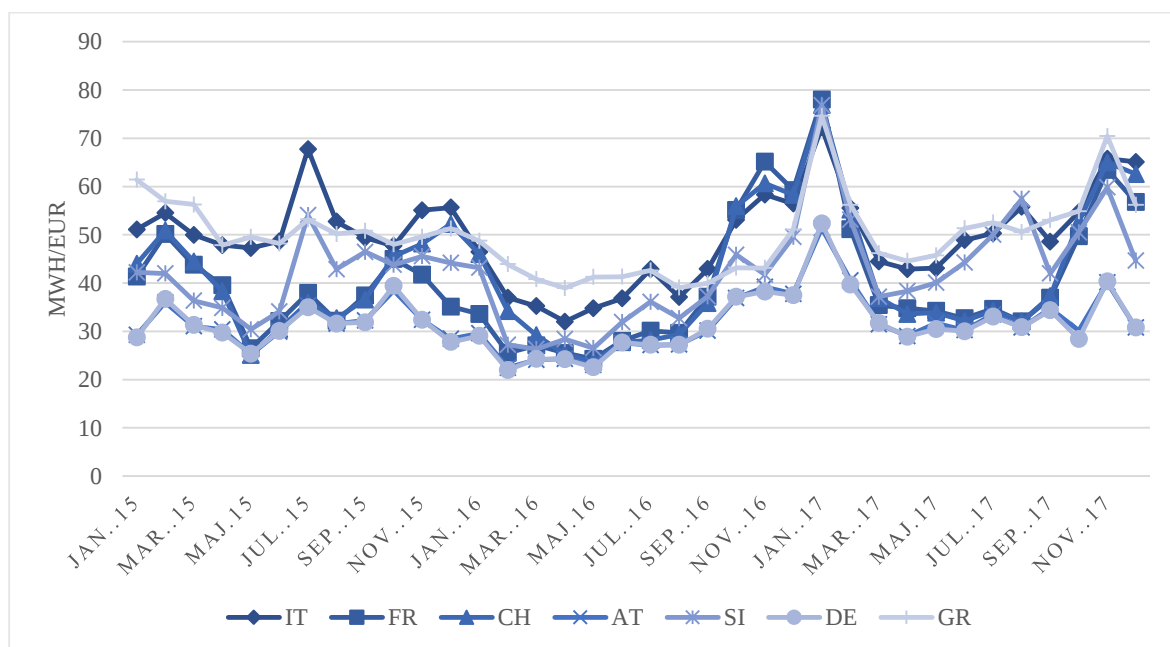
4.2 Podrobnejši pregled analiziranih držav

Italija skupaj s Francijo, Nemčijo, Avstrijo, Slovenijo in Grčijo tvori centralni južni del Evrope (CSE) (ang. Central South Europe). Čeprav Švica ne spada v omenjeno skupino, jo bom v analizi na kratko predstavil, saj si deli meje z Nemčijo, Francijo, Avstrijo in Italijo (Pellini, 2011). Za lažjo predstavo gibanja cen električne energije, ki so se vzpostavile na dnevnem trgovanju v regiji CSE skupaj s Švico, glej sliko 14. Prikazana referenčna cena Italije je enotna državna cena (v nadaljevanju PUN cena), ki prikazuje uteženo ceno vseh con v Italiji.

V Avstriji se na dnevnem trgovanju vzpostavita dve ceni, prva se imenuje EXAA (prikazana na sliki 14), ter druga EEX spot cena, ki se vzpostavi kot enotna cena tržnega spajanja med Nemčijo in Avstrijo. Zaradi večje ustreznosti je v nadaljnjih poglavjih uporabljena kot referenčna cena za Nemčijo ter Avstrijo cena EEX spot.

Gibanja povprečnih cen električne energije v opazovanem časovnem obdobju so prikazana na Slika 14. S slike je razvidno, da imata Italija in Grčija najvišje cene električne energije s povprečjem italijanske PUN cene 49.67 EUR/MWh, ter grške HTSO cene 49.81 EUR/MWh. Nasprotno imata Nemčija in Avstrija daleč najnižje cene, s povprečjem EEX spot cene v višini 31.59 EUR/MWh. Glavni razlog za tako nizke cene v Nemčiji najdemo v različni strukturi proizvodnje. Struktura proizvodnje vseh držav je prikazana na Slika 15, kjer prednjači Nemčija s 51 % deležem električne energije, pridobljene iz obnovljivih virov (predstavljajo t. i. poceni električno energijo). V primerjavi z Italijo in Grčijo se delež obnovljivih virov giblje med 25 % in 28 %, kjer je potrebno poudariti dejstvo, da tako Italija kot Grčija nimata nuklearne proizvodnje, kar dodatno vpliva na vzpostavitev visokih cen električne energije v obeh državah.

Slika 14: Mesečne povprečne cene električne energije Avstrije, Švice, Nemčije, Francije, Grčije, Italije ter Slovenije



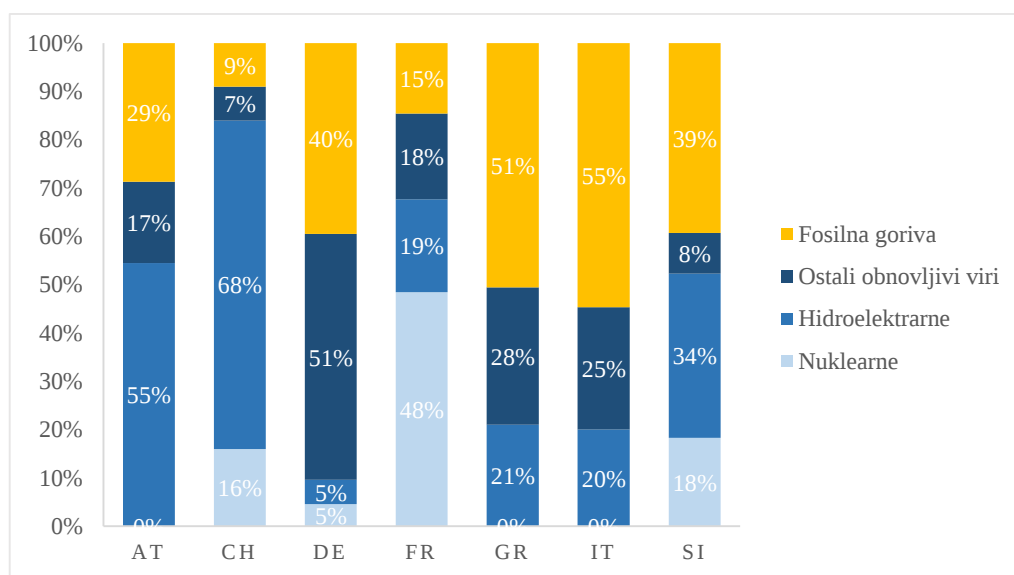
Vir: EPEX spot (2018); GME S.p.A. (2018); HTSO S.A. (2018); BSP d.o.o. (2018).

Glavni razlog za nastale razlike med cenami električne energije najdemo v strukturi proizvodnje vsake države. Pellini glavne razlike pripisuje kratkoročnim variabilnim stroškom proizvodnje električne energije, ki se odražajo s ceno goriva. Države z raznoliko strukturo proizvodnje, ki temelji predvsem na podlagi nizkocenovnih goriv (nuklearne, hidroelektrarne, lignit ter premog), imajo cenovno prednost pred državami z visoko stroškovno proizvodnjo (gorenje zemeljskega plina ter kurilnega olja). Poleg tega igra pomembno vlogo tudi heterogenost proizvodne strukture, ki lahko z dobro nastavljeno raznolikostjo pripomore k njeni učinkovitosti.

Podrobnejši pregled na strukturo proizvodnje držav v letu 2017 prikazuje Slika 15. Iz slike je razvidno prevladovanje deleža fosilnih goriv, s povprečjem 34 % med zajetimi

državami. Sledijo hidroelektrarne z 32 %, ostali obnovljivi viri 22 % deleža (sem spadajo sončne elektrarne, vetrne elektrarne, biomasa, biogoriva ter geotermalna energija) ter najmanjši delež nuklearne elektrarne z 12 % deležem. Skupna neto nameščena zmogljivost proizvodnje električne energije (ang. Net Installed Capacity) je tako v letu 2017 po podatkih ENTSO-E znašala 539.2 GW. Od tega ima Nemčija največji delež z 208.5 GW neto nameščene zmogljivosti proizvodnje električne energije, sledi ji Francija s 130.3 GW, Italija s 132.9 GW, Avstrija s 25.8 GW, Švica z 21.5 GW, Grčija s 16.1 GW ter Slovenija s 3.8 GW (Slika 16).

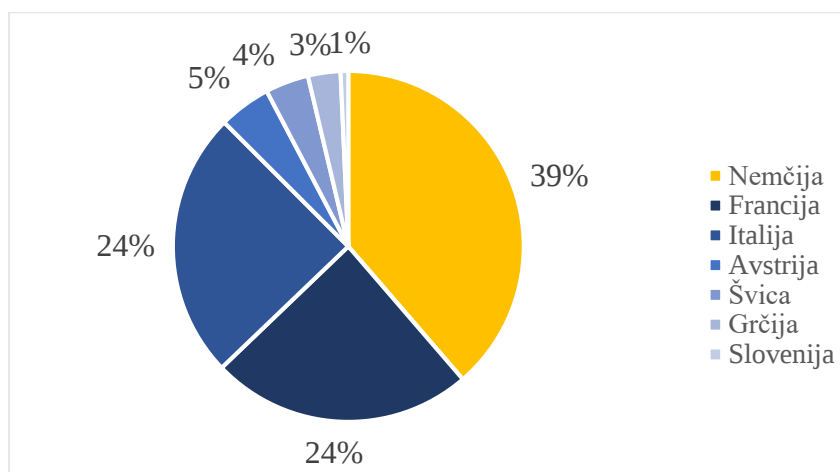
Slika 15: Neto proizvodnje zmogljivost električne energije Avstrije, Švice, Nemčije, Francije, Grčije, Italije ter Slovenije



Vir: ENTSO-E (2018b).

Nemčija je v okviru primerjanih držav največji proizvajalec električne energije Slika 16. Njena proizvodnja predstavlja 38,6 % deleža celotne proizvodnje opazovanih držav. Največji delež predstavljajo ostali obnovljivi viri s kar 51 %, sledijo jim fosilna goriva s 40 % ter hidroelektrarne in nuklearne elektrarne s 5 % deleža proizvedene električne energije. Glavno spremembo v nemški strukturi proizvodnje v zadnjih letih je povzročila jedrska nesreča v Fukušimi leta 2011. Nemčija se je po omenjeni katastrofi zavzela za takojšnje zmanjšanje lastne nuklearne proizvodnje, zato so še istega leta izklopili najstarejšo nuklearno elektrarno. Kratkoročni plan Nemčije je, da do leta 2022 popolnoma ukine nuklearno proizvodnjo ter jo nadomesti z obnovljivimi viri. Dolgoročni plan države je pokriti 80 % celotne porabe v državi z obnovljivimi viri vse do leta 2050 (AFP, 2016).

Slika 16: Delež neto nameščene proizvodnje zmogljivosti po državah



Vir: ENTSO-E (2018b).

Glavni vir pridobivanja lastne električne energije Francije je v popolnem nasprotju z Nemčijo. V Franciji predstavlja nuklearna proizvodnja kar 48 % celotne nameščene proizvodnje zmogljivosti. Sledijo ji hidroelektrarne z 19 %, ostali obnovljivi viri z 18 % ter fosilna goriva s 15 % deleža lastne proizvodnje elektrike. V Franciji trenutno obratuje 58 nuklearnih elektrarn, ki so v lasti državnega podjetja EDF. Podjetje EDF ima tako v Franciji največji delež proizvodnje, kjer nuklearni reaktorji znašajo kar 63 GW celotne nameščene proizvodnje zmogljivosti. Trenutna struktura celotne lastne zmogljivosti proizvodnje električne energije v Franciji je posledica odločitev francoske vlade, ki se je leta 1974 po prvem naftnem šoku na svetovni borzi odločila za takrat cenejšo ter »stabilnejšo« nuklearno proizvodnjo. Kljub trenutni strukturi je povprečna cena električne energije med letoma 2015 ter 2017 bila za 8.46 EUR/MWh višja v primerjavi z Nemčijo. Dolgoročni plan države, ki je nastal predvsem zaradi pritiskov evropskih direktiv o povečanju obnovljivih virov, je zmanjšati trenutno strukturo nukleark za 50 % do leta 2025 (World nuclear association, 2018b).

Italija se je leta 1987 odpovedala nuklearni proizvodnji električne energije. V največji meri so jo nadomestili s fosilnimi gorivi (55 %). Italija je pred referendumom imela 4 operativne nuklearne elektrarne, ki so sedaj zaprte. Na italijanskem trgu električne energije kljub liberalizaciji trga dominira državno podjetje ENEL, ki ima v lasti 27.7 GW neto nameščene proizvodnje zmogljivosti, kar predstavlja 20,8 % celotne nameščene zmogljivosti v Italiji. Obnovljivi viri v državi znašajo 28 % celotne proizvodnje električne energije s hidroelektrarnami na 21 % deležem. V državi trenutno največji problem predstavlja nezadostnost lastnih zmogljivosti. Z lastno neto nameščeno proizvodnjo zmogljivostjo italijanski trg ne pokriva vseh potreb po porabi, zaradi česar je postala Italija eden največjih uvoznikov električne energije v Evropi (World nuclear association, 2018a).

V Švici se večina električne energije pridobiva s pomočjo vode. Švica se zanaša na hidroelektrarne, ki predstavljajo 68 % celotne nameščene zmogljivosti proizvodnje, kar je največji delež tako pridobljene energije izmed vseh preučevanih držav. To ji omogoča visokogorska, razgibana pokrajina, od koder se voda steka v reke ter jezera. Poleg Švice ima tudi Avstrija velik delež (55%) nameščene zmogljivosti pokrite s hidroelektrarnami. Glede na podobno gorato strukturo, kot jo ima Švica, tolikšen delež ne preseneča. Preostali delež lastne proizvodnje električne energije v državi pokrivajo fosilna goriva, ki zavzemajo 29 % delež, ter ostali obnovljivi viri s 17 % proizvedene električne energije.

Grške neto nameščene zmogljivosti proizvodnje električne energije skupaj znašajo 16.1 GW. Več kot polovico vseh zmogljivosti (51 %) pokrijejo s fosilnimi gorivi. Sledi delež obnovljivih virov z 28 % ter hidroelektrarne z 21 % deležem lastne proizvodnje električne energije.

Slovenske neto nameščene zmogljivosti znašajo le 3.8 GW. Največji delež predstavljajo fosilna goriva z 39 %. Sledijo jim hidroelektrarne s 34 %, nuklearna energije z 18 % ter ostali obnovljivi viri z 8 %. V zadnjih letih se zmanjšuje delež jedrske energije, ki je pred 8 leti predstavljal kar 24 %.

4.3 Rezultati analize spajanja

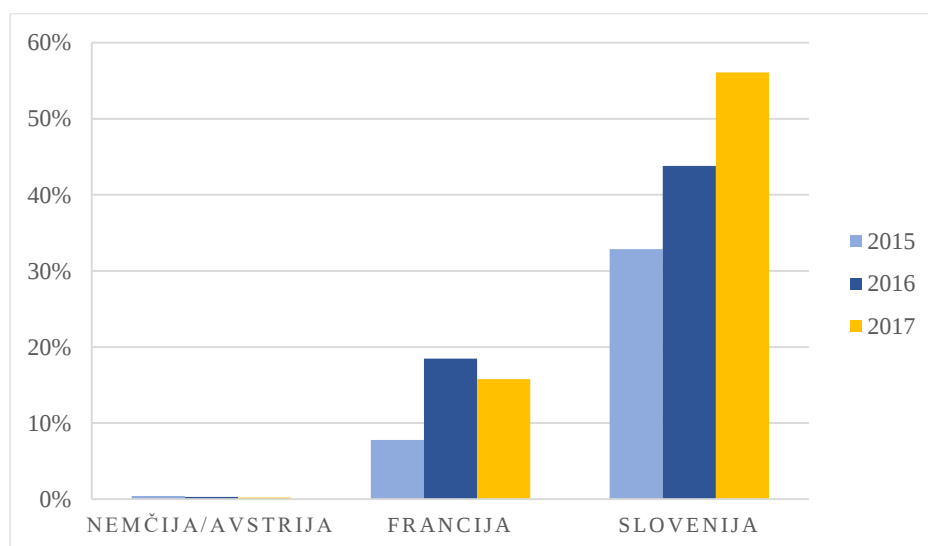
Rezultati analize spajanja med Italijo, Slovenijo, Francijo, Nemčijo in Avstrijo so prikazani na sliki 17. Delež časa, kjer je pretok električne energije med območji prehajal brez zamašitev oz. kjer se je na trgu električne energije vzpostavila enotna cena, se je v preučevanem obdobju močno razlikoval glede na vsako mejo posebej. Do največje povezljivosti je prišlo na italijansko-slovenski meji, kjer je v letu 2017 do popolnega tržnega spajanja privedlo 56,1 % celotnega trgovalnega časa. Iz slike je razvidno, da je med leti delež povezljivosti rasel. Ker se med preučevanim obdobjem maksimalna razpoložljiva fizična prenosna zmogljivost na meji ni spremenila, lahko glavni razlog za nastalo povečanje pripisujemo slabšanju temeljne ekonomske slike v regiji (države Balkana) ter posledično tudi Slovenije. Pri tem imamo v mislih predvsem ponudbo in povpraševanje, kjer odjem zadnjih treh let v omenjenih državah raste brez dodatnih izgradenj novih elektrarn. Iz slednjega sledi, da vsaka država še težje samostojno pokriva celotno povpraševanje, ki ga trg zahteva, kar posledično vpliva na višanje cen na trgu električne energije. Podrobnejši pregled cen električne energije (poglavje 4.3.1) dokazuje prav to, kako je slovenska BSP cena vsako leto trgovala višje (na nivojih Italije) ter s tem prikazala večjo povezljivost med Slovenijo in Italijo, ki je nastala zaradi slabših razmer na trgu.

Italijansko-francoska meja je v primerjavi z italijansko-slovensko mejo v letu 2017 beležila 15,8 % povezljivost trgov, kar predstavlja 102,3 % rast v primerjavi z letom 2015. Razloge za omenjeno povečanje povezljivosti najdemo v že omenjenih dejavnikih. Podrobnejši pregled cen (poglavje 4.3.2) poda podobno sliko kot pri Sloveniji, kjer so

francoske cene iz leta v leto trgovale višje ter se posledično približevale italijanskim cenovnim nivojem. Slednje je privedlo do večje povezljivosti.

Nemčija in Avstrija imata v primerjavi s Slovenijo in Francijo izredno nizko vrednost tržnega spajanja z Italijo. Glavni razlog so premajhne zmogljivosti na italijansko-avstrijski meji, kjer trenutne zmogljivosti znašajo skromnih 145 MW (Priloga 6). Podobno kot pri Sloveniji in Franciji je nemško-avstrijska EEX cena za opazovano obdobje trgovala vsako leto višje, vendar ni nikoli dosegla italijanskih nivojev, kar je privedlo do nizke stopnje tržnega spajanja. Poleg italijansko-avstrijske meje se je problem pojavil tudi na francosko-nemški meji, kjer je v letu 2017 zaradi premajhnih zmogljivosti prišlo do zamašitev 64,5 % celotnega trgovalnega časa. Do neoptimalnih pretokov energije, kjer bi območje z višjo ceno izvažalo električno energijo v območje z nižjo ceno, med sistemi ni prihajalo, saj implicitni mehanizem slednjega ne dopušča.

Slika 17: Delež časa popolnega tržnega spajanja



Vir: lastno delo.

Cenovna konvergenca dnevnih trgov električne energije nam prikazuje indikacijo ravni integracije analiziranih trgov, ki je odvisna tako od učinkovite uporabe povezovalnih vodov kot obstoječe infrastrukture. Iz analiziranih podatkov lahko razberemo, da se iz leta v leto stanje glede povezljivosti ne izboljšuje, saj se povečana povezljivost v veliki meri odraža zaradi višjih cen sosednjih držav. Če bi povezljivost gledali z vidika mehanizma tržnega spajanja, katerega cilj je prispevati k povečanju družbene blaginje, trenutnega stanja ne bi mogli opisati kot izboljšanje. Za uresničitev navedenih ciljev bi morale cene električne energije na opazovanih trgih trgovati z manjšimi cenovnimi razlikami. Države z nižjimi cenami (Nemčija/Avstrija) bi posledično izvažale v države z višjimi cenami (Italija), kar bi privedlo nižanja razlik med trgi oz. do konvergence cen ter posledično do povečanja družbene blaginje (Slika 7). Pri tako nizkih vrednostih Nemčije in Avstrije lahko opazimo, da je še veliko prostora za izboljšanje, kjer sta trga v

opazovanem obdobju v povprečju trgovala za 18 EUR/MWh nižje glede na Italijo (poglavje 4.3.3). Iz slednjega lahko povzamemo, da bodo za uresničitev evropskih ciljev za ustvarjanje enotnega trga potrebna še velika vlaganja v infrastrukturo, kjer bodo kot rezultat cene na vseh trgih trgovale z nižjimi cenami električne energije. Za podrobnejši pregled nad cenami vsake posamezne meje so podatki prikazani v naslednjih poglavjih.

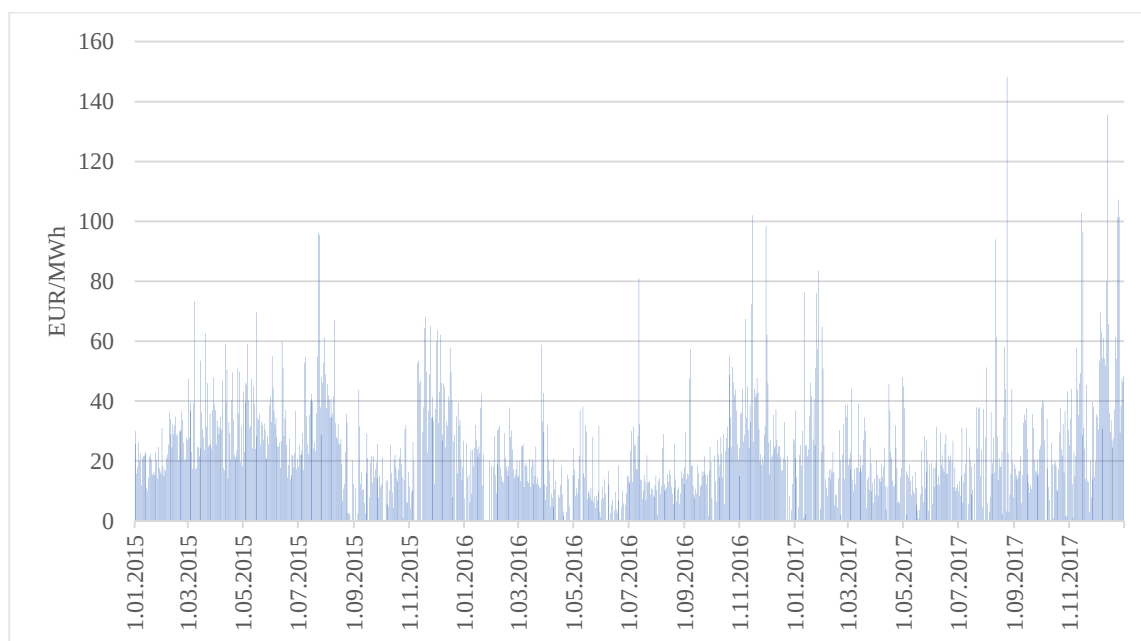
4.3.1 Analiza cen na meji med Italijo in Slovenijo

Pri analizi spajanja med Italijo in Slovenijo (Slika 18) se je kot referenčna cena upoštevala cena NORD cone, saj je ta neposredno povezana s Slovenijo. Z upoštevanjem PUN cene bi bili lahko podatki zavajajoči in bi prikazovali nižje stanje povezanosti, če bi prišlo do zamašitev med conami v Italiji. Samo za primerjavo naj navedemo, da je povprečna PUN cena v Italiji leta 2017 znašala 53.93 EUR/MWh, v primerjavi z NORD ceno Italije s povprečjem 54.41 EUR/MWh, kar predstavlja razliko v višini 0.46 EUR/MWh. Povprečna cena na italijanskem NORD trgu je v letu 2017 znašala 54.41 EUR/MWh, kar je za 27,52 % (42.67 EUR/MWh) višje glede na leto 2016 ter za 3,2 % (52.71 EUR/MWh) višje glede na leto 2015.

Povprečna cena na slovenskem BSP trgu je v letu 2017 znašala 49.53 EUR/MWh, kar je za 39,09 % (35.61 EUR/MWh) višje glede na leto 2016 ter za 19,6 % (41.41 EUR/MWh) višje v primerjavi z letom 2015. Povprečna absolutna razlika med trgoma je znašala 8.7 EUR/MWh. Minimalna absolutna vrednost razlike med trgoma je znašala 0 EUR/MWh, kar pomeni, da je v preučevanem obdobju prišlo do popolnega spajanja. Maksimalna absolutna razlika med trgoma je znašala 148.32 EUR/MWh. Do tako velike razlike je prišlo 24. 8. 2017, kjer je slovenska BSP cena znašala 199 EUR/MWh, cena na italijanskem NORD trgu pa 50.68 EUR/MWh.

Na slovenskem trgu smo beležili samo 6 ur negativnih cen, kar predstavlja 0,02 % celotnega trgovalnega časa. Povprečje negativnih cen je znašalo –14.58 EUR/MWh, v primerjavi z italijanskim trgom, kjer negativnih cen nismo beležili, saj jih sistemski operater še ne dovoljuje. Za preučevanje povezanosti med trgi je prikazan tudi Pearsonov korelacijski koeficient. Korelacijski koeficient je med leti znašal 0.69, kar predstavlja zmerno linearno povezanost.

Slika 18: Absolutna vrednost razlik med NORD in BSP ceno



Vir: lastno delo.

Slika 18 prikazuje absolutne razlike cen električne energije med italijanskim NORD trgom ter slovenskim BSP trgom za obdobje 2015–2017. Podatki so prikazani kot absolutne razlike med cenami, zato je minimalna vrednost enaka 0 EUR/MWh ter predstavlja popolno tržno spajanje oz. neizkoriščenost vseh prenosnih zmogljivosti.

Tabela 3 prikazuje podrobnejši pregled nad cenami obeh preučevanih trgov. Cene so razdeljene na kvartale, kjer so prikazane minimalne vrednosti cen obeh trgov, maksimalne vrednosti cen obeh trgov, povprečna cena ter Pearsonov korelacijski koeficient.

Iz tabele lahko opazimo, da so se v povprečju najvišje cene električne energije trgovale v letu 2017 s povprečjem 51.59 EUR/MWh, podrobneje v Q1 s 57.62 EUR/MWh. Glavni razlog za to so bile nižje temperature, ki so privedle do izklapljanja elektrarn. Velik problem so predstavljale tudi reke, saj so zaradi nizkih temperatur zamrznile (Dernovšek, 2018). V Q1 2017 se je temu primerno vzpostavila najvišja maksimalna vrednost cene v višini 206.12 EUR/MWh, kar je za 299,53 % višje od letnega povprečja. Najnižja vrednost cen na obeh trgih se je vzpostavila v Q4 leta 2017, z vrednostjo –42.93 EUR/MWh. Gibanje cen med NORD in BSP ceno je bilo skozi leta dokaj konstantno, z najvišjo stopno povezanosti v Q1 (0.805), kar predstavlja visoko linearno povezanost, ter najnižjo v Q4 (0.620), kar predstavlja zmerno linearno povezanost.

Tabela 3: Pearsonov koeficient, minimalna, maksimalna ter povprečna vrednosti cen med NORD in BSP

NORD-BSP		Pearsonov koeficient	Minimalna cena v EUR/MWh	Maksimalna cena v EUR/MWh	Povprečna cena v EUR/MWh
2015	Q1	0.699	0.01	110.74	46.13
	Q2	0.499	0.00	96.89	40.86
	Q3	0.672	0.01	146.33	52.31
	Q4	0.674	0.02	123.46	48.92
Celotno leto 2015		0.636	0.00	146.33	47.06
2016	Q1	0.815	0.01	127.65	36.17
	Q2	0.757	0.01	63.90	30.31
	Q3	0.660	6.51	147.96	37.78
	Q4	0.580	1.00	150.00	52.12
Celotno leto 2016		0.703	0.01	150.00	39.10
2017	Q1	0.901	5.20	206.12	57.62
	Q2	0.768	0.00	80.00	42.37
	Q3	0.759	4.00	199.00	50.59
	Q4	0.607	-42.93	170.00	55.80
Celotno leto 2017		0.759	-42.93	206.12	51.59

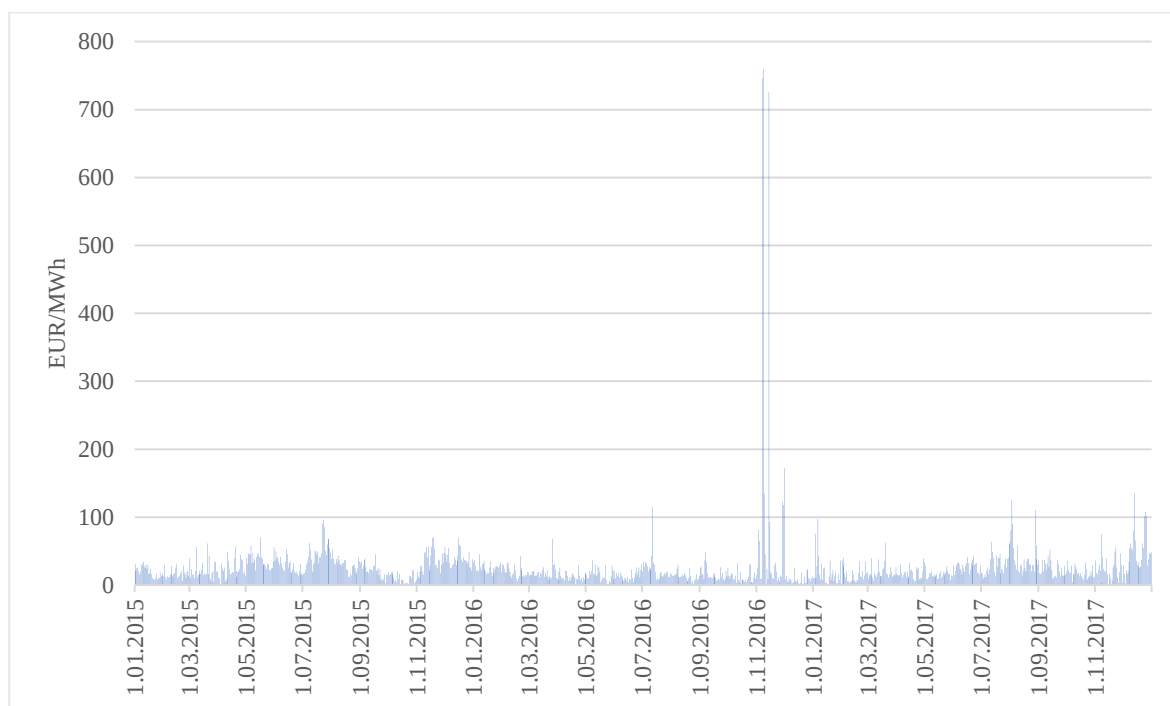
Vir: lastno delo.

4.3.2 Analiza cen na meji med Italijo in Francijo

Povprečna cena na francoskem POWERNEXT trgu je v letu 2017 znašala 44.97 EUR/MWh, kar je za 22,38 % (36.74 EUR/MWh) višje v primerjavi z letom 2016 ter za 16,87 % (38.47 EUR/MWh) višje glede na leto 2015. Povprečna absolutna razlika med trgoma je znašala 11.01 EUR/MWh. Minimalna absolutna vrednost razlike med trgoma je znašala 0 EUR/MWh, kar pomeni, da je v preučevanem obdobju prišlo do popolnega spajanja. Maksimalna absolutna vrednost razlike med trgoma je znašala 760.07 EUR/MWh. Do tako velike razlike je prišlo novembra 2016, ko je francoska POWERNEXT cena znašala 874.01 EUR/MWh, cena na italijanskem NORD trgu pa 90.00 EUR/MWh. Glavni razlog za tako visoke cene na francoskem trgu so povzročile stavke francoskih proizvodnih delavcev v nuklearnih elektrarnah (Vaughan, 2016).

Na francoskem trgu so beležili samo 6 negativnih ur s povprečjem -2.68 EUR/MWh. Pearsonov korelacijski koeficient je med leti znašal 0.61, kar predstavlja zmerno linearno povezanost.

Slika 19: Absolutna vrednost razlik med NORD in POWERNEXT ceno



Vir: lastno delo.

Slika 19 prikazuje absolutne vrednosti razlik med italijanskim NORD trgom ter francoskim POWERNEXT trgom za obdobje 2015–2017. Podatki so prikazani kot absolutne razlike med cenami, zato je minimalna vrednost enaka 0 EUR/MWh ter predstavlja popolno tržno spajanje oz. neizkoriščenost vseh prenosnih zmogljivosti.

Tabela 4 prikazuje podrobnejši pregled nad cenami obeh preučevanih trgov. Cene so razdeljene na kvartale, kjer so prikazane minimalne vrednosti cen obeh trgov, maksimalne vrednosti cen obeh trgov, povprečna cena ter Pearsonov korelacijski koeficient.

Najvišje povprečne cene električne energije so se vzpostavile v letu 2017 s povprečjem 48.95 EUR/MWh, podrobneje v Q1 s 57.20 EUR/MWh. Kot že omenjeno, je najvišjo maksimalno vrednost cen predstavljala cena v Q4 2016 v višini 874.01 EUR/MW. Najnižja vrednost cen na obeh trgih se je vzpostavila v Q2 leta 2016, z vrednostjo 10.69 EUR/MWh. Gibanje razlik med NORD in POWERNEXT ceno je bilo skozi leta dokaj konstantno, z najvišjo stopno povezanosti v Q1 (0.797), kar predstavlja visoko linearno povezanost, ter najnižjo v Q3 (0.461), kar predstavlja nizko linearno povezanost.

Tabela 4: Pearsonov koeficient, minimalna, maksimalna ter povprečna vrednosti cen med NORD-POWERNEXT

NORD-POWERNEXT		Pearsonov koeficient	Minimalna cena v EUR/MWh	Maksimalna cena v EUR/MWh	Povprečna cena v EUR/MWh
2015	Q1	0.703	3.18	115.00	48.58
	Q2	0.499	0.02	96.89	40.65
	Q3	0.467	4.17	146.33	46.33
	Q4	0.631	0.28	123.46	46.98
Celotno leto 2015		0.575	0.02	146.33	45.64
2016	Q1	0.749	1.70	127.65	34.42
	Q2	0.671	-10.69	63.90	28.80
	Q3	0.594	5.54	147.96	36.27
	Q4	0.606	10.88	874.01	59.18
Celotno leto 2016		0.655	-10.69	874.01	39.67
2017	Q1	0.939	9.64	206.12	57.20
	Q2	0.577	-2.17	80.00	38.88
	Q3	0.324	-0.87	150.04	42.94
	Q4	0.668	1.02	195.11	56.79
Celotno leto 2017		0.627	-2.17	206.12	48.95

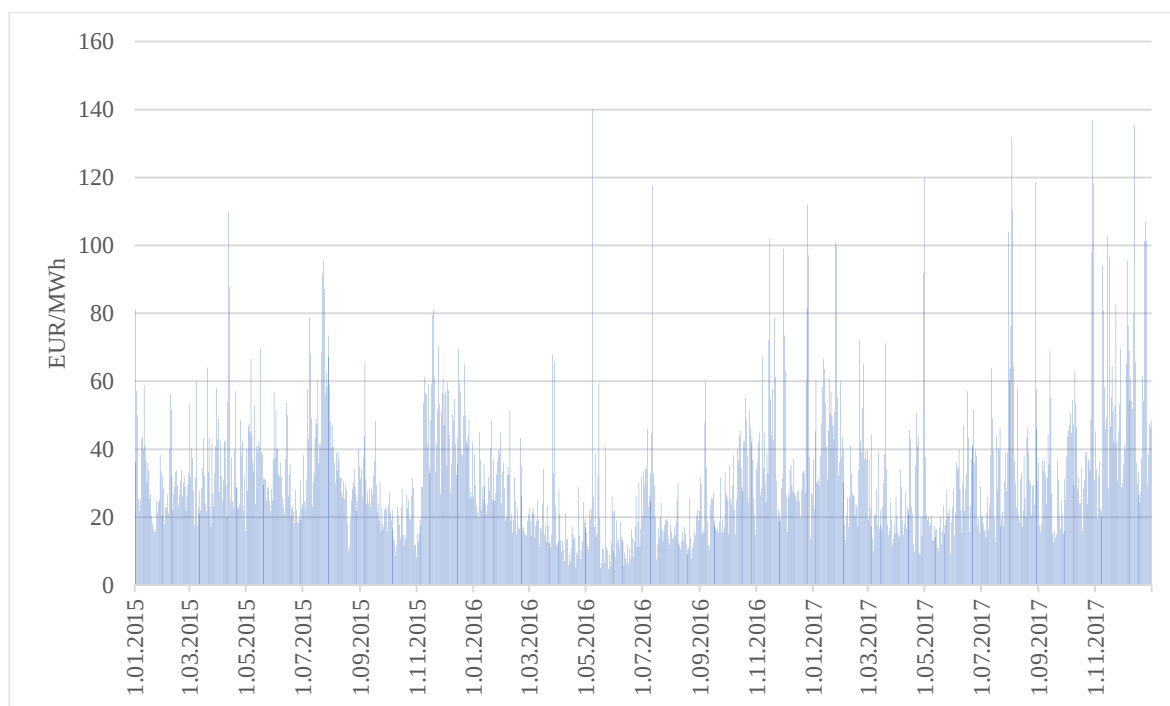
Vir: lastno delo.

4.3.3 Analiza cen na meji med Italijo in Nemčijo/Avstrijo

Povprečna cena na EEX spot trgu je v letu 2017 znašala 34.19 EUR/MWh, kar je za 17,97 % (28.98 EUR/MWh) višje glede na leto 2016 ter za 8,10 % (31.62 EUR/MWh) višje glede na leto 2015. Povprečna absolutna razlika med trgoma je znašala 18.35 EUR/MWh. Minimalna absolutna vrednost razlike med trgoma je znašala 0 EUR/MWh, kar pomeni, da je v preučevanem obdobju prišlo do popolnega spajanja. Maksimalna absolutna vrednost razlike med trgoma je znašala 140.13 EUR/MWh.

Trg EEX je beležil 369 negativnih cen, kar predstavlja 1,40 % celotnega trgovalnega časa s povprečjem -2.68 EUR/MWh. Pearsonov korelacijski koeficient je med leti znašal 0.54, kar predstavlja zmerno linearno povezanost.

Slika 20: Absolutna vrednost razlik med NORD in EEX ceno



Vir: lastno delo.

Slika 20 prikazuje absolutne vrednosti razlik med italijanskim NORD trgom ter nemško-avstrijskim EEX trgom za obdobje 2015–2017. Podatki so prikazani kot absolutne razlike med cenami, zato je minimalna vrednost enaka 0 EUR/MWh ter predstavlja popolno tržno spajanje oz. neizkoriščenost vseh prenosnih zmogljivosti.

Tabela 5 prikazuje podrobnejši pregled nad cenami obeh preučevanih trgov. Cene so razdeljene na kvartale, kjer so prikazane minimalne vrednosti cen obeh trgov, maksimalne vrednosti cen obeh trgov, povprečna cena ter Pearsonov korelacijski koeficient.

Povprečne trgovalne vrednosti cen med preučevanim obdobjem so bile relativno konstantne. Najvišje povprečne cene električne energije so se vzpostavile v letu 2017 s povprečjem 44.31 EUR/MWh, podrobneje v Q1 s 50.39 EUR/MWh. Vse maksimalne cene so bile vzpostavljene na italijanskem NORD trgu, v nasprotju z minimalnimi vrednosti cen, ki so bile vse vzpostavljene na EEX trgu. Najvišja maksimalna vrednost cen je ponovno predstavljala cena v Q1 2017 (206.12 EUR/MW) zaradi nizkih temperatur v januarju 2017 v vzhodnem delu Evrope (Magnusson, 2017). Najnižja vrednost cen na obeh trgih se je vzpostavila v Q2 leta 2016 z vrednostjo –130.09 EUR/MWh, ki je nastala v nedeljo 8. 5. 2016. Gibanje cen med NORD in EEX ceno je bilo skozi leta dokaj konstantno z najvišjo stopno povezanosti v Q1 (0.717), kar predstavlja visoko linearno povezanost, ter najnižjo v Q3 (0.424), kar predstavlja nizko linearno povezanost.

Tabela 5: Pearsonov koeficient, minimalna, maksimalna ter povprečna vrednosti cen med NORD-EEX

NORD-EEX		Pearsonov koeficient	Minimalna cena v EUR/MWh	Maksimalna cena v EUR/MWh	Povprečna cena v EUR/MWh
2015	Q1	0.661	-46.97	110.74	42.17
	Q2	0.497	-79.94	96.89	38.48
	Q3	0.479	-29.93	146.33	44.82
	Q4	0.524	-23.06	123.46	43.27
Celotno leto 2015		0.540	-79.94	146.33	42.18
2016	Q1	0.704	-38.45	127.65	32.60
	Q2	0.538	-130.09	63.90	28.25
	Q3	0.507	-0.90	147.96	34.25
	Q4	0.546	-67.09	150.00	48.07
Celotno leto 2016		0.574	-130.09	150.00	35.79
2017	Q1	0.786	-27.08	206.12	50.39
	Q2	0.400	-74.92	80.00	36.82
	Q3	0.287	-67.05	150.04	42.04
	Q4	0.541	-83.06	170.00	47.99
Celotno leto 2017		0.503	-83.06	206.12	44.31

Vir: lastno delo.

4.4 Rezultati analize con v Italiji

V tem delu analize želim prikazati trenutno zasedenost med največjimi conami v Italiji ter hkrati prikazati smer toka v državi. Cone v Italiji se delijo na 6 geografskih con, 4 nacionalne virtualne cone ter 8 tujih virtualnih con (Slika 13 in slika 21). Ker so vse omenjene cone povezane preko različnih tipov vodov z različnimi zmogljivostmi, se analiza omenjenih con lahko zelo zakomplicira, zato se bom v tem delu analize posvetil sam najpomembnejšim conam, t. i. makro conam. Pri analizi con v Italiji sem tako dal poudarek geografskim conam, podrobneje štirim največjim geografskim conam. Vse cone so vidne na Slika 21, kjer severna Italija predstavlja NORD cono, centralno-severna Italija CNORD cono, centralno-južna Italija CSUD cono, ter južna Italija SUD cono.

Sardinija in Sicilija sta iz analize izvzeti. Glavni razlog za njuno izključitev v analizi so njune številne in različne vrste povezav, ki izhajajo iz geografske lege con. Cona Sicilije je povezana preko nacionalne virtualne cone (Rossano), kjer so njene prenosne zmogljivosti dokaj omejene. Poleg nje je del povezav Sardinije s celino prav tako povezan preko virtualne nacionalne cone (Corsica), ki je neposredno povezana s centralno-severnim delom Italije. Vse omenjene virtualne cone bi tako prikazale izredno skromne

deleža povezljivosti, ki bi jih bilo potrebno razvrstiti v različne skupine, saj predstavljajo različne vrste povezav. Obe coni sta vključeni v stroškovno analizo v poglavju 4.5.

Slika 21: Geografske cone v Italiji

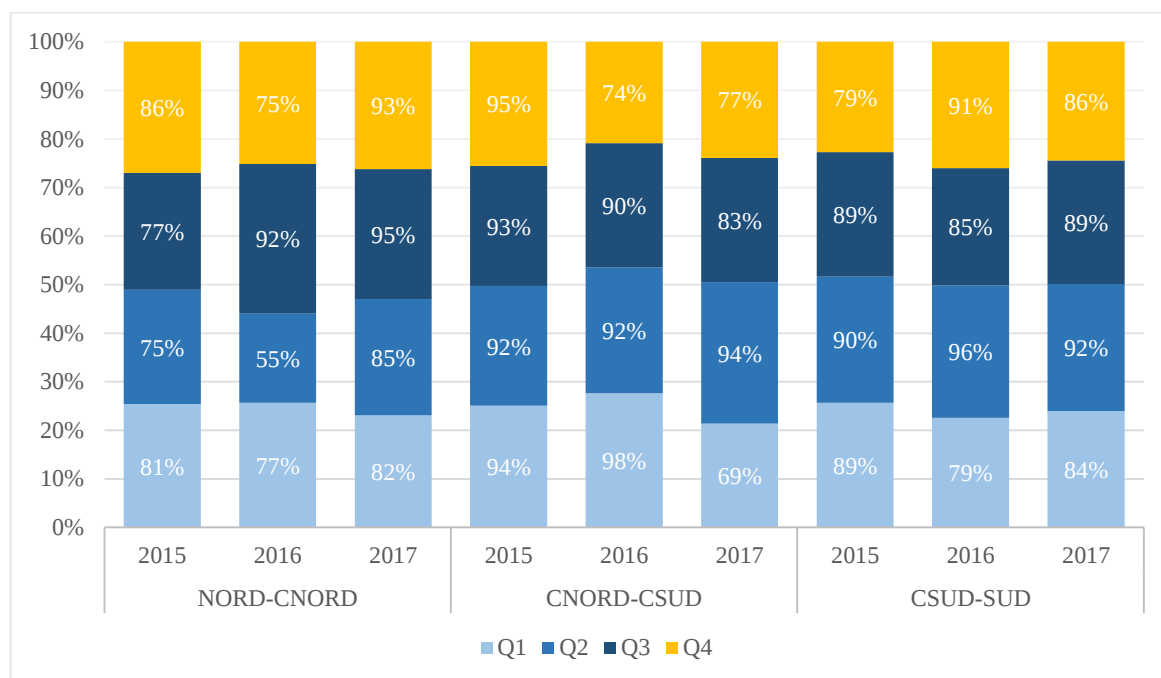


Prirejeno po Vademecum (2012).

Podobno kot v prejšnji analizi so bili tudi tokrat analizirani komercialni tokovi ter njihova zasedenost. Podatki, pridobljeni z GME spletne strani, prikazujejo čas med obema analiziranima conama, kjer je tok prehajal prosto in brez omejitve prenosnih zmogljivosti, ki so bile v danem trenutku na voljo. Za podrobnejši pregled dogajanja med letom so podatki razdeljeni na kvartale.

Iz Slika 22 lahko razberemo, da med leti ni prihajalo do večjih sprememb. Delež časa, kjer je prihajalo do zamašitev med conami, je bil med leti dokaj konstanten, a z manjšim padcem med conama CNORD-CSUD v Q2. Najstabilnejše obdobje med analiziranim obdobjem je predstavljal Q3 s povprečjem 88,1 %. Nasprotno pa je do največ zamašitev prihajalo v Q1 s povprečjem 83,6 %.

Slika 22: Delež časa popolnega tržnega spajanja med conami NORD-CNORD-CSUD-SUD



Vir: lastno delo.

Analiza je prikazala dokaj stabilno sliko zasedenosti med 4 največjimi območji. Trend zasedenosti med leti prav tako kaže konstanto stagnacijo v zadnjih 3 letih, kar se da razložiti tudi preko investicij v notranje omrežje. Med preučevanim obdobjem sicer ni prišlo do večjih nadgradenj medconskih povezav, maksimalne zmogljivosti so vsa leta ostale enake. Kljub nizki povprečni ravni zasedenosti v višini 14,6 % obstaja prostor za izboljšave. Podrobnejša analiza cen med conami je prikazana v naslednjih poglavjih.

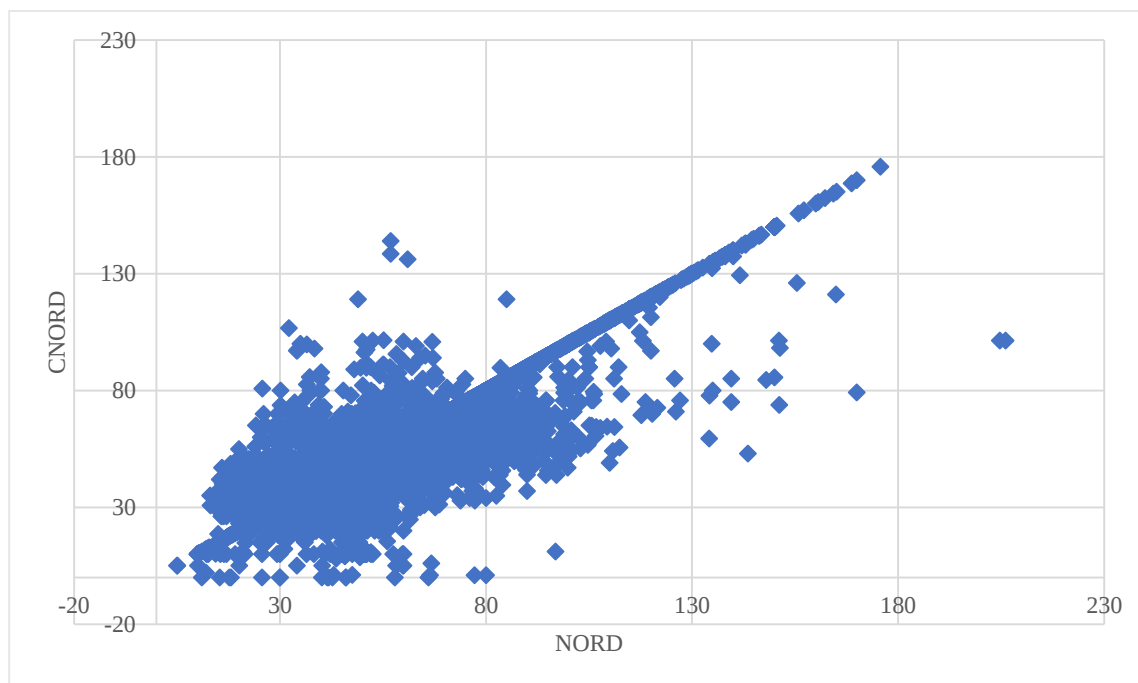
4.4.1 Analiza cen med conama CNORD-NORD

Delež časa, kjer sta ceni med preučevanima conama CNORD ter NORD trgovali enako, je v obdobju 2015–2017 znašal 81,19 % trgovalnega časa. Gledano po letih je 2017 delež vrednosti znašal 88,9 %, v letu 2016 74,6 % ter v letu 2015 80,0 %. Povprečna vrednost NORD cone je med leti znašala 49.89 EUR/MWh, kar je najvišja vrednost vseh preučevanih con v danem obdobju. Povprečna vrednost CNORD cone je bila nižja za 0.58 EUR/MWh z vrednostjo 49.31 EUR/MWh, kar nam pove, da se je električna energija pretakala z juga Italije proti severu Italije. Prikazani rezultati nas ne presenečajo, saj je severni del Italije bolj razvit, z več proizvodnje ter temu primerno tudi porabe.

V preučevanem obdobju je najstabilnejši kvartal z najmanj zamašitvami predstavljal obdobje Q3 88,1 % v nasprotju z najslabšim kvartalom Q2 (71,8 %). Najvišje vrednosti so bile v obeh primerih vzpostavljene v letih 2017, kjer je NORD cena znašala 54.41

EUR/MWh ter CNOD 54.07 EUR/MWh. V nasprotnem primeru sta se najnižji ceni vzpostavili v letu 2016, kjer je NORD znašal 42.67 EUR/MWh, CNORD pa 42.55 EUR/MWh.

Slika 23: Vrednosti cen CNORD ter NORD cone v EUR/MWh



Vir: lastno delo.

Slika 23 prikazuje točkovne vrednosti cen, ki so se vzpostavile med conama NORD in CNORD za obdobje 2015–2017. Vse vrednosti, ki potekajo po sredini grafa, predstavljajo cene električnih energij, kjer ni prišlo do zamašitev oz. so se vzpostavile enake cene med obema conama. Vse vrednosti, ki potekajo nad premico, predstavljajo vrednosti, kjer je CNORD cona trgovala višje od NORD cone. Obratno velja za vse vrednosti, ki trgujejo pod premico.

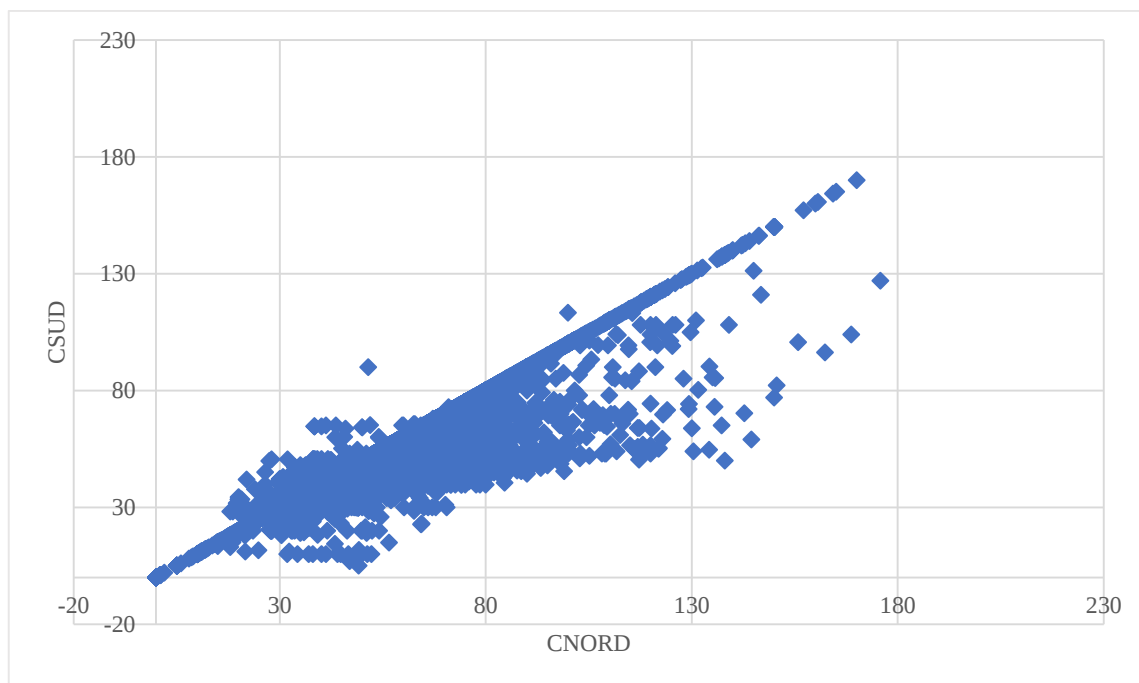
4.4.2 Analiza cen med conama CSUD-CNORD

Delež vrednosti časa, kjer sta ceni med preučevanima conama CSUD ter CNORD trgovali enako, je v obdobju 2015–2017 znašal 87,51 % trgovalnega časa. Gledano po letih je v 2017 delež vrednosti znašal 80,76 %, v letu 2016 88,40 % ter v letu 2015 93,54 %. Povprečna vrednost CSUD cone je med leti znašala 47.96 EUR/MWh in je bila nižja za 1.35 EUR/MWh, kar pomeni, da se je pretok električne energije ponovno pretakal z juga Italije proti severu Italije.

V preučevanem obdobju je najstabilnejši kvartal z najmanj zamašitvami predstavljalo obdobje Q2 (92,6 %), kjer je najslabši kvartal Q4 znašal le (82,2 %). Najvišje vrednosti so bile v obeh primerih vzpostavljene v letih 2017, kjer je CNORD cena znašala 54.07

EUR/MWh ter CSUD 51.61 EUR/MWh. V nasprotnem primeru sta se najnižji ceni vzpostavili v letu 2016, kjer je CNORD znašal 42.55 EUR/MWh, CSUD pa 41.59 EUR/MWh.

Slika 24: Vrednosti cen CSUD ter CNORD cone v EUR/MWh



Vir: lastno delo.

Slika 24 prikazuje vrednosti cen, ki so se vzpostavile med conama CSUD in CNORD v obdobju 2015–2017. Iz slike je razvidno, da so večino opazovanega časa cene v coni CSUD trgovale pod cenami v coni CNORD.

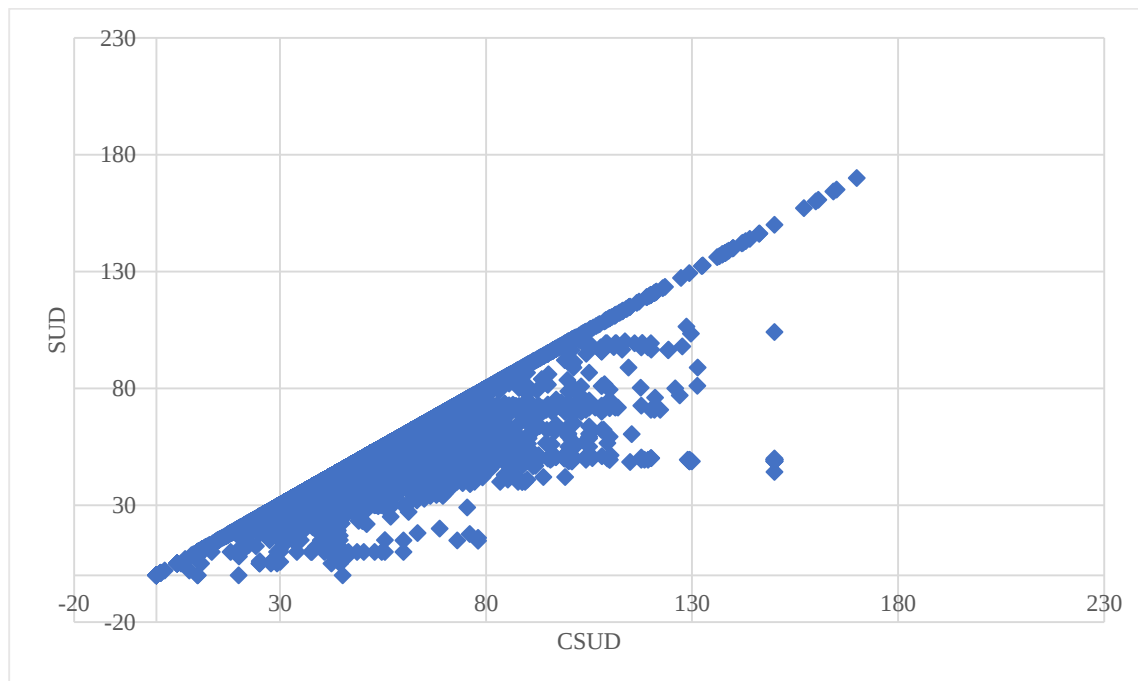
4.4.3 Analiza cen med conama SUD-CSUD

Delež vrednosti časa, kjer sta ceni med preučevanima conama SUD ter CSUD trgovali enako, je v obdobju 2015–2017 znašal 87,38 % trgovalnega časa. Gledano po letih je v 2017 delež vrednosti znašal 87,85 %, v letu 2016 87,88 % ter v letu 2015 86,37 %. Povprečna vrednost SUD cone je med leti znašala 46.47 EUR/MWh, kar predstavlja najnižjo vrednost vseh preučevanih con v danem obdobju. Povprečna cena je bila za 1.48 EUR/MWh nižja od CSUD cone, kar predstavlja najvišjo razliko preučevanih con. Omenjena razlika nam pove, da je med conama CSUD-SUD prihajalo do najvišjih cenovnih razlik ob zamašitvah ter predstavlja pomembno cenovno ozko grlo.

V preučevanem obdobju je najstabilnejši kvartal z najmanj zamašitvami predstavljal obdobje Q2 (92,5 %), kjer najslabši kvartal Q1 ni zaostajal veliko (84,1 %). Najvišje vrednosti so bile v obeh primerih vzpostavljene v letih 2017, kjer je CSUD cena znašala 47.96 EUR/MWh ter SUD 49.80 EUR/MWh. V nasprotnem primeru sta se najnižji ceni

vzpostavili v letu 2016, kjer je CSUD znašal 41.59 EUR/MWh, SUD pa 40.37 EUR/MWh.

Slika 25: Vrednosti cen SUD ter CSUD cone v EUR/MWh



Vir: lastno delo.

Slika 25 prikazuje vrednosti cen, ki so se vzpostavile med conama SUD in CSUD med obdobjem 2015–2017. Iz slike razberemo, da SUD cena v nobenem primeru ni bila višja od CSUD cene.

Pri pregledu razlik med conami je jasno prikazana smer pretoka električne energije v državi. Z najnižjimi povprečnimi vrednostmi v SUD coni ter najvišjimi v NORD coni opazimo, da električna energija potuje z juga Italije proti severu Italije ter se občasno zamaši med vmesnimi conami CSUD ter CNORD. Do največjih cenovnih razlik je prišlo ob zamašitvah med CSUD-SUD conama v višini 1.48 EUR/MWh, kar predstavlja najšibkejšo povezavo opazovanih geografskih con. Z vsako novo nastalo zamašitvijo v posameznih urah se nato na podlagi ponudbe v coni vzpostavi nova višja marginalna cena.

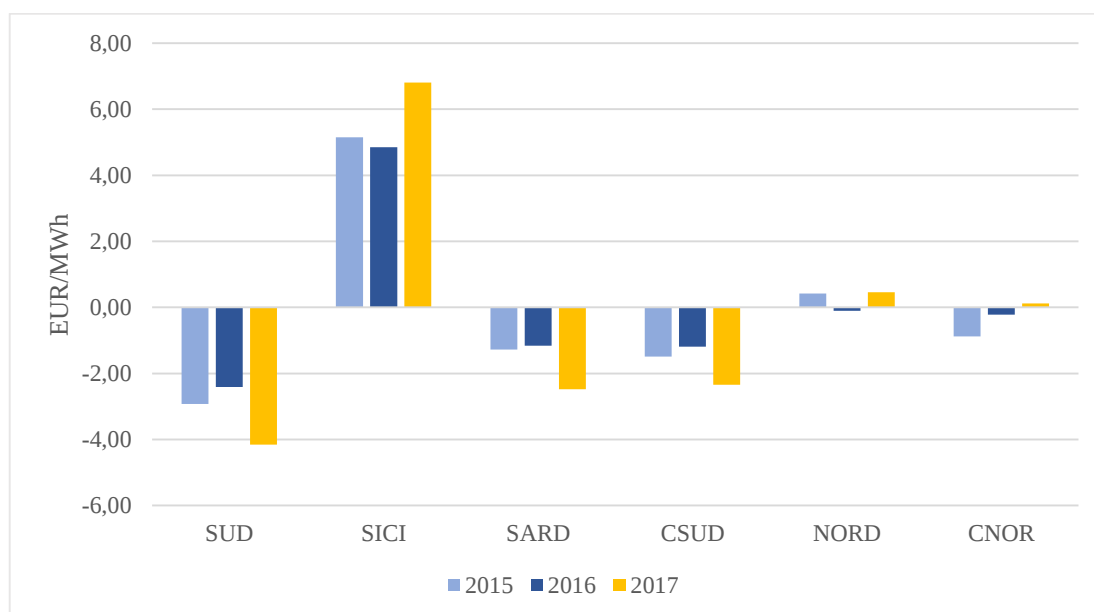
4.5 Stroški zamašitev glede na cone

Stroške zamašitev (v nadaljevanju CCT) po conah lahko izračunamo po naslednji enačbi (A2A S.p.A., 2017):

$$CCT = \text{Cena cone} - \text{PUN cena} \quad (3)$$

Za izračun CCT sem upošteval vseh 6 geografskih con (Slika 26). Najvišje vrednosti izmed vseh opazovanih con prikazuje cona SICI (Sicilija) s povprečno vrednostjo 6.8 EUR/MWh v letu 2017. Sicilija je poleg NORD cone v primerjavi z ostalimi opazovanimi conami edina beležila pozitivne vrednosti, kar pomeni, da so bile dosežene cene v Siciliji višje od enotne PUN cene. Prikazane CCT vrednosti potrjujejo, da je v coni Sicilije prihajalo do največ zamašitev, kjer so cene dosegale najvišje vrednosti v Italiji. To lahko pojasnimo s slabimi povezavami sicilske cone z južno Italijo, kjer kot vmesni člen nastopa virtualna mikro cona Rossano. Poleg Sicilije opazimo celoten porast CCT vrednosti za leto 2017 v primerjavi s prejšnjima letoma, ki sta prikazali dokaj podobne vrednosti. Visoke vrednosti v letu 2017 glede na leto 2016 lahko pripišemo višjemu povpraševanju po električni energiji na italijanskem trgu.

Slika 26: Stroški zamašitev glede na cone



Vir: lastno delo.

4.6 Analiza enotne ter neomejene cene v Italiji

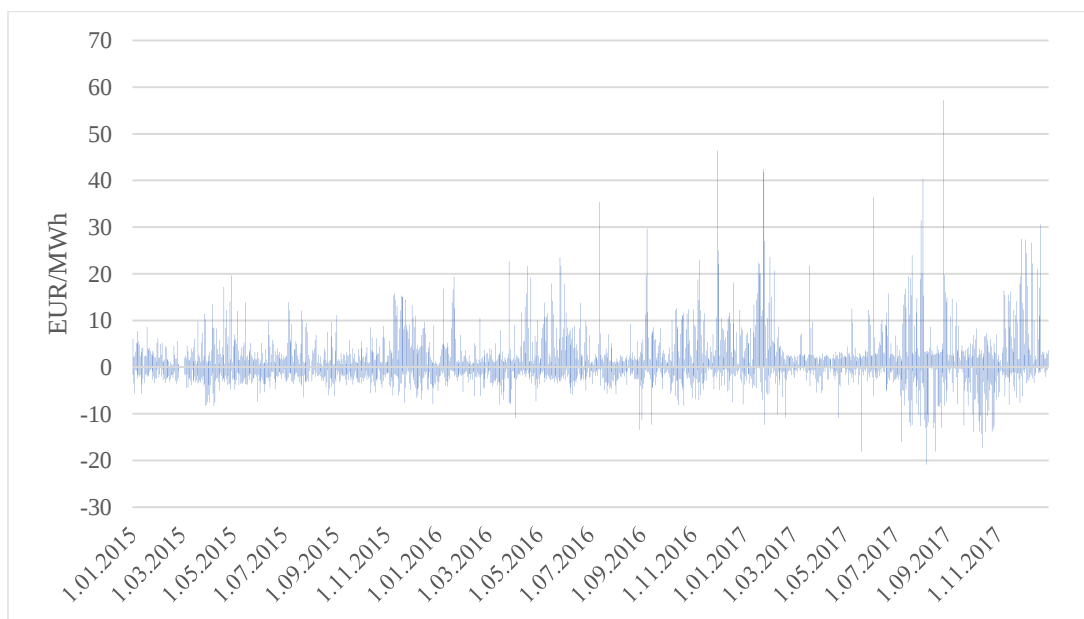
V zaključku bom analiziral trenutno vzpostavljene cene v Italiji, ki so izražene preko PUN cene ter neomejeno ceno (ang. Unconstrained Price). Neomejena cena je izračunana izključno samo na trgu Italije in je posebnost v Evropi. Neomejena cena prikazuje cene,

ki bi se vzpostavile, če bi med conami električna energija prehajala brez omejitev prenosnih zmogljivosti. Vrednosti neomejene cene so izračunane preko posebnega algoritma in so dostopne preko GME spletne strani (GME S.p.A., 2018b).

Delež časa, kjer se je cena med italijanskimi conami vzpostavila enako, kot bi se ob predpostavki zadostnega števila prenosnih zmogljivosti, je v letu 2017 znašal 8,7 % celotnega trgovalnega časa. Prikazana vrednost predstavlja 52,74 % povišanje glede na leto 2016 (5,7%) ter 155 % povečanje glede na leto 2015 (3,4 %). Povprečna vrednost PUN cene med preučevanim obdobjem je znašala 49.64 EUR/MWh v primerjavi z neomejeno ceno, ki je znašala 48.95 EUR/MWh. PUN cena je bila tako v preučevanem obdobju za -0.69 EUR/MWh nižja, kar predstavlja razliko v višini 1,41 %. Največje razlike so beležili v letu 2017 s povprečjem 1.27 EUR/MWh pod PUN ceno, kar predstavlja 69,33 % rast v primerjavi z letom 2016, kjer je povprečna razlika znašala 0.75 EUR/MWh. Podobno kot v prejšnjih analizah opazimo, da so meseci z največjimi razlikami bili prav ti v Q1 2017 ter Q3 2017, kar lahko pripisujemo vremenskim vplivom.

Za izračun finančnega učinka lahko za primerjavo vzamemo podatke vseh trgovalnih količin na dnevnem trgu v letu 2016, ki so znašale 342.14 TWh (ang. Terawatt hour) ter jih primerjamo z nastalo razliko. Prikazane trgovalne količine predstavljajo vse posle, ki so bili sklenjeni na dnevnem trgu oz. podrobneje na: dnevni borzi (MPG), avkcijah (MI) ter organiziranemu trgu (MTE). Nastala vrednost v višini 257.855.530,86 € predstavlja razliko vseh sklenjenih poslov električne energije v Italiji. Izračunana vrednost nam pove, da bi v letu 2016 prihranili za približno 257 milijonov evrov pri nakupih električne energije na celotnem dnevnem oz. promtnem trgu (GME S.p.A., 2016).

Slika 27: Razlike PUN cen ter neomejene cene



Vir: lastno delo.

Slika 27 prikazuje vse razlike med PUN in neomejeno ceno za obdobje 2015–2017. Pozitivne vrednosti pomenijo, da je bila vrednost PUN cene, ki se je vzpostavila za določeno uro, višja, ter obratno, kjer so prikazane negativne vrednosti, pomeni, da je bila vrednost neomejene cene za določeno uro višja. Kjer se je pojavila cena 0 EUR/MWh, pomeni, da sta bili ceni popolnoma enaki in da je med conami prišlo do popolnega tržnega spajanja.

SKLEP

Magistrsko delo je sestavljeno iz dveh delov, teoretičnega in empiričnega. Na podlagi strokovne literature in javnih podatkov sem preučil in analiziral italijanski trg električne energije. Z magistrskim delom sem prikazal značilnosti, omejitve in možnost izboljšav delovanja trga električne energije v Italiji. Za analizo sem uporabil podatke iz javno dostopnih strani (ENTSO-E, GME, BSP, HTSO, EPEX spot) za obdobje 2015–2017. Upoštevali sem vse komercialne tokove ter njihove prenosne zmogljivosti, prav tako pa tudi podatke na urni ravni o doseženih cenah na trgu električne energije.

V empiričnem delu magistrskega sem analiziral trenutno stanje spajanja italijanskega dnevnega trga s sosednjimi državami. Analiza je pokazala, da kljub navidezni povečani povezljivosti med leti stanje na trgu ni privedlo do povečanja učinkovitosti med trgi. Glavni razlog lahko pripišemo slabemu splošnemu ekonomskemu stanju regije, ki je nastalo zaradi povečanega povpraševanja, ter premajhnih zmogljivosti, ki ne zadoščajo visokim potrebam po električni energiji.

Poleg povezljivosti Italije z ostalimi državami, ki sodelujejo v mehanizmu tržnega spajanja, sem v magistrskem delu analiziral tudi povezanost con v državi, strošek con (CCI) ter nastalo razliko med trenutnimi cenami ter cenami, ki bi se vzpostavile, če bi med conami električna energija prehajala prosto oz. brez omejitev. Z najnižjimi povprečnimi vrednostimi cen električne energije v južnem delu Italije (SUD) ter najvišjimi v severnem delu Italije (NORD) lahko potrdimo, da je električna energija v opazovanem obdobju potovala z juga Italije proti severu Italije in se je občasno zamašila med vmesnimi conami CSUD ter CNORD. Poleg smeri električne energije v državi je z upoštevanjem vseh geografskih con predstavljen tudi največji strošek državi, ki ga predstavljata coni SICI in NORD. Glavni razlog lahko pripišemo slabim zmogljivostim medconskih povezav s celino, kjer kot vmesni člen nastopa virtualna mikro cona Rossano. Pri pregledu trenutnih cen na trgu Italije ter cen, ki bi se vzpostavile ob predpostavki prostega pretoka električne energije med conami, je izračunana razlika v višini 0.69 EUR/MWh. Razlika kaže, da bi s povečanjem investicij v izboljšanje in nadgrajevanje sistema, kjer bi električna energija potovala brez omejitev v državi, v letu 2016 lahko prihranili do 257 milijonov evrov pri vseh nakupih električne energije.

Glede na naraščajoče povpraševanje po električni energiji na evropskih trgih ter glede na omejen elektroenergetski sistem lahko trdimo, da je prostora za izboljšavo še veliko. S tem namenom so začeli v državah Srednje in Zahodne Evrope uspešno testirati tudi nove sisteme, kot so implicitni način dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti ter FBMC model, ki pri pretokih upošteva tudi fizične tokove ter s tem povečuje maskimalni možni prenos. Novi modeli naj bi izboljšali delovanje sistema za učinkovitejši prenos električne energije. Na podlagi analiz izbranih trgov predvidevam, da bo za doseganje ciljev Evropske skupnosti o enotnem trgu potrebno še veliko vlaganj v optimizacijo in posodobitev sistema ter v razvoj novih modelov, ki bodo pripomogli k ustvarjanju enotne cene ter s tem povečanju učinkovitosti evropskih trgov.

LITERATURA IN VIRI

1. A2A S.p.A. (2017). *Italian energy market overview*. Pridobljeno 11. maja 2018 iz <https://s3-eu-west-1.amazonaws.com/a2a-be/a2a/2017-03/Overview-Italian-Energy-Market-2015-2016.pdf>
2. ACER. (2017). *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016*. Pridobljeno 17. aprila 2018 iz https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202016%20-%20ELECTRICITY.pdf
3. ACER. (brez datuma). *List of Organised Market Places*. Pridobljeno 25. maja 2018 iz <https://www.acer-remit.eu/portal/organised-marketplaces>
4. Adamec, M., Indrakova, M. & Pavlatka, P. (2009). *Market Coupling and Price Coordination between Power Exchanges*. Pridobljeno 15. aprila 2018 iz http://www.aee.at/2009-IAEE/uploads/fullpaper_iaee09/P_521_Pavlatka_Pavel_7-Sep-2009,%208:59.pdf
5. AFP. (2016, 11. marec). *How Fukushima catalyzed Germany's energy revolution*. Pridobljeno 4. junija 2018 iz <https://www.thelocal.de/20160311/five-years-after-fukushima-germanys-energy-transition-still-faces-challenges>
6. AGEN. (2014). *Zagotavljanje sistemskih storitev*. Pridobljeno 10. maja 2018 iz <https://www.agen-rs.si/izvajalci/elektrika/prenosno-omrezje/zagotavljanje-sistemskih-storitev>
7. Amelang, S. & Appunn, K. (2018, 5. januar). Clean Energy Wire. *The causes and effects of negative power prices*. Pridobljeno 16. marca 2018 iz <httpst://www.cleanenergywire.org/factsheets/why-power-prices-turn-negative>
8. ARERA. (brez datuma). *About the Authority*. Pridobljeno 3. junija 2018 iz <https://www.autorita.energia.it/it/inglese/>
9. Bakič, K., Gubina, F., Ogorelec, A., Senčar, M., Voršič, J., Pirnat, R., & Ribnikar, I. (2003). *Slovar strokovnih izrazov za trg z električno energijo z razlagami v slovenskem in ang.leškem jeziku = Glossary of terms used in the field of electricity markets with Slovenian and English interpretations*. Ljubljana: Slovensko društvo elektroenergetikov CIGRE – CIRED.
10. Baratti, G. (2018, 22. marec). *Italy-Montenegro power link project pared back 50 %*. Pridobljeno 26. maja 2018 iz <https://www.platts.com/latest-news/electric-power/barcelona/italy-montenegro-power-link-project-pared-back-26919547>
11. Bergh V. D., K., Boury, J. & Delarue, E. (2016). *The Flow-Based Market Coupling in Central Western Europe: Concepts and definitions*. Brez kraja: Elsevier B.V.
12. Bonsor, K. (2001, 6. september). *How Hydropower Plants Work*. Najdeno 2. marca 2018 iz <https://science.howstuffworks.com/environmental/energy/hydropower-plant2.htm>
13. CEER. (brez datuma). *Rules for Capacity Allocation by Explicit Auctions within Central West Europe Region (CWE Auction Rules)*. Pridobljeno 1. maja 2018 iz

- <https://www.ceer.eu/documents/104400/3661849/TSOs+proposal+for+CWE+auction+rules.pdf/b457ad09-58bb-5def-d983-6babc7b72254?version=1.0>
14. Consentec. (2004). *Analysis of Cross-Border Congestion Management Methods for the EU Internal Electricity Market*. Pridobljeno 15. aprila 2018 iz https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2004_06_congestion_management_methods.pdf
 15. Constantinides, G. M. (2015). *Financial Derivatives: Futures, Forwards, Swaps, Options, Corporate, Securities, and Credit Default Swaps (World Scientific Lecture Notes in Economics)*. Brez kraja: WSPC.
 16. Čas, M. & Rotar, T. (1994). *Borzni izrazi s trojezičnim sloverjem. Ljubljanska borza*. Maribor: Kapital.
 17. Dernovšek, I. (2018, 9. marec). Hrvati sredi najhujšega mraza Sloveniji niso dobavili že plačane elektrike. *Dnevnik*. Pridobljeno 9. marca 2018 iz <https://www.dnevnik.si/1042814168/slovenija/-hrvati-sredi-najhujsega-mraza-sloveniji-niso-dobavili-ze-placane-elektrike>
 18. Drax Group plc. (2016, 30. november). *Some like it hot: how temperature affects electricity prices*. Pridobljeno 24. februarja 2018 iz <https://www.drax.com/energy-policy/some-like-it-hot-how-temperature-affects-electricity-prices/>
 19. Drax Group plc. (2018, 15. maj). *Keeping the electricity system's voltage stable*. Pridobljeno 24. junija 2018 iz <https://www.drax.com/technology/keeping-electricity-systems-voltage-stable/>
 20. Ekanayake, J. B., Jenkins, N., Liyanage, K., Wu, J. & Yokoyama, A. (2012). *Smart Grid: Technology and Applications*. Brez kraja: Elsevier B.V.
 21. ELES. (2016a). *Pojmovnik*. Pridobljeno 23. maja 2018 iz <https://www.eles.si/pojmovnik>
 22. ELES. (2016b). *Elektroenergetski sistem*. Pridobljeno 12. aprila 2018 iz <https://www.eles.si/elektroenergetski-sistem>
 23. ENTSO-E. (2016). *Annual report 2016*. Pridobljeno 15. aprila 2018 iz <http://annualreport2016.entsoe.eu/wp-content/uploads/annual-report-2016-ENTSO-E.pdf>
 24. ENTSO-E. (2018a). *Total scheduled commercial exchanges from explicit and implicit allocations*. Pridobljeno 7. junija 2018 iz https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static%20content/knowledge%20base/data-views/transmission-domain/Data-view%20Scheduled%20Commercial%20Exchanges%20-%20Day%20Ahead.html
 25. ENTSO-E. (2018b). *Net Generating Capacity*. Pridobljeno 8. junija 2018 iz <https://www.entsoe.eu/data/power-stats/net-gen-capacity/>
 26. EPEX spot. (2018a). *Market Coupling: A Major Step Towards Market Integration*. Pridobljeno 14. aprila 2018 iz <http://www.epexspot.com/en/market-coupling>
 27. EPEX spot. (2018b). *Market data: Day-Ahead Auction*. Pridobljeno 17. aprila 2018 iz <https://www.epexspot.com/en/market-data>

28. ETSO. (2001, oktober). *Procedures for cross-border transmission capacity assessments*. Pridobljeno 19. aprila 2018 iz https://docstore.entsoe.eu/publications/marketreports/Documents/entsoe_proceduresCapacityAssessments.pdf
29. European Parliament. (2016, november). *Understanding electricity markets in the EU*. Pridobljeno 14. marca 2018 iz [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593519/EPRS_BRI\(2016\)593519_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593519/EPRS_BRI(2016)593519_EN.pdf)
30. EUROPEX. (2017, 16. junij). *Exchanges: At the Core of the Future Energy Market. Our Vision for an Evolving Energy Sector*. Pridobljeno 23. aprila 2018 <https://www.europex.org/position-papers/exchanges-at-the-core-of-the-future-energy-market-our-vision-for-an-evolving-energy-sector/>
31. GEN energija, d.o.o. (2018) *Merjenje energijskih tokov*. Pridobljeno 5 marca 2018 iz <http://www.esvet.si/energija/pretvorbe-energije/merjenje-energijskih-tokov>
32. Gianfreda, A., & Grossi, L. (2013). Quantitative analysis of energy markets. *Energy Economics*, 35, 1-4.
33. GME S.p.A. (2016). *Annual report 2016*. Pridobljeno 17. aprila 2018 iz https://www.mercatoelettrico.org/en/MenuBiblioteca/documenti/20170918RelazioneAnnuale2016_En.pdf
34. GME S.p.A. (2018a). *Glossary*. Pridobljeno 8. aprila 2018 iz <http://www.mercatoelettrico.org/En/Tools/Glossario.aspx>
35. GME S.p.A. (2018b). *MGP prices*. Pridobljeno 9. maja 2018 iz http://www.mercatoelettrico.org/En/Download/DownloadDati.aspx?val=MGP_Prezzi
36. GME S.p.A. (2018c). *Spot Electricity Market (MPE)*. Pridobljeno 7. maja 2018 iz <http://www.mercatoelettrico.org/en/Mercati/MercatoElettrico/MPE.aspx>
37. GME S.p.A. (2018d). *GME's profile*. Pridobljeno 4. junija 2018 iz <http://www.mercatoelettrico.org/En/GME/Info/ProfiloAziendale.aspx>
38. Göß, S. (2016, 20. oktober). *Tutorial 7: Trading electricity on an OTC-market and on an exchange* [objava na blogu]. Pridobljeno 12. aprila 2018 iz <https://blog.energybrainpool.com/en/trading-electricity-on-an-otc-market-and-on-an-exchange/>
39. GUPPOHERA. (brez datuma). *Glossario energia*. Pridobljeno 8. maja 2018 iz http://www.gruppohera.it/gruppo/hera_ondemand/glossario/glossario_energia/pagina46.html
40. Investopedia l.l.c. (brez datuma). *Forward Contract*. Pridobljeno 8. junija 2018 iz <https://www.investopedia.com/terms/f/forwardcontract.asp>
41. Janssen, M. & Wobben, M. (2009). *Electricity and Natural Gas Pricing*. Pridobljeno 7. marca 2018 iz https://www.wiwi.uni-muenster.de/vwt/organisation/veroeffentlichungen/1_WP_Electricity_and_Gas_Pricing.pdf

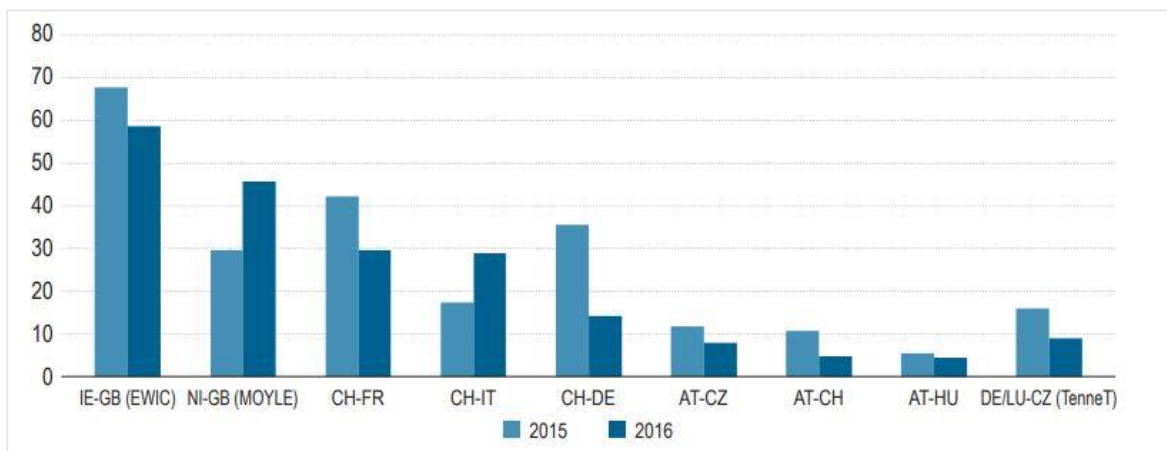
42. Karan, M. B. & Kazdagli, H. (2011). The development of energy markets in Europe. V A. Dorsman, W. Westerman, M. B. Baran & O. Arslan (ur.), *Financial Aspect in Energy* (str. 11–29). Brez kraja: Springer.
43. Keay, M. (2013). *The EU Target Model for Electricity Markets: Fit for Purpose?* United Kingdom: The Oxford Institute for Energy Studies.
44. Kladnik, B., Artač, G., Štokelj, T., & Gubina, A. (2010). Opis metode koordiniranega dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov moči. *Elektritehniški vestnik*, 77(5), 305-312.
45. Kristinasen, T. (2007). Cross-border transmission capacity allocation mechanisms in South East Europe. *Energy policy*, 35(9), 4611–4622.
46. Kunz, F. (2012). *Managing Congestion and Intermittent Renewable Generation in Liberalized Electricity Markets*, 10-13. Brez kraja: TU Dresden.
47. Li, J. (2012). *Three Essays in Energy Economics*. Pridobljeno 22. februarja 2018 iz <https://scholarship.rice.edu/bitstream/handle/1911/64606/LITHESES.pdf?sequence=1>
48. Lin, J. & Magnago, H. F. (2017). *Electricity Markets: Theories and Applications* (8 izd). Brez kraja: Wiley.
49. Lioui, A. & Poncet, P. (2005). *Dynamic asset allocation with forwards and futures*. Brez kraja: Springer.
50. Madlener, R. & Kaufmann, M. (2002). *Power exchange spot market trading in Europe: theoretical considerations and empirical evidence*. Pridobljeno 17. junija 2018 iz http://www.oscogen.ethz.ch/reports/oscogen_d5_1b_010702.pdf
51. Magnusson, L. (2017, april). *The cold spell in eastern Europe in January 2017*. Pridobljeno 8. junija 2018 iz <https://www.ecmwf.int/en/newsletter/151/news/cold-spell-eastern-europe-january-2017>
52. Meeus, L., Purchala K., & Belmans R. et al. (2005). *Development of the internal electricity market in Europe*. Brez kraja: Elsevier B.V.
53. NEXT. (brez datuma). *Types of electricity markets*. Pridobljeno 8. maja 2018 iz <https://www.next-kraftwerke.be/en/knowledge-hub/types-of-electricity-markets/>
54. NordPool spot. (brez datuma). *Explicit and implicit capacity auction*. Pridobljeno 25. februarja 2018 iz https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/pcr/how-does-it-work_explicit-and-implicit-capacity-auction.pdf
55. Parameswarn, S. K. (2007) *Futures and forwards*. Brez kraja: Tata McGraw-Hill Education.
56. Pellini, E. (2011). *Measuring the impact of market coupling on the Italian electricity market using ELFO++*. Guildford: Surrey Energy Economics Centre (SEEC)
57. 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.
58. Roggenkamp, M. M. & Boisseleau, F. (2005). *The Regulation of Power Exchanges in Europe*. Brez kraja: Intersentia Publishers

59. Šviligoj, S. (2016). *Vrednotenje in upravljanje prilagodljivosti proizvodnje virtualnih elektrarn na trgu električne energije*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
60. Tavčar, B. (2018, 7. februar). Digitalni svet spreminja tudi dobavo elektrike. *Delo*. Pridobljeno 1. aprila 2018 iz <https://svetkapitala.delo.si/ikonomija/digitalni-svet-spreminja-tudi-dobavo-elektrike-4802>
61. TERN A S.p.A. (2018b). Annual report 2017. Pridobljeno 7. junija 2018 iz <http://download.terna.it/terna/0000/1042/46.PDF>
62. TERN A S.p.A. (2018c). *Congestion management rules on the italian interconnection, pursuant to art. 7 of annex a of the deliberation by the italian authority for electricity and gas ARG/elt 162/11*. Pridobljeno 19. aprila 2018 iz <http://download.terna.it/terna/0000/0363/88.pdf>
63. TERN A S.p.A. (2018d). *Electricity Market*. Pridobljeno 6. aprila 2018 iz <http://www.terna.it/SistemaElettrico/MercatoElettrico.aspx>
64. TERN A. (2018a). *“Italy–France” electrical interconnection (Piemonte-Savoia project)*. Pridobljeno 15. maja 2018 iz https://www.terna.it/en-gb/sistemaelettrico/pianodisviluppodellarete/progettidiinteressecomune/interconnessione_italia-francia_progetto_piemonte_savoia.aspx
65. Thema. (2015). *Flow based market coupling is coming to a market near you*. Pridobljeno 15. maja 2018 iz <https://www.thema.no/wp-content/uploads/2015/05/THEMA-Insight-2015-6-Flow-Based-Market-Coupling.pdf>
66. Trading Economics. (brez datuma). *Italy GDP*. Pridobljeno 10. junij 2018 iz <https://tradingeconomics.com/italy/gdp>
67. Trepper, K., Bucksteeg, M. & Weber, C. (2015). Market splitting in Germany – New evidence from a three-stage numerical model of Europe. *ScienceDirect*. Pridobljeno 18. aprila 2018 iz <https://www-sciencedirect-com.nukweb.nuk.uni-lj.si/science/article/pii/S0301421515300604#!>
68. TYNDP. (2016). Ten-Year Network Development Plan 2016. Pridobljeno 1. junija 2018 iz <http://tyndp.entsoe.eu/projects/2016-12-20-1600-exec-report.pdf>
69. Vademecum. (2012). *Vademecum of the Italian power exchange*. Pridobljeno 8. aprila 2018 iz <http://www.mercatoelettrico.org/en/MenuBiblioteca/documenti/20091112VademecumofIpx.pdf>
70. Vaughan, A. (2016, 29. november). *French nuclear power in 'worst situation ever', says former EDF director*. Pridobljeno 20. junija 2018 iz <https://www.theguardian.com/environment/2016/nov/29/french-nuclear-power-worst-situation-ever-former-edf-director>
71. Vrabec, D. (2004). *Strategija rasti podjetja Elektro Primorska z geografsko diverzifikacijo prodaje električne energije na italijanskem trgu*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
72. Weber, A., Graeber, D. & Seming, A. (2010). Market coupling and the CWE project. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 34(4), 303–309.

73. Whiteside, D. (2012, 3. december). *Does solar power work in the winter*. Pridobljeno 1. marca 2018 iz <http://www.renewableenergyworld.com/ugc/articles/2012/12/does-solar-power-work-in-the-winter.html>
74. World nuclear association. (2018a, april). *Nuclear Power in Italy*. Pridobljeno 1. februarja 2018 iz <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/italy.aspx>
75. World nuclear association. (2018b, avgust). *Nuclear Power in France*. Pridobljeno 1. februarja 2018 iz <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx>
76. XBID. (2018a, 1. marec). *Cross-Border Intraday: Questions & Answers*. Pridobljeno 4. junija 2018 iz http://www.mercatoelettrico.org/En/MenuBiblioteca/Documenti/20160714_160718_XBID_Q_A.pdf
77. XBID. (2018b, 31. januar). *Cross Boarder Intraday (XBID) Trading Solution Pre-launch Event*. Pridobljeno 5. junija 2018 iz <https://www.epexspot.com/document/38559/XBID%20presentation%3A%20solution%20pre-launch%20event>
78. XBID. (2018c, februar). *XBID Launch Information Package*. Pridobljeno 5. junija 2018 iz http://www.mercatoelettrico.org/En/MenuBiblioteca/Documenti/20180222_XBID_launch_information_package.pdf
79. XBID. (brez datuma). *XBID: Cross-Boarder Intraday*. Pridobljeno 5. junija 2018 iz <http://www.mercatoelettrico.org/En/Mercati/MercatoElettrico/XBID.aspx>

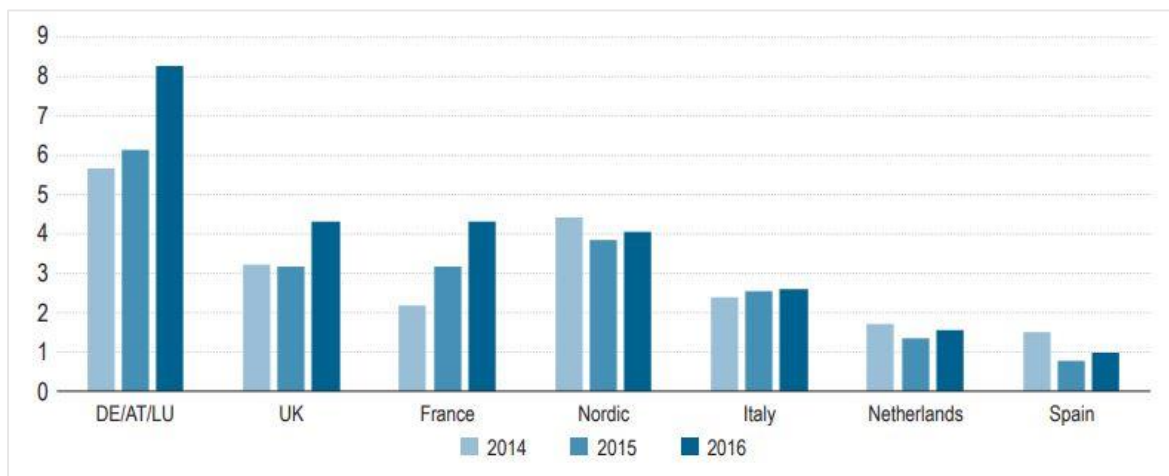
PRILOGE

Priloga 1: Ocenjene izgube iz družbene blaginje v odsotnosti tržnega spajanja za obdobje 2015–2016 (v mio EUR)



Vir: ACER (2017).

Priloga 2: Indikator likvidnosti (ang. Churn Factor) evropskih terminskih trgov za obdobje 2014–2016



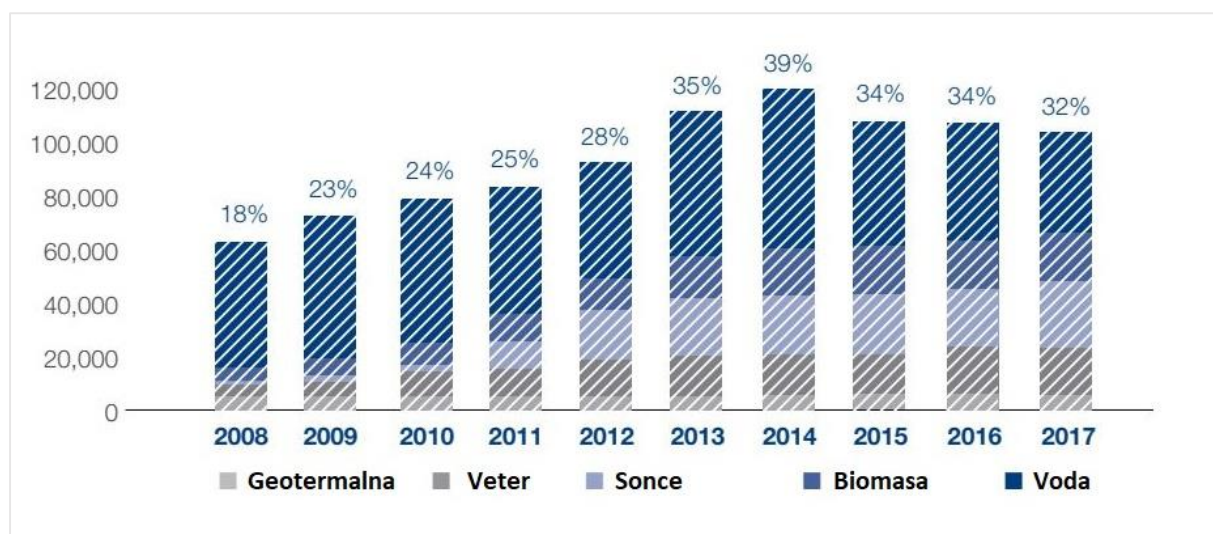
Vir: ACER (2017).

Priloga 3: Organizirana mesta trgovanja z električno energijo ter plinom

Država	Organizirana mesta trgovanja z električno energijo ter plinom
Avstrija	Central European Gas Hub, CEGH, Wiener Börse AG
Avstrija	EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG
Baltske države	UAB GET Baltic
Belgija	European Power Exchange Belgium, EPEX SPOT Belgium
Bolgarija	Independent Bulgarian Energy Exchange
Češka	Power Exchange Central Europe, PXE a.s.
Češka	OTE, a.s.
Danska	Gaspoint Nordic
Danska	European Power Exchange, EPEX SPOT (former APX Power B.V.)
Finska	Kaasupörssi Oy
Francija	Powernext Spot & Regulated Market
Francija	EPEX SPOT SE
Grčija	LAGIE S.A.
Hrvaška	Croatian Power Exchange Ltd.
Irska	SEMO
Italija	Borsa Italiana S.p.A., IDEM - IDEX segment
Italija	Gestore dei mercati energetici spa (GME)
Madžarska	HUPX Ltd.
Madžarska	CEEGEX Ltd.
Madžarska	Hungarian Derivatives Energy Exchange
Nemčija	European Energy Exchange AG
Nizozemska	ICE Endex Markets BV
Nizozemska	ICE Endex Gas Spot Ltd.
Nizozemska	ETPA B.V.
Norveška	Nasdaq OMX Oslo ASA
Poljska	Polish Power Exchange
Portugalska	OMIP - Pólo Português, S.G.M.R., S.A.
Romunija	Romanian gas and electricity market operator, OPCOM S.A.
Romunija	Bursa Romana de Marfuri sa Rromanian commodities exchange
Slovaška	OKTE, a.s.
Slovenija	BSP d.o.o.
Španija	MEFF Sociedad Rectora del Mercado de Productos Derivados, S.A.
Španija	OMI-Polo Español S.A. (OMIE)
Španija	MIBGAS
Španija	MIBGAS DERIVATIVES S.A.
Švedska	Nasdaq OMX Stockholm AB
Švedska	Nord Pool Spot AS
Združeno kraljestvo	ICE Futures Europe
Združeno kraljestvo	N2EX/Nord Pool Spot AS
Združeno kraljestvo	European Power Exchange, EPEX SPOT (former APX Commodities Ltd)

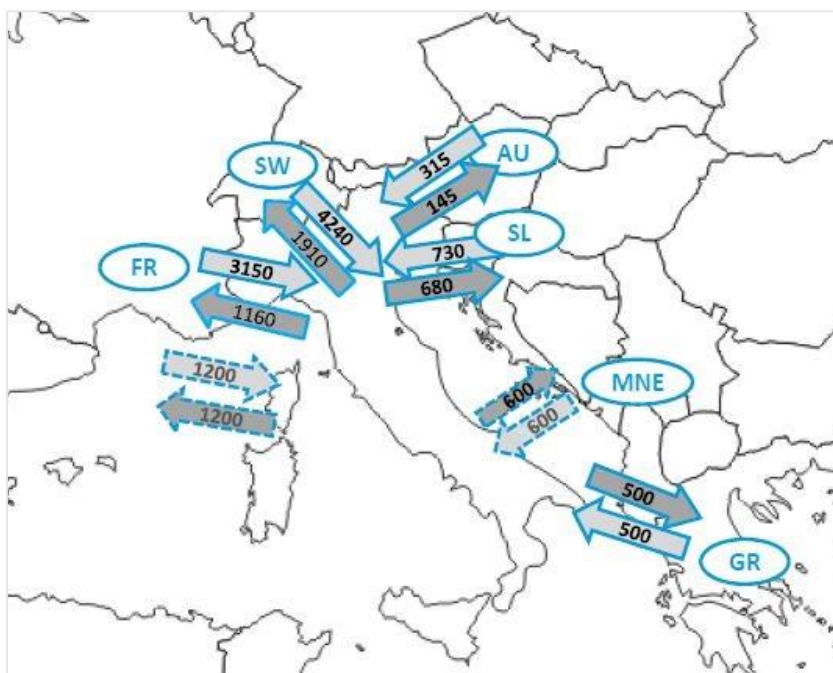
Vir: ACER (2018).

Priloga 4: Delež obnovljivih virov v Italiji



Vir: TERNA (2017).

Priloga 5: Čezmejne prenosne zmogljivosti na mejah z Italijo



Vri: A2A S.p.A. (2017).