

UNIVERZA V LJUBLJANI

FAKULTETA ZA DRUŽBENE VEDE

Borut Rajer

**Statistična analiza energetske trgovine s poudarkom
na elektroenergetiki**

Magistrsko delo

Ljubljana, 2015

UNIVERZA V LJUBLJANI

FAKULTETA ZA DRUŽBENE VEDE

Borut Rajer

Mentor: doc. dr. Bernard Ženko

**Statistična analiza energetske trgovine s poudarkom
na elektroenergetiki**

Magistrsko delo

Ljubljana, 2015

ZAHVALA

Benjaminu in Mirjani.

Statistična analiza energetskih trgov s poudarkom na elektroenergetiki (POVZETEK)

V zadnjih dveh desetletjih so procesi deregulacije in liberalizacije temeljito spremenili energetski sektor v EU, še posebno trg elektrike in trg zemeljskega plina. Nekoč vertikalno integrirani sistemi, kjer je bila velikokrat na vsakem področju na nacionalni ravni prisotna le ena organizacija, so se spremenili v sisteme z več medsebojno povezanimi akterji z različnimi vlogami. Ena od posledic teh sprememb je tudi povečanje obsega podatkov (na primer cene in stroškovne postavke na različnih ravneh) in negotovosti v sistemu. Cene, ki so bile prej administrativno določene, naj bi se sedaj ravnale po tržnih principih.

Pri cenah na energetskih trgih ne obravnavamo le cen energije, pač pa tudi cene vezane na uporabo omrežij ter druge, specifične cene, vezane na primer na razne systemske storitve, ki zagotavljajo delovanje sistema. Kot vsaka cena je tudi cena energije vezana na dejavnike povpraševanja in ponudbe. Pri elektroenergetiki so glavni zunanji faktorji vreme, tržna ter proizvodna struktura in morebitni izpadi delovanja elektrarn, cene vhodnih goriv, stanje na okoliških trgih, pravilnost napovedi vhodnih parametrov ter tudi sam način oziroma mehanizem oblikovanja cene.

Za ustrezno analizo cen elektrike, pri čemer je predvsem pomembna možnost njihovega napovedovanja, potrebujemo dvoje: podatke in primerno metodo za analizo. Če je bila v času pred deregulacijo sektorja večina podatkov enostavno dostopnih, saj je šlo za podatke znotraj enotne organizacije, mora sodobni tržni udeleženec mnogo podatkov pridobiti od zunaj ali celo samostojno oceniti. Pri tem so mu v pomoč tudi uradni, javni viri, saj se oblikovalci energetske politike vedno bolj zavedajo pomena ustrezne informiranost tržnih udeležencev.

Področje modeliranja cen elektrike se je razvijalo vzporedno z liberalizacijo sektorja. Pristopov je mnogo, lahko pa jih strnemo v dve glavni skupini: strukturni modeli, ki upoštevajo dejansko stanje (na primer topologijo elektroenergetskega omrežja) kot tudi delovanje subjektov na trgu, ter statistični modeli, ki vključujejo tako standardne pristope k analizi časovnih vrst (na primer ARIMA) kot tudi metode podatkovnega rudarjenja. Vsi modeli pa morajo upoštevati glavne specifične cen elektrike v primerjavi z drugimi energenti, predvsem pojav skokov ter visoko nihajnost, to je spremenljivo variabilnost v času.

Poleg ravni cene na posameznem trgu je predvsem z vidika energetske politike celotne EU pomembno zbliževanje oziroma konvergenca cen različnih trgov. Oblikovanje enotnega evropskega trga je eden od temeljnih ciljev energetske politike EU. Zbliževanje cen je tako lahko pokazatelj, da se cilj uresničuje.

V tem delu smo predstavili vpliv različnih faktorjev na ponudbo in povpraševanje na trgu elektrike. Predstavili smo možne vire podatkov ter vlogo uradnih statističnih virov in energetske politike pri njihovi zanesljivosti in dostopnosti. Podali smo pregled modelov napovedovanja cen elektrike ter nekaj njih izračunali na podatkih slovenskega trga. Prikazali smo tudi stanje glede zbliževanja oziroma konvergence cen v EU. Glede tega ugotavljamo, da je še bolj kot zbliževanje samih ravni cen, ki je lahko ovirano zaradi objektivnih okoliščin, pomembno zbliževanje oziroma podobnost v samem procesu oblikovanja cen.

Ključne besede: cene energije, elektrika, liberalizacija, statistične metode, konvergenca cen

A Statistical Analysis of Energy Markets with a Focus on Electricity (ABSTRACT)

Processes of liberalization and deregulation have, mostly in the last two decades, fundamentally changed the energy sector in the EU, especially the electricity and gas markets. While there was once only a single, vertically integrated national incumbent, now many different subjects with different roles emerged on the market. This increased uncertainties in the system, as well as the amount and importance of data.

When discussing prices on energy markets we have to deal with more than just the price of the energy itself. Other price components, such as network charges, prices for ancillary services and other add-on fees, need to be taken into account. As is the case with other prices, energy prices are determined by the supply-demand equilibrium. For electricity the most important determinants are weather, production and market structure, outages, prices of input fuels, neighbouring markets, accuracy of input parameters forecasts as well as the price forming mechanism itself.

For an accurate analysis of electricity prices we need reliable data and an appropriate analysis method. While once data was readily available, market parties now need to acquire external data or produce their own estimates. Official sources offer a helping hand, since policy makers are increasingly aware of the importance of providing information to the market and the dangers brought on by asymmetry of information.

The field of electricity price modelling has developed in parallel to the liberalization of the sector. There are a lot of approaches, but we can sum them up in two main categories: structural models, which consider the “real” situation on the market (e.g., grid topology) as well as the behaviour of market parties, and statistical models, ranging from standard time series model such as ARIMA to data mining approaches. All models need to take into account the specifics of electricity prices, especially the occurrence of jumps and spikes and high volatility, that is, changes in variability through time.

From the point of view of EU energy policy, convergence of prices is more important than price levels on particular national markets. Developing a functioning internal energy market is a key priority of EU energy policy. The convergence of prices is an indicator that this priority may be becoming a reality.

In this work we present the impact of various factors on supply and demand on the electricity market. We also discuss data sources and the role of providers of official statistical data and policy makers regarding the availability and reliability of data. We present a classification of electricity price forecasting models, as well as estimates of some models, based on data from the Slovenian electricity market. We outline key issues regarding price convergence in EU electricity markets, focusing on recent studies in this field. We find that beside convergence of price levels, which can be hampered by objective circumstances, a perhaps even more important aspect is the convergence or similarity in the price-generating process itself.

Keywords: energy prices, electricity, liberalization, statistical methods, price convergence

KAZALO

1	UVOD.....	8
2	PROCESI SPREMEMB V ENERGETIKI S POUDARKOM NA ELEKTROENERGETIKI	9
2.1	Procesi re-regulacije in liberalizacije	9
2.2	Temeljni zakonodajni okvir.....	11
2.3	Opis temeljnih tržnih modelov, trgov in akterjev.....	13
2.4	Katera cena?.....	18
2.5	Cene glede na čas	20
2.6	Kratek povzetek trenutnega stanja v energetskega sektorju v EU.....	21
3	ANALIZA FAKTORJEV PONUDBE IN POVPRŠEVANJA NA TRGU ELEKTRIKE	22
3.1	Temeljni faktorji ponudbe in povpraševanja na veleprodajnem trgu elektrike in njihov vpliv na cene	23
3.1.1	Vreme	24
3.1.2	Proizvodna struktura in izpadi proizvodnih enot.....	26
3.1.3	Cene goriv	30
3.1.4	Tržna struktura, monopolna moč in strateško obnašanje.....	34
3.1.5	Regulatorno-politični vplivi.....	42
3.1.6	Vpliv okoliških trgov	46
3.1.7	Napovedi in odstopanja od napovedi	48
3.1.8	Elastičnost ponudbe in povpraševanja	52
3.1.9	Mehanizem oblikovanja cene	53
3.2	Vpliv liberalizacije na cene	56
4	VIRI PODATKOV IN VLOGA URADNE STATISTIKE	61
4.1	Pregled razpoložljivih podatkov.....	61
4.2	Vloga Eurostata in Statističnega urada Republike Slovenije ter pomen statistične metodologije	66
5	MODELIRANJE, NAPOVEDOVANJE IN ANALIZA OBLIKOVANJA CEN	70
5.1	Uvod v modeliranje in napovedovanje cen elektrike	70
5.2	Specifični vidiki modeliranja in napovedovanja cen elektrike.....	72
5.2.1	Temeljne značilnosti cen elektrike in primerjava z drugimi energenti.....	73
5.2.2	Nihajnost cen elektrike	74
5.2.3	Špice in skoki cen.....	76
5.2.4	Slučajni sprehod ali povratek k povprečju?	78
5.2.5	Panelni pristop pri modeliranju urnih cen električne energije	83
5.3	Glavni pristopi k modeliranju in napovedovanju cen elektrike.....	84
5.3.1	Klasifikacija modelov	84
5.3.2	»Regime switching« modeli.....	87
5.3.3	ARIMA metodologija	89
5.3.4	Metode podatkovnega rudarjenja	90
5.4	Pregled literature.....	91
6	PRIMER UPORABE MODELOV NAPOVEDOVANJA NA SLOVENSKEM TRGU	95

6.1	Primer analize periodične komponente cene in vpliva tipa dneva	97
6.2	Izračun napovednih modelov na podatkih slovenskega trga	102
6.2.1	Model 1: ARIMA	102
6.2.2	Model 2: ARIMAX	103
6.2.3	Model 3: eksponentno glajenje	104
6.2.4	Model 4: regresijsko drevo	105
6.3	Primerjava modelov	106
6.4	Ocena modela »regime switching« za slovenski trg	108
7	KONVERGENCA CEN NA TRGIH EVROPSKE UNIJE	110
7.1	Predstavitev problema in pregled literature	111
7.2	Analiza konvergence z metodami podatkovnega rudarjenja	117
8	SKLEP	120
9	SEZNAM LITERATURE	122
	PRILOGA: METODOLOŠKE OPOMBE	134

1. UVOD

Do začetka 90-ih let prejšnjega stoletja je bilo za elektroenergetski sektor značilno, da je trg obvladoval navadno en sam nacionalni vertikalno integriran monopolist. Znotraj tega podjetja (ali več podjetij, ki pa so bila medsebojno močno povezana) se je z blagoslovom države načrtovala izgradnja proizvodnih zmogljivosti in širitve omrežja, glede na predvidene potrebe na trgu. Šlo je torej za tehnično-ekonomski plan, kjer je bila cena, ki so jo za energijo plačevali odjemalci, rezultat potrebnega obsega investiranja v proizvodnjo in omrežje. Glavna prednost takega sistema je bila predvidljivost, pogojno tudi investicijska ustreznost (vsaj z vidika obsega) in ustrezna razdelitev investicij na t.i. »pasovne« enote (t.j. enote, ki navadno proizvajajo nepretrgoma, »v pasu«; npr. jedrske elektrarne) in »vršne« enote (t.j. enote, ki proizvajajo v konicah porabe; npr. plinsko-parne termoelektrarne). Ker je bila cena »rezultat« plana, so se upoštevale tehnične zahteve glede varnostnega presežka proizvodne zmogljivosti nad konico odjema. Skratka, za veliko večino sistemov je bila značilna presežna ponudba na strani proizvodnje.

V začetku 90-ih let prejšnjega stoletja so se v Evropski uniji (EU), še prej pa v Južni Ameriki, začeli procesi deregulacije in liberalizacije energetskega trga, pri čemer je bil v ospredju trg električne energije. Ti so sistem obrnili na glavo. Temeljni politično-ekonomski motiv navedenih procesov je bil ločiti trge, kjer dejansko velja princip naravnega monopola (t.j. infrastruktura, omrežje) in trge, kjer je možno z uvedbo konkurence doseči večjo ekonomsko učinkovitost (proizvodnja, dobava). V praksi pa se je velikokrat (recimo v primerih iz Južne Amerike) zasledovalo tudi ali predvsem fiskalne cilje, to je krpanje državnih blagajn.

Čeprav je od začetkov reform v EU minilo že več kot 20 let, se zdi, da proces še zdaleč ni zaključen, saj se zaradi razvoja trgov ter sprememb na drugih področjih¹ pojavljajo vedno novi izzivi. Povečanje učinkovitosti in vrednost svobode izbire sta težko merljiva, cilj nižjih cen je varljiv. Ker so zahteve EU energetske politike zapisane v smernicah, ki niso neposredno izvršljive, je način prenosa odvisen od posamezne države članice. Enotni trg z elektriko v EU tako na področju veleprodaje kot maloprodaje v veliki meri ovirajo tudi administrativne ovire. Nov sistem nudi veliko priložnosti, poraja pa se tudi veliko negotovosti.

¹ Na primer: medsebojni vpliv liberalizacije na trgih električne energije in zemeljskega plina, vpliv okoljskih zahtev (Kyotski protokol, zaveze EU), politika varovanja konkurence, procesi spajanja trgov (angl. »market coupling«).

Prav zaradi negotovosti, ki je posledica nove strukture sistema, pojava novih subjektov in novih trgov, je za razumevanje in opisovanje procesov uporaba statistično-analitičnih metod vedno bolj potrebna. Tehnično in z vrha voden sistem se je v zadnjih letih spremenil v decentraliziran sistem več akterjev, kjer obstaja več »spremenljivk« (npr. cene), ki jih je potrebno spremljati in analizirati z ustreznimi metodami. Novosti so tudi obravnavane tematike. S statističnega vidika prevladujeta dve temi: opis procesa (denimo modeliranja cen) ter izvedena, zelo pomembna tema upravljanja s tveganji.

Specifika energetskega področja, predvsem elektroenergetike, je tudi relativno velik obseg podatkov, ki ga imamo na voljo. Zato so poleg klasičnih statističnih metod lahko uporabne tudi metode podatkovnega rudarjenja.

V tem delu želimo s poudarkom na elektroenergetiki:

- podati pregled ključnih procesov, ki so se v zadnjih letih odvijali v energetskega sektorju,
- navesti temeljne faktorje ponudbe in povpraševanja,
- prikazati vlogo in pomen uradne statistike in problematiko pridobivanja podatkov ter
- razložiti osnovno statistično problematiko energetskih trgov v novi organizaciji, predvsem gibanje cen.

2. PROCESI SPREMEMB V ENERGETIKI S POUČARKOM NA ELEKTROENERGETIKI

V tem poglavju bomo na kratko predstavili temeljne spremembe, ki so se v sektorju energetike dogajale predvsem v zadnjih dveh desetletjih. Podan bo temeljni zakonodajni okvir, kot tudi predstavljeni glavni akterji ter analiza trenutnega stanja v sektorju.

2.1. Procesi re-regulacije in liberalizacije

Pod pojmom »liberalizacija« v kontekstu tega dela razumemo odstranjevanje ovir za svobodno podjetniško sodelovanje ekonomskih subjektov na trgih. Pojem »deregulacija« pa je svojevrsten oksimoron, saj je bilo že na začetku jasno (in je vsako leto bolj), da bo potrebno

več regulacije – ne le po obsegu, temveč tudi po prefinjenosti in »globini«. Severin Borenstein in James Bushnell (UC Berkeley) sta tako že pred časom uvedla pojem »re-regulacija«, ki poudarja, da se regulative ne ukinja ali zmanjšuje, ampak se jo le postavlja na novih osnovah (Borenstein in Bushnell 2000).

Pri teh procesih je bilo ključno razlikovanje med deli sistema, ki so bili še vedno obravnavani kot naravni monopoli, ter deli sistema, kjer je bila možna in smiselna vpeljava konkurence. V elektroenergetiki se med »naravne monopole« štejeta dejavnosti prenosa (t.j. visokonapetostni prenos elektrike od proizvodnih virov do distribucijskega omrežja) in distribucije (t.j. nizkonapetostni prenos oziroma distribucija elektrike od prevzema na prenosnem omrežju ali vira na distribucijskem omrežju do končnega porabnika), med dejavnosti odprte konkurenci pa proizvodnja elektrike, trgovanje ter prodaja elektrike končnim odjemalcem. Pri tem poudarjamo razliko med »distribucijo« po fizičnih omrežjih (angl. »distribution«) ter prodajo končnemu odjemalcu (angl. »retail supply«).

Podobna situacija je tudi v nekaterih drugih vejah energetike, kjer imamo opravka z omrežji (npr. zemeljski plin) vendar je zaradi različnih razlogov prav elektroenergetika tista, ki se najbolj prilega opisanemu teoretičnemu razlikovanju med dejavnostmi, ki ustrezajo definiciji naravnega monopola, ter dejavnostmi, ki so lahko podvržene konkurenci. Pri zemeljskem plinu je denimo dvomljivo, koliko res gre za ločeno »proizvodnjo« (ali pa je ta dejansko »spojena« s prenosom), prav tako pa je ta izrazito bolj oligopolne ali celo lokalno monopolne narave kot proizvodnja elektrike. Nekateri drugi energetske trgi imajo izrazito lokalno naravo, recimo distribucija toplotne energije po omrežjih. Energetske trgi, ki niso tako neposredno vezani na omrežja (npr. premog), pa so podvrženi drugačni, globalni dinamiki. V primeru nafte celo v obliki transnacionalnega kartela.

Stoft piše, da je bila deregulacija pravzaprav omogočena z razvojem prenosne dejavnosti, bolj kot z razvojem v proizvodnji elektrike. Trdi, da je prav standardizacija in širitev omrežja povzročila, da trg kot celota nima več značilnosti naravnega monopola (Stoft 2006). Lahko mu pritrdimo, če se spomnimo začetkov elektrifikacije, kjer je šlo za konkurenco med sistemi izmeničnega (AC) in enosmernega toka (DC) ter za navezavo celotnega omrežja »od proizvodnje do porabe« in tudi podvajanja omrežij. Po drugi strani je nedvomno res, da je šel tudi razvoj proizvodnje v smeri trga, predvsem z razvojem manjših, visoko učinkovitih elektrarn na zemeljski plin, ki pogosto služijo tudi soproizvodnji elektrike in toplote. Vendarle

Stoft opozarja, da so na splošno velikosti elektrarn kvečjemu narasle in s tem zavrača trditev, da bi bila sprememba na proizvodni strani ključna za razvoj konkurence. Hkrati ugotavlja, da naj bi ključno prednost konkurence pred čisto regulacijo trga predstavljala sposobnost konkurence, da hkrati zagotavlja pritisk za zniževanje cen in hkrati pomeni spodbudo za inovacije in zniževanje stroškov. Pri regulatorjih Stoft pogreša predvsem slednje (Stoft 2006).

Če ostanemo v teoretičnem okviru, je jasno, da ima področje elektroenergetike tudi precej slabosti, ki preprečujejo bolj poglobljen razvoj konkurence. Poleg običajnih težav, ki veljajo za t.i. kapitalsko intenzivne dejavnosti (visoki vstopni stroški, časovni zamik pri vstopu na trg in podobno) velja omeniti specifiko, da se povpraševanje slabo odziva na spremembe cen. To se kaže bodisi v smislu, da ni neposredne reakcije na spremembe cen (ker ni ustreznega pretoka informacij kot tudi ne volje prilagajanja na strani porabnika), bodisi v dejstvu, da včasih odjemalci odjemajo tudi preko dogovorjenih količin, kar se na »normalnem« trgu ne bi moglo zgoditi. To ugotavlja tudi Stoft, ki sicer dokaj direktno navaja tri ključne ovire na primeru ZDA, in sicer: »politika, interesi lobijev ter zaverovanost vase« (Stoft 2006, 8). Pri slednjem ima v mislih predvsem podcenjevanje kompleksnosti problema. Kompleksnost pa je, kot bomo videli v nadaljevanju, »ključna beseda« pri opisovanju elektroenergetskih trgov.

Ena od glavnih posledic novega, »dereguliranega« načina organizacije pa je povečanje tveganj. Zato se velik del literature neposredno ali posredno, na primer preko vprašanja statističnega modeliranja cen ali vrednotenja izvedenih instrumentov, posveča temu področju. Med avtorji lahko omenimo predvsem naslednje: Skantze in Ilic (2001), Eydeland in Wolyniec (2002), Jameson (1999). Posebne omembe vredno je tudi delo Shahidehpour, Yamin in Li, ki za razliko od drugih izrecno upoštevajo tudi tehnične specifične elektroenergetskega sistema pri pristopu k upravljanju tveganj (Shahidehpour in drugi 2002). Najbolj celovit pregled upravljanja tveganj na teh trgih pa je verjetno podala Dragana Pilipovic (2007).

2.2. Temeljni zakonodajni okvir

V EU se je proces liberalizacije formalno udejanjil v besedilu prve Smernice EU o notranjem trgu z električno energijo 96/92/EC, ki jo je leta 2003 nadomestila Smernica EU o notranjem trgu z električno energijo 2003/54/EC. V Sloveniji pa regulativa temelji na Energetskem

zakonu. Prvi sega v leto 1999, zadnja velika sprememba pa je stopila v veljavo marca 2014 z verzijo poimenovano »EZ-1«.

Regulativa na področju energije je v EU sicer zelo obsežna in je z leti le naraščala. Za ponazoritev tematik, ki jih pokriva, si lahko sposodimo klasifikacijo, ki jo navaja spletni portal evropskega prava EurLEX (EurLEX 2015):

- evropska energetska politika (energetska politika za Evropo, tržni instrumenti, energetske tehnologije, finančni instrumenti),
- notranji energetski trg (trg s plinom in elektriko, vseevropska energetska omrežja, infrastruktura, varnost oskrbe, javno naročanje, obdavčenje),
- energetska učinkovitost (energetska učinkovitost proizvodov, stavbe in storitve)
- obnovljiva energija (elektrika, ogrevanje in hlajenje, biogoriva),
- jedrska energija (Euratom, raziskave in tehnologija, varnost, odpadki) in
- varnost oskrbe, zunanja razsežnost in širitev (varnost oskrbe, zunanji odnosi, evropska energetska listina, pogodba o ustanovitvi energetske skupnosti, širitev).

Temeljna zakonodaja glede liberalizacije se je uvajala navadno v paketih. Ključni so bili trije.

Prvi t.i. »energetski paket« predpisov je bil sprejet v 90-ih letih prejšnjega stoletja in je omogočil liberalizacijo trgov z elektriko in zemeljskim plinom ter postopno uvajanje konkurence. Ključni sestavini paketa sta bili smernici 96/92/EC za elektriko ter 98/30/EC za zemeljski plin. Uveden je bil koncept »ločitve dejavnosti« (angl. »unbundling«) kot temelj razmejitve med konkurenčnimi dejavnostmi ter naravnimi monopoli. Minimalna zapovedana ločitev dejavnosti je v upravljanju, čeprav se je kar nekaj držav odločilo za popolno lastniško ločitev (vsaj na ravni prenosnega omrežja), med njimi tudi Slovenija. Prav tako je reguliran dostop do »naravno-monopolnih« dejavnosti – sistemski operater ne sme diskriminirati med udeleženci glede dostopa do omrežja. S prvim paketom se pojavi tudi koncept ločenega energetskega regulatorja, ki bdi nad delovanjem trga kot celote.

Drugi energetski paket je bil sprejet avgusta 2003 in je nadgradil prvega kar se tiče koncepta ločitve dejavnosti (pri vertikalni povezanosti zagotoviti vsaj ločeno pravno osebo ter neodvisnost pri odločanju) ter dostopa do monopolnih dejavnosti (včasih poimenovan tudi »dostop tretje strani«, angl. »third party access«; ta mora temeljiti na objavljenih tarifah).

Izrecno je podana zahteva po neodvisnih nadzornih organih (regulatorju). Zapisan je tudi cilj, da se do julija 2004 omogoči prost trg za poslovne uporabnike, julija 2007 pa tudi za gospodinjstva, kar je bilo v Sloveniji tudi izvedeno. Paket je uvedel koncept »razkritja« (angl. »disclosure«), kar pomeni, da mora dobavitelj kupcu vsaj enkrat letno dostaviti informacijo, kako je proizvedena električna energija, ki mu jo dobavlja, ter kakšne so povezane emisije CO₂ ter količine jedrskih odpadkov. Podana je tudi zahteva, da se za proizvodne vire manjših moči na distribucijskem omrežju upošteva, da imajo manjši vpliv na elektroenergetski sistem in s tem ne smejo bi bili podvrženi enako strogim postopkom odobritve priklopa. S tem je cilj doseganja konkurenčnega trga dejansko razširjen s koncepti varnosti oskrbe in okoljske vzdržnosti. Oba koncepta bosta v sledečih letih stopala še bolj v ospredje. Uvaja se tudi koncept možnosti uvedbe javnih storitev (angl. »public service obligation«) za podjetja na nekaterih področjih (npr. zanesljivost oskrbe). S tem je implicitno priznано, da ima liberalizacija meje ter se posledično ohranja vpliv države v sektorju. Poleg smernic 2003/54/EC (elektrika) in 2003/55/EC (zemeljski plin) sta pomembni tudi uredbi 1228/2003/EC (elektrika) in 1775/2005 (zemeljski plin), ki sta neposredno izvršljivi ter posegata v čezmejne izmenjave (stroški, dodeljevanje zmogljivosti). S tem je bil dan jasen signal, da ne gre le za vzpostavitev posameznih nacionalnih trgov, temveč za povezovanje v enotni evropski trg.

Tretji in zadnji večji energetske paket je bil sprejet julija 2009. Poleg smernic 2009/72/EC (elektrika) in 2009/73/EC (zemeljski plin) ter uredb 714/2009 (elektrika) in 715/2009 (zemeljski plin), ki so nadomestile obstoječe, je z uredbo 713/2009 ustanovil ACER, agencijo za sodelovanje energetskih regulatorjev, s sedežem v Ljubljani. Poleg tega je na novo definiral možnosti za ločitev dejavnosti, formaliziral vloge združenj sistemskih operaterjev elektrike ENTSO-E in plina ENTSO-G ter bistveno okrepil pravice potrošnikov, še posebno kar se tiče menjav dobavitelja ter zaščite ogroženih skupin (koncept energetske revščine).

2.3. Opis temeljnih tržnih modelov, trgov in akterjev

V poglavju 2.1. smo ugotovili, da je prenosno in distribucijsko omrežje edini del trga, ki je ostal organiziran kot reguliran monopol v domeni sistemskih operaterjev². Navadno se postavlja še ločitev med distribucijsko in prenosno ravnijsko omrežja (ločnica je običajno pri

² Slovenski pravni red pozna termin »elektrooperaterji«.

napetostni ravni 110 kV). Sistemski operater prenosnega omrežja³ (angl. »transmission system operator (TSO)«) je osrednji akter tudi novega, liberaliziranega sistema, saj zagotavlja prenos elektrike pravzaprav pa tudi samo obratovanje elektroenergetskega sistema. Pogoji za dostop do omrežja za ostale subjekte na trgu so regulirani in objavljeni – navadno govorimo o t.i. »reguliranem dostopu tretje strani« (angl. »rTPA, regulated third-party access«). Že v poglavju 2.2 smo pri pregledu temeljne zakonodaje omenili, da se države med seboj razlikujejo glede načina, kako je bil sistemski operater ločen oziroma izločen iz preteklega vertikalno integriranega sistema. V nekaterih državah za razliko od Slovenije ni prišlo do popolne pravne ločitve med dejavnostmi proizvodnje in prenosa, še posebej pa to velja za distribucijski nivo omrežja. Podrobnosti presegajo okvire tega dela, pomembno je le zavedanje, da lahko način in predvsem izvedba ločitve vplivata na odnose in konkurenčnost na trgu. Sedanji sistemski operaterji prenosnega omrežja so večinoma preostanki prejšnjih vertikalno integriranih sistemov, potem ko so bile izločene trgu podvržene dejavnosti.

Medtem ko sistemski operaterji le omogočajo »infrastrukturo«, so proizvajalci in odjemalci (slovenski Energetski zakon pozna tudi skupni termin »uporabniki sistema«) tisti, ki sestavljajo bistvo samega trga z energijo. Obe dejavnosti sta podvrženi konkurenci, vendar velja omeniti določene specifike. Tako proizvajalci res konkurirajo drug drugemu pri prodaji proizvedene elektrike, vendar imajo tudi pomembno sistemsko vlogo. Ta se denimo izraža z zagotavljanjem primarne, sekundarne in terciarne regulacije sistema in drugih t.i. sistemskih storitev (angl. »ancillary services«), česar sistemski operaterji sami (brez elektrarn) ne bi mogli. S tega stališča bi lahko dejali, da imajo vsaj nekatere elektrarne tudi elemente značaja infrastrukture. V zadnjih letih pri sistemskih storitvah vedno bolj aktivno sodelujejo tudi odjemalci – z aktivnim prilagajanjem odjema.

Čeprav je neposredna prodaja od elektrarne do odjemalca možna, sta se z liberalizacijo pojavili tudi vlogi trgovca in dobavitelja. Dobavitelj je ta, ki bodisi odkupuje elektriko od proizvajalca, bodisi prodaja končnemu odjemalcu. Trgovec pa deluje le na veleprodajnem trgu – torej nima neposrednega stika ne z proizvajalci ne z odjemalci. Lahko bi se spuščali v nadaljnje delitve na trgovanje v lastnem imenu in za lasten račun ter na zastopnike in posrednike, vendar to za tematiko tega dela ni bistveno. Je pa potrebno razumeti, da lahko

³ V novejšem slovenskem pravnem redu se za sistemskega operaterja prenosnega omrežja uporablja preprosto termin »sistemski operater«, medtem ko je sistemski operater distribucijskega omrežja preprosto »distribucijski operater«. V angleškem jeziku se za prvega navadno uporablja termin »transmission system operator« (TSO), za drugega pa »distribution system operator« (DSO).

določen pravni subjekt na trgu nastopa tudi v različnih vlogah. Dobavitelj, ki prodaja končnim odjemalcem, je lahko tudi trgovec, ko kupuje energijo za nadaljnjo prodajo, prav tako je lahko proizvajalec, če ima lastne proizvodne zmogljivosti. Kot bomo videli v nadaljevanju, je zastopanost vlog odvisna od modela trga, ki velja na določenem območju. V večini modernih trgov se pojavlja tudi pol-sistemiški akter borze z elektriko, ki skrbi za organizacijo (dela) trgovanja na veleprodajnem segmentu trga.

Za vse dosedanje akterje oziroma vloge bi lahko dejali, da so obstajale tudi v predhodnem, vertikalno-integriranem sistemu. Pojavilo pa se je tudi nekaj novih vlog, denimo vloga regulatorja in operaterja trga.

Kar se tiče vloge regulatorja navajamo kar zapis na spletni strani regulatorja slovenskega energetskega trga – Agencije za energijo (Agencija za energijo 2015): »Naloga regulatorja je vzpostavljanje razmer za razvoj konkurenčnosti in zagotavljanje njenega delovanja ob upoštevanju zahtev za trajno, zanesljivo in kakovostno oskrbo. Z namenom, da deluje v interesu vseh udeležencev na trgu, mora biti regulator politično in finančno neodvisen.« Kot smo omenili v poglavju 2.2 se je tudi zahteva glede vloge regulatorja z leti »razvijala« skozi evropsko zakonodajo in dosegla višek z ustanovitvijo posebne koordinacijske agencije ACER s sedežem v Ljubljani.

Vloga operaterja trga⁴, ki je navadno v angleški terminologiji poimenovan »market operator«, je slabše definirana in ni poenotena v evropski praksi. Vsebinsko gre za subjekt, ki poskrbi za izvršitev izbranega modela trga; drugače rečeno za ekonomsko izvršitev tistega, za kar fizično v smislu stabilnosti sistema poskrbi sistemski operater. Naloge pa so odvisne od konkretnega modela trga. Tipične naloge so evidentiranje pogodb in obračunavanje odstopanj od pogodbenih napovedi, kar v fizičnem smislu izravna sistemski operater.

Tako pri proizvodnji kot pri dobavi končnim odjemalcem se torej tehnični plan umakne svobodni gospodarski pobudi ekonomskih subjektov, čeprav določene omejitve ali vsaj prehodna obdobja ostanejo. Velik izziv pa je, kako dejansko definirati »trg«.

⁴ Včasih poimenovan tudi »organizator trga«.

V smislu organizacije oziroma modela trga Stoft primarno postavlja ločnico glede tega, ali gre za dvostranski trg ali za posredniški trg. Pri zadnjem je primer denimo model z borzo električne energije, največji ekstrem posredniškega koncepta pa je t.i. »pool« model (Stoft 2006, 86). Pri »pool-u«, ki ga je potrebno razlikovati od borze, gre za to, da pride do zbiranja vseh ponudb za nakup in prodajo na enem mestu, včasih tudi po reguliranih pogojih (npr. ponudbe proizvajalcev po mejnih stroških proizvodnje). Tak »bazen« potem dejansko optimizirano razporeja delovanje posameznih elektrarn v sistemu. V začetkih liberalizacije konec 80-ih in v začetku 90-ih let prejšnjega stoletja so bili »pool« modeli kar pogosti, denimo v Južni Ameriki pa tudi drugje. Pred leti je tak model imela tudi ena vodilnih držav evropske liberalizacije energetike Velika Britanija, vendar ga je kasneje opustila.

Elektrika ima kot blago⁵ precej specifik, ki izvirajo predvsem iz različnih fizikalnih dejstev (nuja usklajevanja proizvodnje in odjema v »realnem času«, omejene možnosti ekonomsko smiselnega skladiščenja, Ohmov zakon, Kirchoffova zakona ipd.) ter iz samega dejstva, da je dobava nujno vezana na omrežje. Zato je pri definiciji trga vsaj na veleprodajni ravni bistveno vprašanje, za katero območje velja. Ločimo t.i. pristop conskih cen (angl. »zonal pricing«) in pristop cen na vozliščih (angl. »nodal pricing«, včasih tudi »locational marginal pricing«). Slednji izhaja iz (poenostavljene) topologije omrežja, kjer gledamo, kako bi se spremenila sistemska cena, če bi prišlo do dodatnega povpraševanja v določeni točki omrežja in hkrati sistemsko optimizirane dobave za zadovoljitev dodatnega povpraševanja. Bolj kot širimo in poenostavljamo model omrežja, bližje smo conskemu modelu. Medtem ko je tak sistem še vedno prisoten zunaj Evrope, denimo v ZDA (PJM Interconnection, ERCOT, New York, New England) ali Novi Zelandiji, v Evropi delujejo conski sistemi.

Pri delitvi »pool« proti »bilateralnemu trgu« ter conske proti vozliščni ceni gre v veliki meri tudi za tehtanje med tehnično optimiziranimi sistemi na eni ter poudarkom trgovanju in konkurenci na drugi strani. »Pool« sistem, kjer določene enote vnašajo ponudbe regulirano ter se cene določajo po posameznih vozliščih, ki zrcalijo dejansko stanje sistema, vsekakor pomeni tehnično optimizacijo in cenovni signal, ki natančno odraža stanje v sistemu. Po drugi strani pa je trgovanje v takem sistem lahko zelo omejeno in težavno. Kompleksnost pa, kot je jasno pokazal primer ravnanja podjetja Enron v Kaliforniji v 90-ih letih, ni zaveznica učinkovitosti in konkurence. Tudi to je razlog, da so evropske države, kjer je bilo trgovanje

⁵ Nekateri sicer zagovarjajo tezo, da gre pri dobavi elektrike za storitev in ne blago.

pomemben vidik oblikovanja skupnega notranjega trga z energijo, izbrale conski sistem z bilateralnim trgom oziroma borzo.

S tem pa še nismo izčrpali problematike pri definiranju trga z elektriko. Ukvarjamo se lahko vsaj še z analizo naslednjih vidikov:

- veleprodajni proti maloprodajnemu trgu,
- časovni vidik trga,
- trg energije, trgi sistemskih storitev ter prenosnih pravic.

Kot pri marsikaterem drugem blagu lahko tudi pri elektriki razmere na veleprodajnem trgu bistveno odstopajo od situacije na maloprodajnem trgu oziroma trgu končnih odjemalcev. Na različnih ravneh nastopajo različni subjekti. V večini držav se je liberalizacija začela na veleprodajnem trgu in se nato selila na nižje ravni trga. V Sloveniji je bil denimo trg za vse ne-gospodinske odjemalce odprt julija 2004, za vse odjemalce pa tri leta pozneje, julija 2007. Nekatere države EU smernicam navkljub še vedno ohranjajo elemente regulacije na nižjih ravneh trga (npr. t.i. »tarif réglementé« v Franciji).

Časovni vidik trga je pri elektriki izjemno pomemben, posebej z vidika tega dela, saj vpliva na frekvenco in obseg podatkov, ki jih bomo analizirali. V osnovi kot pri drugih trgih ločimo med terminskim trgom in trgom za dan vnaprej⁶. Poznamo tudi t.i. znotraj-dnevni trg (angl. »intraday market«), kjer se trguje za dan same dobave. Zadnji segment je navadno t.i. izravnalni trg (angl. »balancing market«), ki je dejansko že eden od trgov sistemskih storitev, saj tam sistemski operater kupuje oziroma prodaja energijo za izravnavo sistema. Časovno okno takih trgov je navadno manj kot eno uro pred dejansko, fizično dobavo.

Drugi časovni vidik pa predstavlja vprašanje, za kako dolgo obdobje pravzaprav velja cena. To je odvisno od obračunskega intervala, ki velja v določenem sistemu. Običajno cene veljajo na urni ravni, na določenih segmentih trga (npr. izravnalni trg) včasih tudi na ravni 15 minut. Kot bomo videli v poglavju 5.2.5 pa trgovanje običajno poteka na dnevni ravni. Statistično gledano gre torej bolj za panelne podatke kot za časovno vrsto urne resolucije.

⁶ Včasih se za trg za dan vnaprej uporablja tudi izraz »promptni trg« ali »spot trg«. Slednje je lahko zavajajoče, saj v drugih kontekstih »spot« trg lahko pomeni tudi trg do tri dni vnaprej ali pa – v ameriški praksi – znotraj-dnevni trg.

Poleg trga energije moramo upoštevati tudi sistemske trge, ki so včasih tudi podvrženi konkurenci. Pri sistemskih storitvah⁷ gre za storitve, ki omogočajo delovanje sistema oziroma tudi samega trgovanja z energijo – od dobave izgub v sistemu, različnih nivojev regulacije ter drugih storitev. Z vidika izgradnje evropskega skupnega energetskega trga je posebno pomemben trg čezmejnih prenosnih zmogljivosti (iz ene »cone« v drugo). Tu sicer ne gre za sistemsko storitev, pač pa za robni pogoj trgovanja, ki je bil integriran s trgom energije s konceptom spajanja trgov (angl. »market coupling«). Pri tem se namreč energija in zmogljivost dodeljujeta skupaj. Različne organizacije trgov sistemskih storitev ter upravljanja s čezmejnimi prenosnimi zmogljivostmi na primerih iz ZDA obravnavajo denimo Shahidehpour in soavtorji (Shahidehpour in drugi 2002).

Razdelani koncepti in delitve veljajo v grobem tudi za druge energetske trge, kjer imamo opravka z omrežji, ne le električno. Obstajajo pa seveda specifičnosti. Pri zemeljskem plinu je denimo dolgo časa veljal t.i. »point-to-point« sistem, kjer sta trg in cena vezana na prenosno pot. Šele v zadnjih letih so se pojavile t.i. virtualne točke, ki so omogočile nastop t.i. »entry-exit« sistemov, ki so sorodni conskim sistemom pri elektriki. Taka točka je recimo NBP (National Balancing Point) v Veliki Britaniji ali PSV (Punto di scambio virtuale) v Italiji.

2.4. Katera cena?

Z vidika rezultata delovanja trga nas seveda najbolj zanima cena. Kot smo ugotovili je definicija trga v elektroenergetiki lahko problematična. Posledično je na mestu vprašanje, o kateri ceni pravzaprav govorimo?

Pred reformnimi procesi je bilo za cene električne energije po našem mnenju značilno naslednje:

- Velik vpliv države na cene, tako neposredno kot posredno. Vpliv je potekal tako preko lastništva, ki je bilo pogosto v velikem deležu ali celo izključno državno, kot tudi preko dejstva, da je šlo za tako velik in pomemben »podsystem«, da ga država enostavno ni mogla ignorirati.

⁷ Sistemske storitve so storitve v regulacijskem območju, potrebne za normalno delovanje elektroenergetskega sistema, kot so regulacija frekvence, regulacija napetosti, vzdrževanje ravnotežja med proizvodnjo in porabo, vodenje sistema, vzpostavljanje sistema po razpadu, razbremenjevanje preobremenjenih vodov, zagotavljanje moči za pokrivanje izgub in zagon izbranih agregatov brez zunanjega napajanja (CIGRE-CIRED 2013).

- Tipična regulirana, »tarifna« narava cen. Cena torej ne opravlja svoje primarne ekonomske funkcije, pač pa ima močne politične in tehnične elemente.
- »Planske« cene, ki vertikalno integriranim podjetjem zagotavljajo investicijsko zmožnost glede na dolgoročne plane. To je tipični primer »tehničnega elementa« v funkciji cene.
- Dejansko je šlo le za »eno« ceno, ki je pokrila stroške vseh funkcij elektroenergetskega sistema (manjša preglednost stroškov oziroma cen posameznih nivojev sistema). Razdelitev se je opravila znotraj sistema. Sedaj pa poznamo množico različnih cen, prispevkov in dodatkov.

Po reformah lahko torej pogojno govorimo o »več cenah«, saj se posamezni elementi končne cene, ki jo plača potrošnik, oblikujejo na različnih trgih in so podvrženi različnim zakonitostim. Za katere cene torej sploh gre? Najprej je potrebno postaviti ločnico med:

1. cenami energije,
2. cenami za uporabo omrežij ter
3. specifičnimi cenami, kot so na primer cene za odstopanja⁸.

Cene za uporabo omrežij (CUO) vključujejo omrežnino (to je cena uporabe prenosnega in distribucijskega omrežja), ceno za systemske storitve ter razne druge dodatke. Način obračunavanja CUO je lahko med državami precej različen. V splošnem velja, da odjemalec pokriva sorazmerni delež stroškov glede na vrsto in včasih tudi mesto njegovega priključnega mesta. CUO ima navadno več postavk. V Sloveniji je denimo ena vezana na moč, druga pa na (delovno) energijo. Višina tarifnih postavk je odvisna od napetostnega nivoja omrežja, sezone, obratovalnih ur⁹ posameznega subjekta ter časa odjema (visoka, nizka in konična tarifa). Temeljni smisel CUO je v tem, da se poskuša realno ovrednotiti vrednost uporabe omrežja in da se zagotovi ustrezna količina sredstev za vzdrževanje in gradnjo omrežja.

Cena za energijo je cena, ki jo odjemalec plača proizvajalcu oziroma prodajalcu za energijo, ki jo porabi. Tudi pri ceni za energijo lahko govorimo o več cenah:

1. glede na raven trga: cene na trgu na debelo, cene za končne odjemalce;

⁸ O odstopanjih govorimo, ko proizvajalec ali odjemalec odstopa od »voznege reda« oziroma »tržnega plana«, t.j. od planiranega in pogodbeno pokritega časovnega razporeda proizvodnje ali odjema.

⁹ Obratovalne ure so razmerje med odjemom in maksimalno močjo in pomenijo čas, v katerem bi odjemalec dosegel porabo, če bi obratoval na maksimalni moči.

2. glede na vrsto trga: cene na organiziranih trgih, cene na izven-borznih trgih, bilateralne cene, tarifne cene;
3. glede na časovni horizont: znotraj-dnevne cene, cene za dan vnaprej, terminske cene;
4. glede na tip produkta: urne cene, cene za pasovni odjem (24h), cene za trapezni odjem (npr. 8h – 20h), cene za nočni odjem (npr. 20h – 8h), cene za večjo tarifo (VT), cene za manjšo tarifo (MT).

V tem delu bomo obravnavali cene energije na trgu na debelo, razen če ne bo posebej navedeno drugače.

2.5. Cene glede na čas

V prejšnjem poglavju smo predstavili težavo definiranja »cena elektrike«. Tu se osredotočamo na časovni horizont cen. Ločimo terminske cene (dobava teden ali dlje v prihodnosti), cene za dan vnaprej, cene na znotraj-dnevnom trgu (fizična dobava navadno čez eno uro ali nekaj ur) ter cene na izravnalnem trgu (časovno okno od ene ure pred dobavo do dejanske dobave).

V tem delu se osredotočamo na cene za dan vnaprej, saj gre za segment trga, ki je najbolj razvit ter likviden – posledično pa so na voljo najdaljše časovne vrste za analizo. Vseeno poudarjamo nekaj specifik ostalih časovnih horizontov. Za znotraj-dnevni in tudi izravnalni segment je običajen način sprotnega trgovanja, prav tako pa zaradi kratkih časovnih rokov še bolj prihaja do izraza asimetrija informacij ter boljše sposobnosti določenih udeležencev. Izravnalni trg je sistemsko pomemben trg, katerega namen je zagotavljanje izravnalne energije sistemskemu operaterju. Zato je na eni strani posla vedno sistemski operater, bodisi kot kupec bodisi prodajalec. Weron opozarja, da so cenovni vzorci pri trgih sistemskih storitev ravno zaradi omenjenih specifik lahko bistveno drugačni od trga za dan vnaprej. Na izravnalnem trgu ali znotraj-dnevnom trgu je višja nihajnost¹⁰, bolj pogosti so tudi ekstremi (Weron 2014).

Tudi zaradi primerjave z drugimi energenti ali finančnimi instrumenti pa je morda najbolj zanimivo razmerje med cenami za dan vnaprej in terminskimi cenami. Diko in soavtorji na

¹⁰ Glej poglavje 5.2.2.

primeru nemškega, francoskega in nizozemskega trga ugotavljajo, da iz finančnih trgov povzeto pričakovanje, da bi morale biti diskontirane terminske cene enake cenam za dan vnaprej, za trge elektrike ne velja¹¹. Vzrok leži v nezmožnosti shranjevanja dobrine. Terminske cene torej vsebujejo premijo za tveganje (Diko in drugi 2006).

Podobno analizo sta Lucia in Torro opravila za skandinavski trg. Ugotavljata, da je vsaj na krajši rok premija večja pozimi kot poleti ter zelo povezana z nivoji vodnih akumulacij, kar je sicer pričakovana specifična skandinavskega trga (Lucia 2011).

2.6. Kratek povzetek trenutnega stanja v energetske sektorju v EU

Trenutno stanje v energetske sektorju EU najhitreje povzamemo, če pregledamo predlog vzpostavitve »energetske unije«, ki ga je Evropska Komisija objavila 25. februarja 2015 (Evropska Komisija 2015).

Komisija tu predlaga naslednje (Evropska komisija 2015):

- dosledno uresničevanje oziroma uveljavitev določb obstoječe zakonodaje,
- sprejetje nove zakonodaje (izrecno se omenja področje delovanje energetskih trgov, zanesljivost oskrbe ter podnebni cilji, vključno s področjem energetske učinkovitosti stavb in zmanjševanja ogljičnega odtisa prometa),
- vzpostavitev foruma o energetske infrastrukturi ter pobud za pospešen razvoj energijske in podnebne tehnologije in inovacij ter
- povečanje preglednosti stroškov in cen energije.

Skratka, poleg pričakovane osredotočenosti na uresničevanje obstoječe zakonodaje in uvajanja nove (torej nadaljevanje prakse »re-regulacije«) je izrecno omenjen tudi zanimiv cilj preglednosti stroškov in cen energije. To je problem, ki je prvič dobil potrditev na tako visokem političnem nivoju.

Zavedanje Komisije, da je potrebno okrepiti delovanje trga in resnično vzpostaviti enotni trg z energijo v EU, pa se kaže tudi v vedno večji vlogi, ki se tudi v političnih ciljih namenja

¹¹ Glede razmerja med cenami elektrike na različnih časovnih horizontih glej tudi Skantze in Ilic (2001).

povečevanju čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Če je bila ta številka 10 odstotkov v kontekstu ciljev do leta 2020, se številka do leta 2030 poveča na 15 odstotkov.

3. ANALIZA FAKTORJEV PONUDBE IN POVPRASEVANJA NA TRGU ELEKTRIKE

Kot pri vsaki drugi ceni je tudi pri ceni elektrike odločilen spoj ponudbe in povpraševanja. Kot smo videli v predhodnih poglavjih, je ključno definirati, kateri trg in katero ceno imamo v mislih pri analizi. Poleg samih faktorjev, ki jih podrobneje obravnavamo v podpoglavjih, ki sledijo, se je potrebno zavedati tudi nekaterih drugih specifik elektrike kot dobrine oziroma njenih osnovnih lastnosti. Izpostavljamo predvsem štiri, ki so po našem mnenju najpomembnejše:

- nuja usklajevanja proizvodnje in odjema v realnem času,
- variabilnost cenovne elastičnosti¹² ponudbe,
- cenovna neelastičnost povpraševanja,
- občutljivost na spremembe ob obremenitvi, ki je blizu maksimalne.

Zaradi tehničnih zahtev morata biti ponudba (proizvodnja) in povpraševanje (odjem) v vsakem trenutku usklajena. Razlog obstoja t.i. sistemskih storitev, ki smo jih srečali v poglavju 2, je pravzaprav ravno v ohranjanju tega ravnovesja. Pri elektriki še ne obstaja (ekonomsko smiselno) način skladiščenja velikih količin za daljši čas, s tem pa je tudi onemogočena možnost časovne arbitraže. Razmere so pri večini drugih temeljnih energentov bistveno drugačne. Tako zemeljski plin kot nafto se lahko skladišči. Obseg zalog pa je pomembna determinanta v obnašanju cen na trgu. Visoka raven zalog recimo prepreči, da bi nenadni ponudbeni šok bistveno vplival na stanje na trgu.

Krivulja ponudbe na trgu elektrike je navadno precej elastična pri manjših obremenitvah, ko pa se približujemo maksimalni količini začne strmo naraščati. To izhaja iz same konstrukcije krivulje, kjer imamo pri nižjih cenovnih nivojih navadno večji nabor t.i. »pasovnih elektrarn«,

¹² Cenovna elastičnost je kvocient relativne spremembe v količini in relativne spremembo v ceni. Cenovna elastičnost 1 pomeni, da se ob 1% spremembi v ceni tudi količina spremeni za 1%. Cenovna elastičnost 0 pomeni, da kljub spremembi v ceni ni nobenih sprememb v količini. Gre torej za popolnoma neelastično krivuljo. Podrobnejšo opredelitev koncepta elastičnosti in drugih pojmov iz mikroekonomije bralec najde na primer v Hrovatin (2013).

ki lahko pomenijo velike obsege energije, ko so enkrat aktivirane, v »špicah« pa precej dražje vire navadno manjših zmogljivosti. Učinek morebitnega skoka v povpraševanju kot posledica na primer vremenske spremembe je torej odvisen od tega, na katerem delu krivulje ponudbe se nahajamo. Kot bomo podrobneje spoznali v poglavju 5, se v cenah izrazi z večjo variabilnostjo pri visokih cenovnih ravneh, kar je ravno obratno kot je običajno na finančnih trgih. Angleški termin za ta pojav je »inverse leverage effect«.

Medtem ko elastičnost ponudbe variira po krivulji, je krivulja povpraševanja zelo neelastična. To izhaja tako iz dejstva, da električna energija za določene uporabe nima nadomestkov, kot tudi iz tega, da končni odjemalci navadno niti ne občutijo sprememb cen, ker so vezani na tarifo. »Aktivacija« povpraševanja v smislu večjega sodelovanja kupcev na trgu je v ena od glavnih tem na elektroenergetskih trgih. Koncepti kot so pametni števcji imajo smisel le, če dosežejo učinek oziroma spremembo v obnašanju.

Kadar sistem obratuje na nivoju blizu maksimalne zmogljivosti, lahko že manjše spremembe povpraševanja povzročijo velike skoke cen. To sicer izhaja že iz omenjenih elastičnosti krivulj, vendar je vredno posebne omembe, saj smo v zadnjih letih zaradi dolgotrajnega trenda padajočih cen, kar so v veliki meri povzročile subvencije za obnovljive vire energije, priča pospešenemu pojavu zapiranja elektrarn. Zaradi osnovne fizikalne nuje usklajenosti proizvodnje in odjema moramo dejansko ločeno presojati vsak mikro segment trga – lahko tudi vsako uro ali celo krajše obdobje. V prihodnosti se lahko zgodi, da bomo zaradi variabilnosti obnovljivih virov večkrat soočeni z mikro tržnimi segmenti, ko bo – na primer zaradi nenadnega zmanjšanja proizvodnje iz obnovljivih virov – pozicija na krivulji ponudbe globoko na neelastičnem delu in s tem možnost cenovnih šokov večja.

3.1. Temeljni faktorji ponudbe in povpraševanja na veleprodajnem trgu elektrike in njihov vpliv na cene

Faktorji, ki vplivajo na ponudbo in povpraševanje, so številni in raznoliki. V tem poglavju želimo naštetati ključne, ki jih nato podrobneje na primerih predstavimo v podpoglavjih, ki sledijo. Ključni faktorji so po našem mnenju naslednji:

- vreme,
- proizvodna struktura in izpadi proizvodnih enot,
- cene goriv,

- tržna struktura, monopolna moč in strateško obnašanje,
- regulatorni vplivi,
- elastičnost ponudbe in povpraševanja,
- vpliv okoliških trgov,
- napovedi in odstopanja od napovedi in
- mehanizem oblikovanja cene.

3.1.1. Vreme

Vpliv vremena na ponudbo in povpraševanje ter posredno na cene je večplasten. V nadaljevanju naštejmo nekatere primere.

- Temperatura: Primarno vpliva na povpraševanje, saj visoke temperature pomenijo potrebo po hlajenju, nizke pa po gretju. Ta faktor je zato še bolj kot za elektriko pomemben za zemeljski plin. V ekstremnih primerih lahko vpliva tudi na ponudbeni vidik (zmanjšano proizvodnjo). Visoke temperature pomenijo navadno tudi nizek vodostaj ter višje temperature rek, ki se uporabljajo za hlajenje termoelektrarn. Ob preseženih vrednostih po predpisih, ki regulirajo vpliv na biotop reke, bi to pomenilo tudi omejevanje proizvodnje. Podobno se pri pregrevanju zmanjša učinkovitost in posledično proizvodnja sončnih fotovoltaičnih elektrarn.
- Padavine: Za razliko od temperature padavine vplivajo primarno preko ponudbene strani. Jasno je vpliv večji v sistemih, kjer je velik delež hidroenergije. Znano je, da je variabilnost količine padavin med leti precejšnja. Dosega lahko tudi 30 odstotkov in več. Sam vpliv na sistem in ceno pa je odvisen tudi od tipa hidro naprav – obstaja bistvena razlika med sistemi s pretočnimi elektrarnami ter tistimi, kjer obstajajo akumulacije. Odločilna je t.i. »senčna« cena vode (angl. »shadow price of water«)¹³. Gre za oportunitetni strošek v smislu: če vodo porabim za proizvodnjo sedaj, je ne bom mogel v prihodnje, ko bo morda cena elektrike višja. Če akumulacije ni, seveda tudi ni možnosti prej opisane arbitraže in se navadno visoki vodostaji neposredno prenesejo na trg v obliki višje proizvodnje in navadno nižjih cen. Situacija je ekvivalentna v primeru, ko akumulacije obstajajo, vendar so polne.
- Sončno obsevanje ter veter: Tako sončno obsevanje kot veter sta bila še nedolgo nazaj marginalna s stališča vpliva na elektroenergetski sistem, vendar temu danes ni več

¹³ Za podrobnejšo opredelitev koncepta »shadow price of water« ter ekonomike hidroelektrarn glej na primer Forsund (2004).

tako. Zaradi vse večjega obsega sončnih in vetrnih elektrarn v elektroenergetskih sistemih, postaja obseg sončnega obsevanja ter vetra pomemben faktor. Tako pri soncu kot pri vetru je posebno izrazit problem visoka variabilnost, še posebno na kratkih časovnih intervalih. Omenili smo že spreminjanje količine padavin med leti, kot bomo videli v nadaljevanju, pa situacija ni mnogo boljša niti pri soncu. Močna prisotnost sončnih in vetrnih elektrarn je povzročila še en pojav, ki je bil še nedolgo nazaj bolj teoretičen, sedaj pa se vsaj v kontinentalni Evropi pojavlja kar pogosto – negativne cene. Navadno ob dela prostih dnevih, ko je vreme lepo in vetrovno (visoka pa je posledično tudi proizvodnja vetrnih in sončnih elektrarn), potreba po elektriki pa relativno nizka, se pojavijo negativne cene, kjer je kupec plačan za to, da prevzema elektriko oziroma proizvajalec za to, da neha proizvajati. Navedeni pojav ima logično razlago v tem, da je za določene tipe elektrarn (npr. termoelektrarne na premog) ceneje preživeti nekaj ur z nerentabilnimi cenami, kot pa nositi stroške in potrebni čas zaustavljanja in ponovnega zagona.

- Ekstremni vremenski pojavi: Omenili smo že primer vpliva ekstremno visokih temperatur na proizvodnjo elektrike ter vpliv dolgotrajnega deževja in polnih akumulacij. Obstajajo pa tudi bolj posredni vplivi, recimo preko napovednih sistemov, ki ob takih ekstremih navadno odpovejo. Če vzamemo primer modela, ki napoveduje proizvodnjo hidroelektrarn (tudi) na osnovi padavin, lahko ta po dolgotrajnem sušnem obdobju da popolnoma napačne rezultate, saj se spremeni dinamika »prelivanja« padavin v struge vodotokov zaradi izsušenosti okolice.

Za prikaz variabilnosti vremenskih spremenljivk na letni ravni smo iz arhiva meteoroloških podatkov, ki ga vodi Agencija Republike Slovenije za okolje, zbrali dostopne podatke merilnih postaj za obdobje 1961 – 2014 (Agencija Republike Slovenije za okolje 2015). Omejitveni dejavnik je, da je za tako dolgo obdobje na voljo le manjše število merilnih postaj (Bilje, Ljubljana, Maribor, Novo Mesto, Portorož, Rateče, Šmartno pri Slovenj Gradcu). Po drugi strani želimo dolgo serijo let, kar potrebujemo za čim bolj verodostojno oceno nihanja spremenljivke. V spodnji tabeli so prikazani minimum, maksimum ter 5., 75. in 95. centil porazdelitve. Poudarjamo, da nas zanima porazdelitev relativnega odmika od dolgoletnega povprečja. Pri temperaturi pa absolutni, saj gre za spremenljivko na intervalni merski lestvici.

Tabela 3.1: Relativni odkloni vremenskih spremenljivk od dolgoletnega povprečja

Spremenljivka	Količina padavin [%, osnovna enota: mm]	Povprečna temperatura [°C]	Trajanje sončnega obsevanja [%, osnovna enota: h]
Minimum	-28,4%	-2,4	-20,7%
Maksimum	49,1%	2,8	23,5%
5. centil	-20,1%	-1,8	-13,7%
75. centil	6,5%	1,2	6,0%
95. centil	23,9%	2,1	18,6%

Vir: Agencija Republike Slovenije za okolje (2015)

Odkloni so torej v odstotkih glede na povprečja celotnega obdobja, razen pri temperaturi, kjer so v stopinjah Celzija. Ugotovimo lahko, da tudi pri sončnem obsevanju lahko na letni ravni pride do relativno velikih odstopanj, kar je v razmerah, ko je v omrežju prisotnih vedno več sončnih elektrarn, zelo pomemben podatek.

3.1.2. Proizvodna struktura in izpadi proizvodnih enot

Proizvodna struktura je eden ključnih faktorjev oblike krivulje ponudbe. Tradicionalna konstrukcija krivulje bi se začela z velikimi hidroelektrarnami, ki navadno obratujejo z najnižjimi povprečnimi stroški, sledijo jedrske elektrarne ter nato termoelektrarne na premog in plin. Pri konstrukciji krivulje moramo seveda upoštevati različne stroškovne elemente – fiksne in variabilne. Med drugim tudi stroške, ki nastanejo pri zaustavitvah in ponovnih zagonih posebej večjih termoelektrarn in nukleark. Poleg tega večje enote potrebujejo tudi določen čas (odvisen od konkretne tehnologije elektrarne) da bodisi povečajo bodisi znižajo raven moči obratovanja (European Commission 2014a). To je eden ključnih stranskih vzrokov pojava negativnih cen na trgih na debelo, kar se dokaj pogosto v zadnjih letih dogaja na trgih kontinentalne Evrope. Poleg negativnih cen pa je to tudi eden od razlogov, da je krivulja ponudbe pri nizkih količinah bolj vodoravna oziroma elastična.

Proizvodne strukture se na različnih trgih razlikujejo, saj sledijo bodisi naravnim danostim (npr. reke primerne za energetsko izkoriščanje, dostopnost lokalnih energentov) bodisi političnim preferencam posamezne države (npr. zavestno odrekanje jedrske energije).

V zadnjih nekaj letih je prišlo do pomembnih sprememb v proizvodni strukturi kontinentalne Evrope, pa tudi širše. Glavna sprememba je povečan delež obnovljivih virov energije,

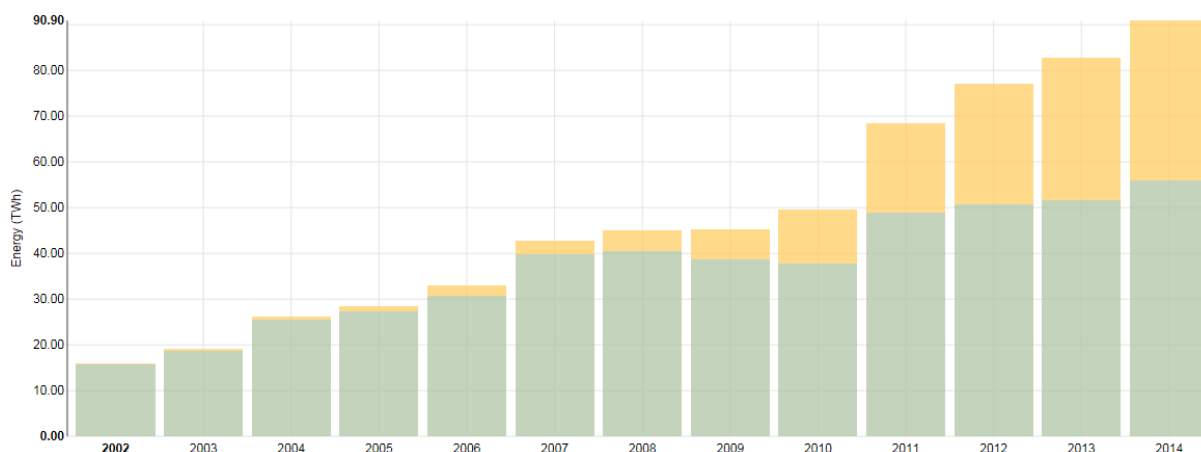
prvenstveno sončne in vetrne energije. Vodilna država je Nemčija, kjer je sklop politik privedel do bistvenega povečanja v deležu obnovljivih virov energije v elektriki, kot je razvidno tudi iz spodnje tabele 3.2 in slike 3.1, ki prikazujeta spremembo v agregatnem deležu obnovljivih virov v proizvodnji elektrike ter dinamiko proizvodnje elektrike iz sončne ter vetrne energije. Delež obnovljivih virov sicer rase v vseh navedenih državah. Pri Nemčiji se je v zadnjih letih opazno povečala predvsem proizvodnja iz sončnih elektrarn.

Tabela 3.2: Delež obnovljivih virov v proizvodnji elektrike v izbranih državah EU v letih 2004 in 2013

DRŽAVA		2004	2013
EU28	EU28	14,3%	25,4%
SI	Slovenija	29,3%	32,8%
DK	Danska	23,8%	43,1%
DE	Nemčija	9,4%	25,6%
ES	Španija	19,0%	36,4%
FR	Francija	13,8%	16,9%
HR	Hrvaška	32,5%	38,7%
IT	Italija	16,1%	31,3%
HU	Madžarska	2,2%	6,6%
AT	Avstrija	61,9%	68,1%

Vir: Eurostat (2015a)

Slika 3.1: Proizvodnja elektrike iz vetrnih in sončnih elektrarn v Nemčiji v obdobju 2002 – 2014



Vir: Fraunhofer ISE Energy Charts (2015)

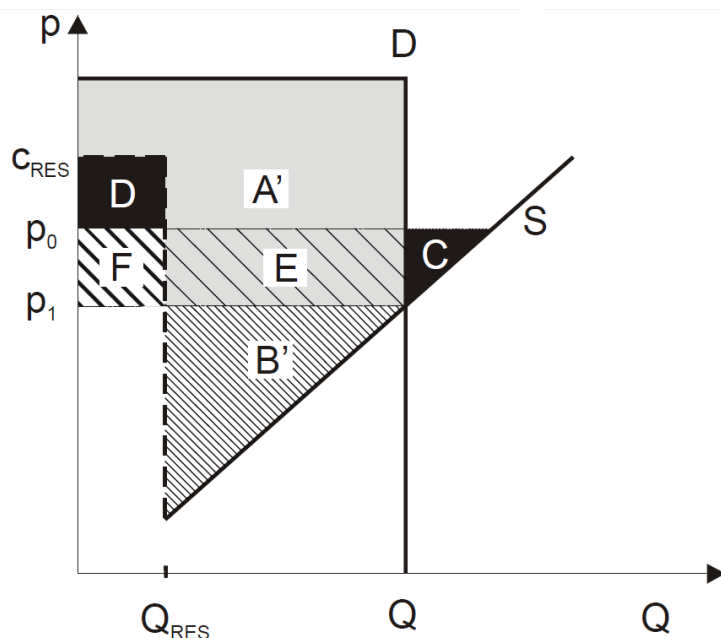
Legenda: na ordinati so vrednosti energije v TWh, zelena barva prikazuje vetrne, oranžna pa sončne elektrarne

V Nemčiji se je za politike spodbujanja proizvodnje elektrike iz obnovljivih virov oblikoval tudi poseben izraz – poznane so kot »Energiewende« oziroma energetski preobrat. Ključni vplivi te spremembe v proizvodni strukturi pa so po našem mnenju naslednji:

- Povečal se je delež razpršene proizvodnje manjših moči, kar ugodno vpliva na zanesljivost in varnost oskrbe.
- Zmanjšal se je delež vodljive proizvodnje, kjer upravljavec elektrarne bolj ali manj samostojno lahko odloča o ravni proizvodnje. Resda je tudi proizvodnja iz obnovljivih virov lahko vodljiva, vendar v precej manjši meri kot klasični viri (Freris in Infield 2008).
- Povečal se je delež proizvodnje, ki pretežni del svojih prihodkov pridobi izven trga – z raznimi subvencijami. V Sloveniji se je obseg subvencioniranja na letni ravni povečal iz nivojev okoli 20 mio EUR pred letom 2009 do nekaj pod 140 mio EUR v letu 2014.

Andor in drugi situacijo povečanega deleža obnovljivih virov zaradi subvencij v smislu krivulj ponudbe in povpraševanj podrobneje razčlenjujejo, kot je prikazano na sliki 3.2 (Andor in drugi 2010).

Slika 3.2: Vpliv pojava subvencionirane proizvodnje elektrike na trgu



Vir: Andor in drugi (2010)

Legenda: p = cena, Q = količina, Q_{RES} = količina subvencionirane obnovljive proizvodnje, C_{RES} = lastna cena subvencionirane proizvodnje, krivulja D = povpraševanje, krivulja S = ponudba, A do F = elementi proizvajalčevega in potrošnikovega presežka, $C + D$ = izguba zaradi alokacijske neučinkovitosti

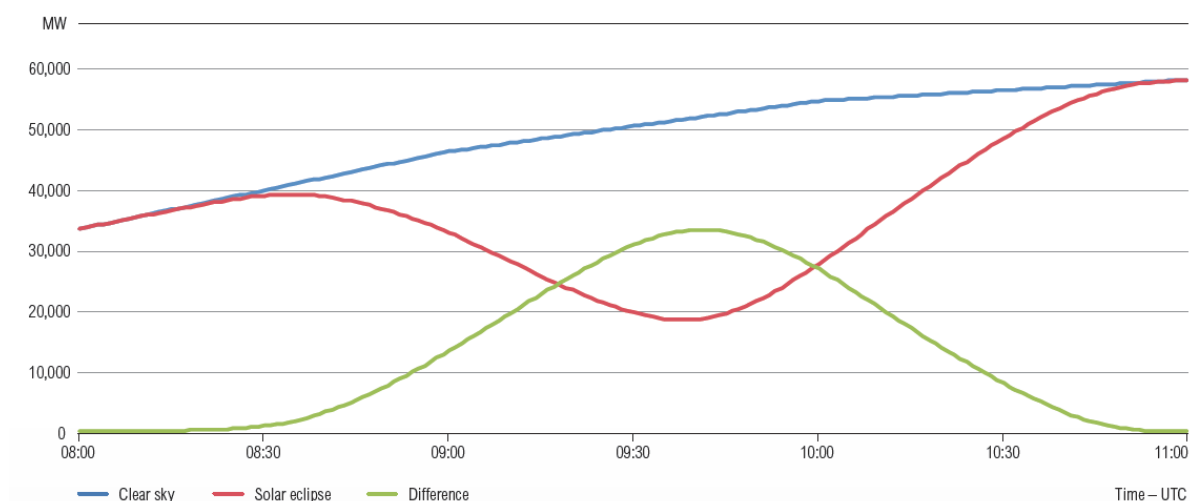
Ko proizvajajo elektrarne na obnovljive vire energije s ceno nad tržno (zaradi subvencij), se tržna cena zniža (ker se v sistem vključujejo prednostno, ne na osnovi cene) iz P_0 na P_1 in nekateri drugi proizvajalci so potisnjeni s trga. Izguba blaginje zaradi alokacijske neučinkovitosti je vsota C (izrinjeni proizvajalci) in D (proizvodnja nad stroški, ki jih prizna trg). To ima tudi distribucijske učinke. Učinek na potrošnika je odvisen od višine „zagotovljene odkupne cene“ (subvencije). Če je ta nad C_{res} (stroškovna cena obnovljivih virov) potem pride do dodatne prerazdelitve od potrošnikov do OVE proizvajalcev. Drugi proizvajalci izgubljajo presežek v vsakem primeru (Andor in drugi 2010).

Poleg proizvodne strukture imajo velik vpliv na trg tudi njene nenadne spremembe kot so izpadi proizvodnih enot. Ti so posebno težavni zaradi že omenjene fizikalne nuje vzdrževanja ravnotežja med proizvodnjo in odjemom. Eno temeljnih pravil po operacijskih kodeksih sistemskih operaterjev UCTE interkonekcije je t.i. »N-1 pravilo«, ki pomeni, da naj bi sistem zdržal izpad kateregakoli posameznega elementa – bodisi prenosne poti (notranje ali čezmejne), bodisi elektrarne ali druge sistemske komponente (ENTSO-E 2015c). Pravilo je bistveno zahtevnejše v manjših sistemih. Še posebno, če imajo ti relativno velike elemente. Tak primer je tudi Slovenija, kjer največja proizvodna enota predstavlja več kot tretjino koničnega odjema.

Tudi če sistem preživi tak šok, se zaradi porušenega razmerja med ponudbo in povpraševanjem spremenijo razmere na trgu. Navadno pride do t.i. pojava špice cen (angl. »price spike«). Kako tak dogodek vpliva na sistem, je odvisno tudi od številnih drugih faktorjev – denimo ali gre res za nepričakovan izpad, ali pa je bil dogodek predvidljiv, če ne celo napovedan.

Primer napovedanega dogodka je delni sončev mrk, ki se je zgodil 20. 3. 2015 in je zajel celotno Evropo. Problematičen je bil predvsem zaradi velikega obsega sončnih elektrarn v omrežju in dejstva, da je prišlo do zelo velikega nihanja moči v kratkem časovnem intervalu. Iz slike 3.3 je razvidno, da je vpliv na sistem trajal približno dve uri. Na vrhuncu je izpad moči znašal več kot 30 GW, kar je približno petnajstkratnik slovenske konične moči odjema. Izpad je bil še posebno velik zaradi relativno lepega vremena na večini kontinenta. Zahvaljujoč vnaprejšnji dobri pripravi sektorja je dogodek minil brez negativnih posledic za končne potrošnike elektrike.

Slika 3.3: Vpliv sončevega mrka 20. 3. 2015 v Evropi



Vir: ENTSO-E (2015b)

Legenda: na ordinati je moč v MW, na abscisi je čas; modra črta: normalna, pričakovana proizvodnja brez sončevega mrka; rdeča črta: dejanska proizvodnja; zelena črta: razlika

Zelo velik vpliv, še posebej na majhne elektroenergetske sisteme, ima tudi povezanost s sosednjimi sistemi. Navedeno ponazarjamo na primeru Danske. Na dan 2. 6. 2013 ob 12. uri je samo proizvodnja iz vetrnih elektrarn presegala porabo (3.300 MW proti 3.236 MW). Veter velja za enega od bolj nestanovitnih virov, prav tako je precej težaven za napovedovanje. Samo dobra povezanost danskega sistema s sosednjimi (Nemčija, Švedska, Norveška) je omogočila takšno situacijo. To, da je poleg vetrnih virov obratovalo še za 1.370 MW drugih elektrarn, lahko deloma pojasnimo z izvozom (1.433 MW) (Energienet.dk 2013). Poleg tega pa je ravno zaradi velike količine vetrne moči smiselno, da določen del drugih zmogljivosti obratuje, da bi lažje prevzel breme ob morebitnemu izpadu vetrnih elektrarn. Čisto možno je, da so določene »klasične« elektrarne v tem času delale izgubo, vendar se jim zaradi stroškov zaustavitve in zagona ni izplačalo ustaviti proizvodnje.

3.1.3. Cene goriv

Cene goriv vplivajo na ponudbo, v manjšem obsegu pa tudi povpraševanje, saj so različna goriva lahko tudi nadomestki. Tradicionalno so bile cene elektrike vezane na premog in delno na nafto, v zadnjih letih pa vedno pogostejše tudi na plin. Na posameznem območju oziroma

trgu so bile mejne elektrarne¹⁴ bodisi premogovne (npr. Nemčija), bodisi plinske (npr. Italija). Z nihanjem cen obeh energentov ter cen emisijskih kuponov iz EU ETS sheme so se izmenjevala obdobja prevlade premoga in plina. Ko je vse že kazalo, da prihaja obdobje prevlade plina, je nastopila revolucija (subvencioniranih) obnovljivih virov, ki je do neke mere porušila povezavo med ceno goriva ter ceno elektrike.

To povezavo lahko formaliziramo v izvedenih, indeksih »produktih« poznanih kot »(Clean) Spark / Dark Spread«. Poenostavljeno rečeno je »spark spread« bruto presežek plinske elektrarne, izračunan kot razlika med ceno elektrike in vhodnih stroškom zemeljskega plina, ki je potreben za proizvodnjo te elektrike. Pridevnik »clean« pomeni, da od bruto presežka odštejemo še vrednost porabljenih CO₂ kuponov iz EU ETS trgovalne sheme. »Dark spread« se izračuna enako, le da gre za premog namesto plina.

Ker je osnovno razmerje emisij med zemeljskim plinom in premogom poznano (približno 1 : 2 v korist zemeljskega plina) je jasno, da lahko iz cen EU ETS kuponov ter premoga in plina določimo različne ravnovesne točke. Trgovci lahko na teh razlikah trgujejo, proizvajalci pa podobno logiko uporabijo za zavarovanje tveganj – npr. s terminsko prodajo elektrike, nakupom plina in EU ETS kuponov je mogoče cene fiksirati vnaprej. Seveda v praksi situacija ni tako enostavna.

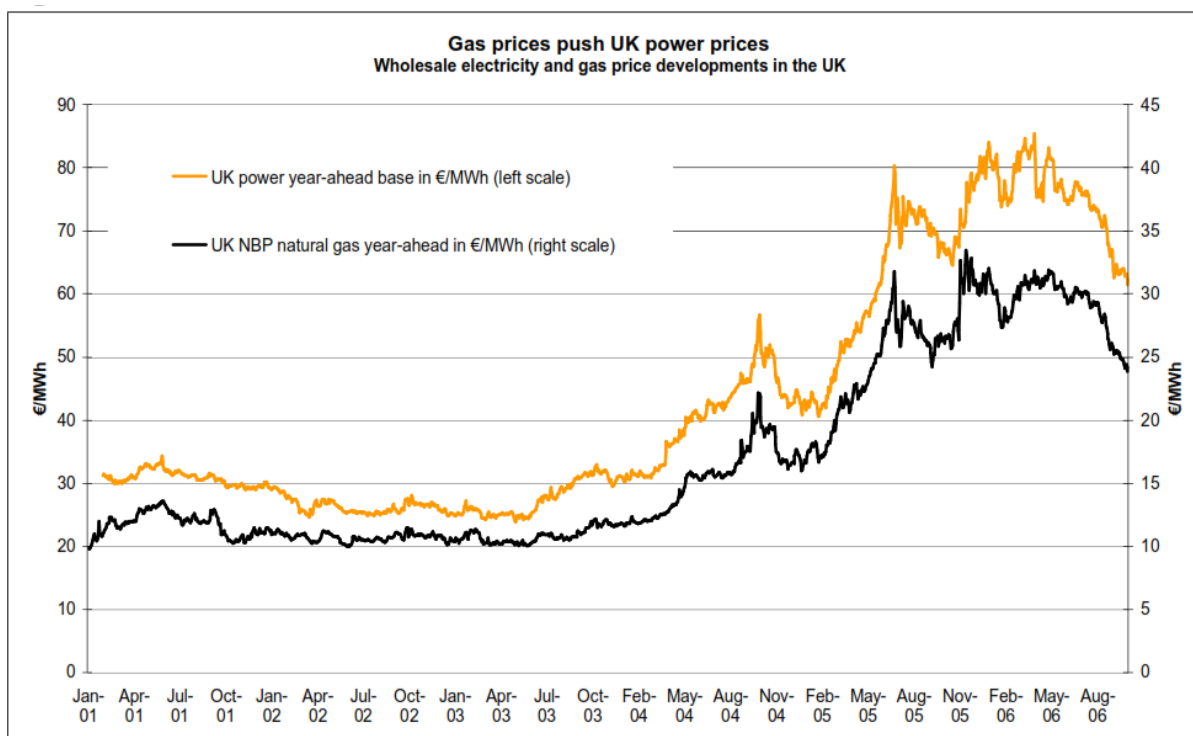
Plin je bil v 90-ih letih prejšnjega stoletja – torej ob začetku liberalizacije energetskega sektorja v Evropi – tako priljubljen, da se je oblikovala celo posebna skovanka »hitenje k plinu« (angl. »dash for gas«). Prednosti plina so bile relativno hitra izgradnja elektrarn (v primerjavi z nuklearkami ali premogovnimi elektrarnami), okoljska sprejemljivost ter tudi (vsaj navidezna) lahka dostopnost. Izjemno veliko investicij je bilo izvedenih v Veliki Britaniji (kar je glede na dostopnost plina iz Severnega morja razumljivo), vendar tudi v Španiji, Italiji in drugih državah. Veliko teh elektrarn je sedaj zaprtih, saj so nizke cene, ki so jih povzročili obnovljivi viri, drastično spodkopale njihovo ekonomiko. V Sloveniji je v tistem času potekala razprava o morebitni izgradnji zelo velike plinske elektrarne (ranga 600 MW in več) na lokaciji v Kidričevem. Bila naj bi »sestrska« elektrarna obrata v Mellach-u v Avstriji z močjo 832 MW. Ta elektrarna je začela obratovati leta 2011, vendar je bila že po treh letih zaprta (Verbund 2015). Podoben fenomen kot evropsko »hitenje k plinu« v 90-ih

¹⁴ To so tiste elektrarne, ki največkrat določajo ceno v smislu, da so zadnje (najdražje), ki se aktivirajo po ponudbeni krivulji.

letih se je slabi dve desetletji kasneje ponovil v ZDA, vendar je bil tam vzrok v izjemnem padcu cen plina, ki je sledil pojavu t.i. hidravličnega lomljenja (angl. »fracking«), ki je omogočilo naglo povečanje proizvedenih (črpanih) količin plina v ZDA.

Prikaz »plinsko vodenega« trga elektrike vidimo na spodnji sliki, ki prikazuje cene plina in elektrike v Veliki Britaniji med leti 2001 in 2006. Opazna je podobnost v gibanju ravni cen plina in elektrike.

Slika 3.4: Cene elektrike in plina v Veliki Britaniji med leti 2001 in 2006



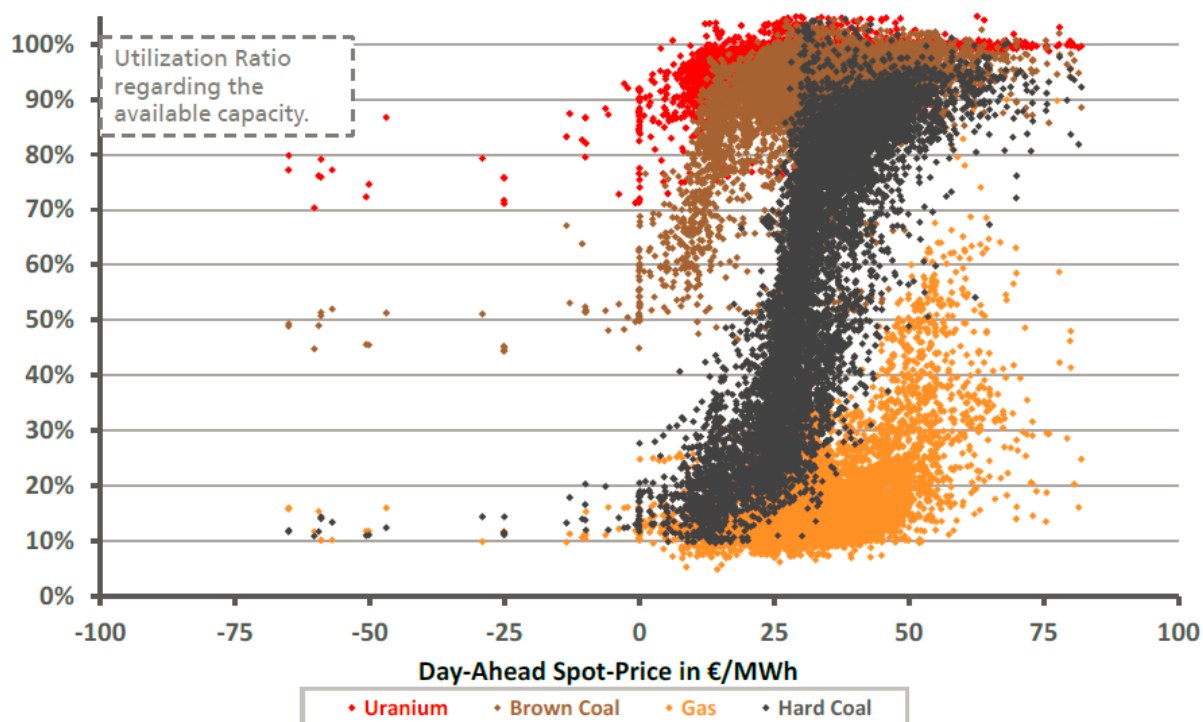
Vir: European Commission (2007a)

Legenda: rumena krivulja = termska cena elektrike (leva vertikalna os, v EUR/MWh), črna krivulja = termska cena zemeljskega plina (desna vertikalna os, v EUR/MWh)

Vpliv cene goriva se logično prepleta z vplivom proizvodne strukture. Kot že omenjeno je ključno predvsem, katere so tiste (»mejne«) elektrarne, ki določajo ceno.

Slika 3.5 prikazuje primer Nemčije v letu 2014, in sicer razmerje med ceno na trgu za dan vnaprej (»Day-ahead spot price«) ter deležem obratovanja posamezne tehnologije (t.j. kolikšen delež zmogljivosti po posamezni tehnologiji obratuje).

Slika 3.5: Razmerje med ceno na trgu za dan vnaprej ter deležem obratovanja po posamezni tehnologiji na primeru Nemčije v letu 2014

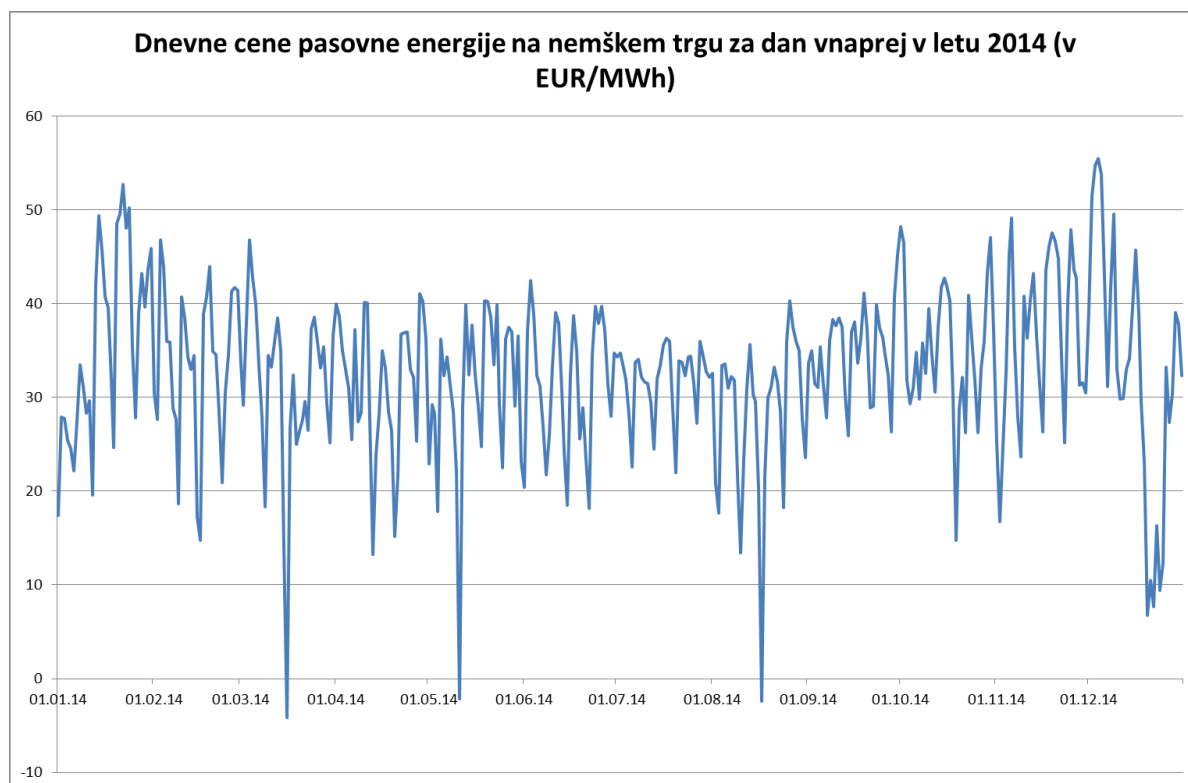


Vir: Fraunhofer ISE Energy Charts (2015)

Legenda: na abscisi je cena na trgu za dan vnaprej (EUR/MWh), na ordinati pa delež moči posamezne tehnologije, ki je v obratovanju; Uranium = jedrske elektrarne, Brown Coal = termoelektrarne (rjavi premog), Hard Coal = termoelektrarne (črni premog), Gas = zemeljski plin

Vidimo, da je obratovanje nukleark praktično neodvisno od cene, kar se ujema s pričakovanjem, da gre za najmanj fleksibilne enote. Zanimiv je predvsem skok elektrarn na črni premog na cenovnih nivojih med 25 in 50 EUR/MWh, prav tako pa je zanimivo, da plinske elektrarne tudi na relativno visokih cenovnih nivojih za sedanji čas (50 – 75 EUR/MWh) težka prebijejo mejo 50 odstotkov zmogljivosti v uporabi. Kako visoka je ta raven ponazarjamo s povprečnimi (pasovnimi) cenami na nemškem trgu v letu 2014, kar je prikazano na sliki 3.6. Povprečje je bilo komaj 32,7 EUR/MWh.

Slika 3.6: Dnevne cene pasovne energije na nemškem trgu za dan vnaprej v letu 2014 (v EUR/MWh)



Vir: Montel (2015)

Legenda: abscisa – dnevi; ordinata – cena v EUR/MWh

V poglavju 3.1.1. smo definirali koncept »shadow price of water«. Za plinom in premogom je dandanes to verjetno najpomembnejša »cena«, čeprav gre le za oportunitetni strošek. Cena nafte z elektriko skorajda nima več neposredne proizvodne povezave, jo pa seveda ima preko zemeljskega plina, kjer je še vedno prisotna povezava. Cena jedrskega goriva je manj pomembna zaradi dejstva, da so pri teh elektrarnah daleč pomembnejši fiksni stroški obratovanja. Razlog za to je poleg tehničnih karakteristik tudi dejstvo, da nuklearke navadno obratujejo konstantno, pasovno.

3.1.4. Tržna struktura, monopolna moč in strateško obnašanje

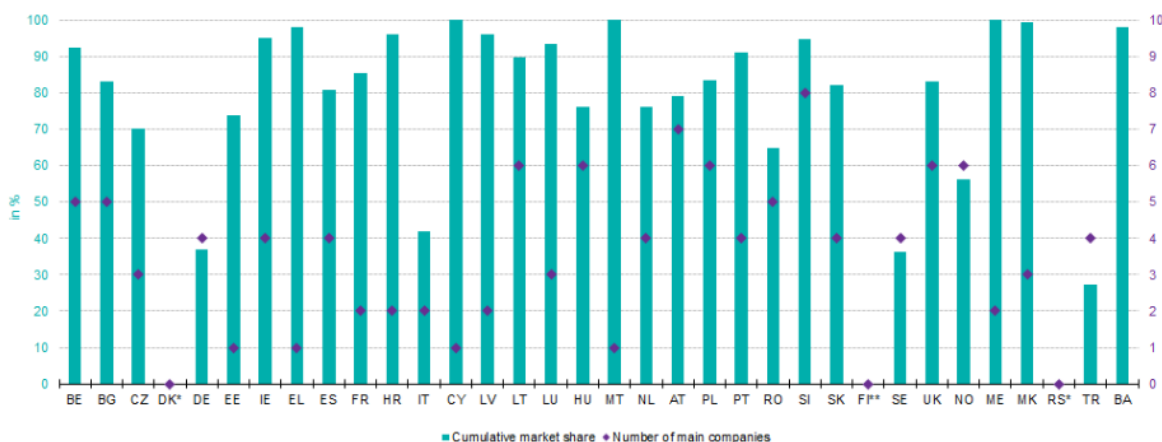
Trg elektrike je, podobno kot druge kapitalno intenzivne dejavnosti, precej koncentriran. Prav tako potrebne začetne investicije predstavljajo oviro vstopu novih igralcev. Na tem mestu je potrebno še enkrat izpostaviti več segmentov tega trga, ki so po našem mnenju najpomembnejši:

- Omrežja: Se obravnavajo kot infrastruktura ter ekonomsko gledano načeloma kot naravni monopol.
- Proizvodnja: Je poleg omrežij najbolj kapitalsko intenziven segment in zato tudi najbolj koncentriran.
- Trgovanje in dobava: Trgovanje je najmanj kapitalsko intenzivno, zato je v ta segment najlažje vstopiti. Dobava končnim odjemalcem je že bolj problematična, saj je povezana z več negotovostmi – denimo pokrivanje odstopanj odjemalcev od predvidenega odjema.

Koncentracijo v proizvodnji lahko ponazorimo s pomočjo Eurostatovih podatkov o tržnih deležih največjega proizvajalca v državi glede na celotno proizvodnjo. Raven koncentracije je tudi v večjih državah visoka, saj je bil denimo v letu 2013 delež največjega proizvajalca za Francijo kar 83,8 odstotka. To je enako tudi deležu v Sloveniji za isto leto (Eurostat 2015b).

Pri dobavi končnim odjemalcem je koncentracija prav tako relativno visoka. Eurostat je zbral podatke o številu glavnih dobaviteljev (dobavitelj je glavni, če dobavi vsaj 5% nacionalnega odjema) ter njihovem kumulativnem tržnem deležu po posamezni državi. Podatke prikazujemo v sliki 3.7. Le sedem držav je takih, kjer je glavnih dobaviteljev več kot šest. Zanimivo je, da so si po teh podatkih podobne tudi zelo različno velike države, recimo Hrvaška, Francija in Litva.

Slika 3.7: Število glavnih dobaviteljev končnim odjemalcem in njihov tržni delež v letu 2013 (glede na celotno dobavo; v %)



Vir: Eurostat (2015b)

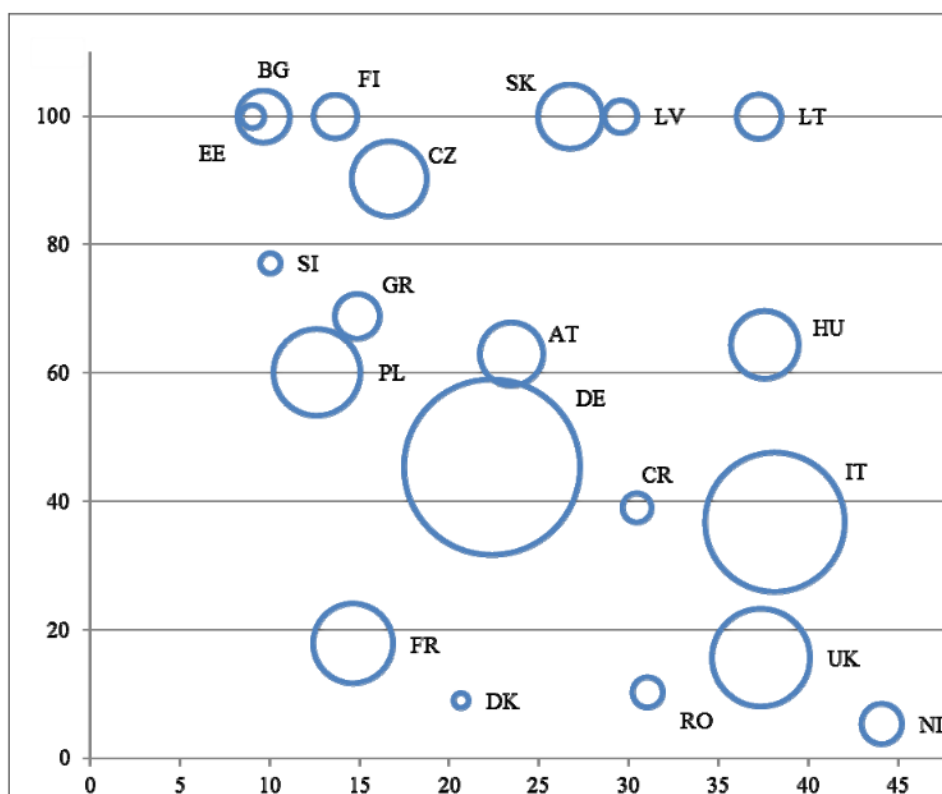
Legenda: leva vertikalna os prikazuje kumulativni tržni delež glavnih dobaviteljev (stolpec), desna pa njihovo število (točka vijolične barve); na abscisi so države po mednarodni dvoznakovni kodi

Situacijo pri trgovanju lahko ponazorimo s stanjem v slovenski bilančni shemi. Bilančna shema predstavlja hierarhično ureditev trga. Pomeni enega od modelov organizacije, ki mu sledijo slovenski pa tudi drugi trgi. Vsak subjekt, ki želi poslovati na trgu, se mora uvrstiti v shemo, bodisi v neposrednem razmerju do operaterja trga (odgovorni bilančne skupine) bodisi v razmerju do odgovornega bilančne skupine (odgovorni bilančne podskupine). Odgovorni bilančne skupine nosi obveznosti prijav pozicij in tudi tveganja odstopanj oziroma njihovega finančnega pokrivanja. Na dan 15. 4. 2015 je bilo v slovenski shemi, ki jo vodi operater trga Borzen, včlanjenih 79 subjektov, vendar je bilo le 17 takih, ki so imeli pripadajoča fizična prevzemno-predajna mesta. Povedano drugače: le 17 od 79 subjektov je bilo takih, da so imeli v svojem portfelju končne odjemalce ali proizvajalce (elektrarne). Ostali nastopajo na trgu le v vlogi trgovanja, torej morajo svoje pozicije v celoti zapreti na veleprodajnem trgu (Borzen 2015).

Pri zemeljskem plinu je koncentracija še višja, saj ima velik del EU le enega glavnega dobavitelja – to je Rusija. Slika 3.8 kaže razmerje med deležem zemeljskega plina v mešanici energetskih virov (horizontalna os) ter deležem ruskega plina v nacionalni porabi zemeljskega plina (vertikalna os). Velikost krogov ponazarja količino uvoženega ruskega plina. Prikaz je EU Komisija vključila v dokument o strategiji evropske energetske varnosti (European

Commission 2014c). Večina vključenih držav je po deležu ruskega plina v celotni dobavi na ravni nad 50 odstotkov. Ni presenečenje, da je plin še bolj kot elektrika podvržen določenim proti-konkurenčnim praksam. Primeri so dolgoročne vezave ter omejujoče pogodbene klavzule, kot na primer »destination« klavzula, ki je omejevala nadaljnjo prodajo ali »take-or-pay« klavzula, ki je obvezala k prevzemu minimalne količine ali pa plačilu, četudi količina ni bila prevzeta. Take prakse so se potem prenašale po verigi navzdol do končnega kupca. Res pa je, da so danes mnogo manj prisotne kot nekoč. V veliki meri verjetno zahvaljujoč prizadevanjem Komisije.

Slika 3.8: Število glavnih dobaviteljev končnim odjemalcem in njihov tržni delež v letu 2013 (glede na celotno dobavo; v %)



Vir: European Commission (2014c)

Legenda: abscisa: delež zemeljskega plina v mešanici energijskih virov (%); ordinata: delež ruskega plina v nacionalni porabi zemeljskega plina (%); velikost krogov: količina uvoženega ruskega plina)

Zavedajoč se problema koncentracije in potencialne zlorabe tržne moči, je Evropska Komisija v letu 2005 izvedla obsežno preiskavo¹⁵, pri kateri sta sodelovala Generalna Direktorata za energijo ter konkurenco. Glavni zaključki preiskave, ki veljajo tako za elektriko kot zemeljski plin, so bili (European Commission 2007a):

- Koncentracija je na večini nacionalnih trgov previsoka, povezovanje med nacionalnimi trgi je nezadostno.
- Preglednost trgov je nezadostna, kar vodi do nezaupanja v cenovne signale ter skupaj z nizko likvidnostjo omejuje nove vstopе.
- Prevladujoča podjetja izkoriščajo prednosti, ki jih prinaša nezadostna ločitev med omrežnimi in tržnimi segmenti. Poleg tega izkrivljajo cene na majhnih trgih predvsem na segmentu izravnave ter »zaklepajo« kupce z dolgoročnimi pogodbami.

Kot navaja Komisija so bili rezultati te preiskave eden od vzgibov za oblikovanje tretjega energetskega paketa (European Commission 2007a).

Visoka koncentracija in s tem morebitna prisotnost monopolne moči sama po sebi ni problem, problem pa je zloraba te moči z namenom doseganja nesorazmernih dobičkov. Trg elektrike ima več specifik, ki otežujejo ugotavljanje prisotnosti takih zlorab: povpraševanje pa tudi ponudba se skozi čas spreminjata (dejansko lahko vsak obračunski interval obravnavamo kot ločen trg, kot bomo videli v poglavju 5.2.5), poleg tega pa elektrike kot že omenjeno danes še ni možno na ekonomsko smiselni način skladiščiti za daljši čas in v večjih količinah. Oboje pomeni, da cene lahko zelo močno variirajo. Težko je torej ugotoviti, ali je določena špica cen (ali dlje trajajoča višja raven cen) posledica stanja na trgu, ali zlorabe moči. Nekateri zagovarjajo trditev, da so špice cen normalen pojav, ki dejansko zagotavlja povrnitev fiksnih stroškov ter normalnega donosa na vložena sredstva, medtem ko naj bi bilo obratovanje v večini ur, torej v urah, ko ni cenovnih špic, vezano na pokrivanje variabilnih stroškov.

V primeru, da bi določena podjetja želela zlorabiti svoj položaj na trgu z namenom povečanja dobičkov, lahko to dosežejo bodisi direktno preko cene¹⁶, bodisi z zmanjšanjem količine. Slednje bi pomenilo, da se ustvari (navidezno) pomanjkanje na trgu, kar požene cene navzgor.

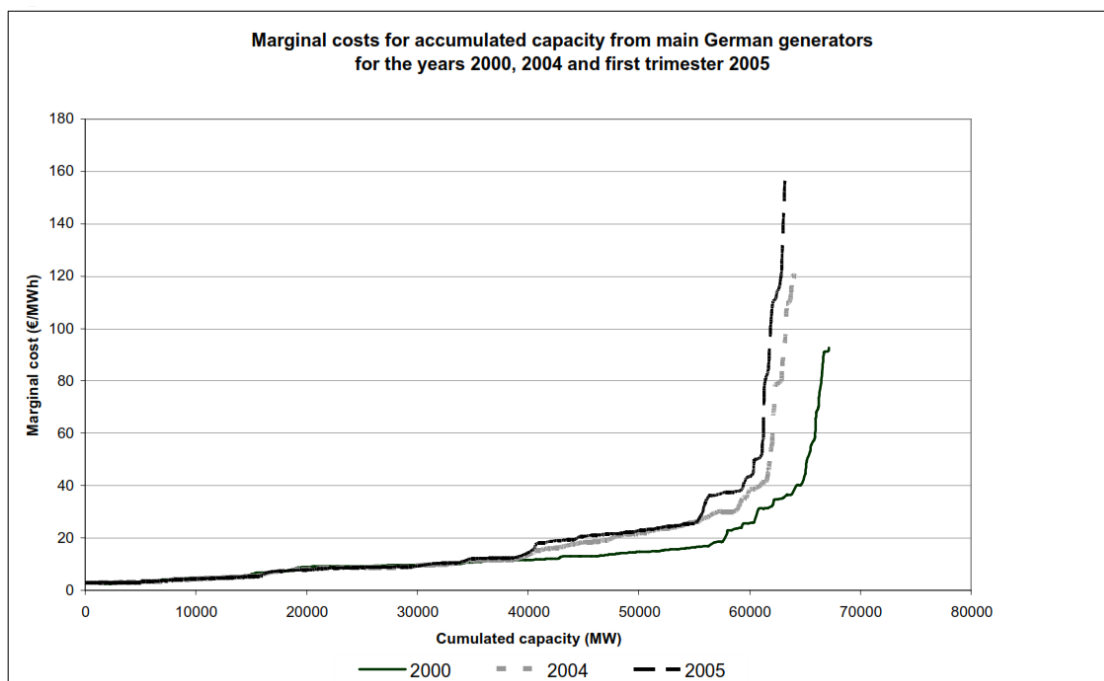
¹⁵ Pravna podlaga za preiskavo je bil 17. člen Uredbe Sveta (ES) št. 1/2003 z dne 16. decembra 2002 o izvajanju pravil konkurence, ki pravi, da lahko Komisija »kadar razvoj trgovine med državami članicami, togost cen ali druge okoliščine kažejo na možnost omejevanja ali izkrivljanja konkurence na skupnem trgu izvede svojo preiskavo«.

¹⁶ Na primer dražja ponudba na trgu, kjer ni alternative. Predvsem v situacijah, ko je malo ali nič presežne ponudbe oziroma rezervnih zmogljivosti.

Tak pristop naj bi uporabljalo ameriško podjetje Enron na tržišču zvezne države Kalifornija v 90-ih letih prejšnjega stoletja. Iz posnetkov telefonskih klicev, ki so jih zasegli ameriški preiskovalci, je bilo razvidno, da so namenoma zaustavljali določene elektrarne, ravno z namenom višanja cen.

Slika 3.9 prikazuje mejne stroške elektrarn v nemškem sistemu, kumulirane po inštalirani moči. Gre torej za približek krivulje ponudbe. Sliko je v svoje poročilo o preiskavi vključila Evropska Komisija (European Commission 2007b). Čeprav je težko soditi o vzroku, ostaja dejstvo, da je prišlo med letoma 2000 in 2005 do opaznega zmanjšanja razpoložljive zmogljivosti, čeprav je v tistem obdobju poraba elektrike rasla in ni bilo slutiti zastoja, ki je sledil čez nekaj let. Po grobi oceni iz slike bi lahko rekli, da je bilo pri cenovni ravni 80 EUR/MWh leta 2005 za približno 2 do 3 GW več razpoložljive moči, kot leta 2000.

Slika 3.9: Mejni stroški po zmogljivosti elektrarn na nemškem trgu za leta 2000, 2004 in 2005



Vir: European Commission (2007a)

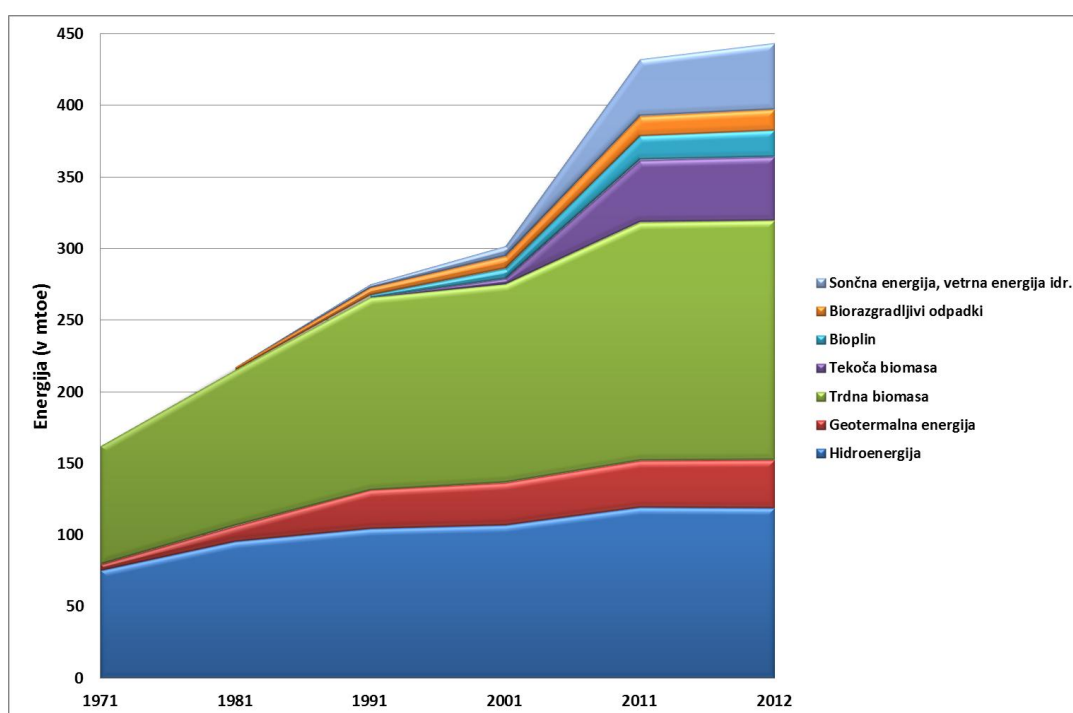
Legenda: abscisa: kumulativna inštalirana moč elektrarn (v MW); ordinata: mejni stroški (v EUR/MWh)

Drastične spremembe pa so sledile čez nekaj let, predvsem od leta 2008 dalje, ko se je razmerje na trgu bistveno spremenilo tako zaradi nastopa gospodarske krize, ki je po več letih rasti odjema elektrike pomenila prvi padec, kot drugih faktorjev. Ključni med njimi je bilo

povečanja števila elektrarn na obnovljive vire energije, spodbujeno s strani (državnih) podpornih shem.

Že na sliki 3.1 smo videli, kako je v Nemčiji porasla proizvodnja iz vetrnih in sončnih elektrarn v zadnjih desetih letih. Slika 3.10 pa prikazuje doprinos obnovljivih virov v državah OECD od leta 1971 do 2012. Razviden je hiter porast »novih« virov kot so sončne in vetrne elektrarne, predvsem po letu 2000.

Slika 3.10: Proizvodnja energije iz obnovljivih virov v državah OECD od leta 1971 do 2012 (v mtoe - ekvivalent milijona ton nafte)



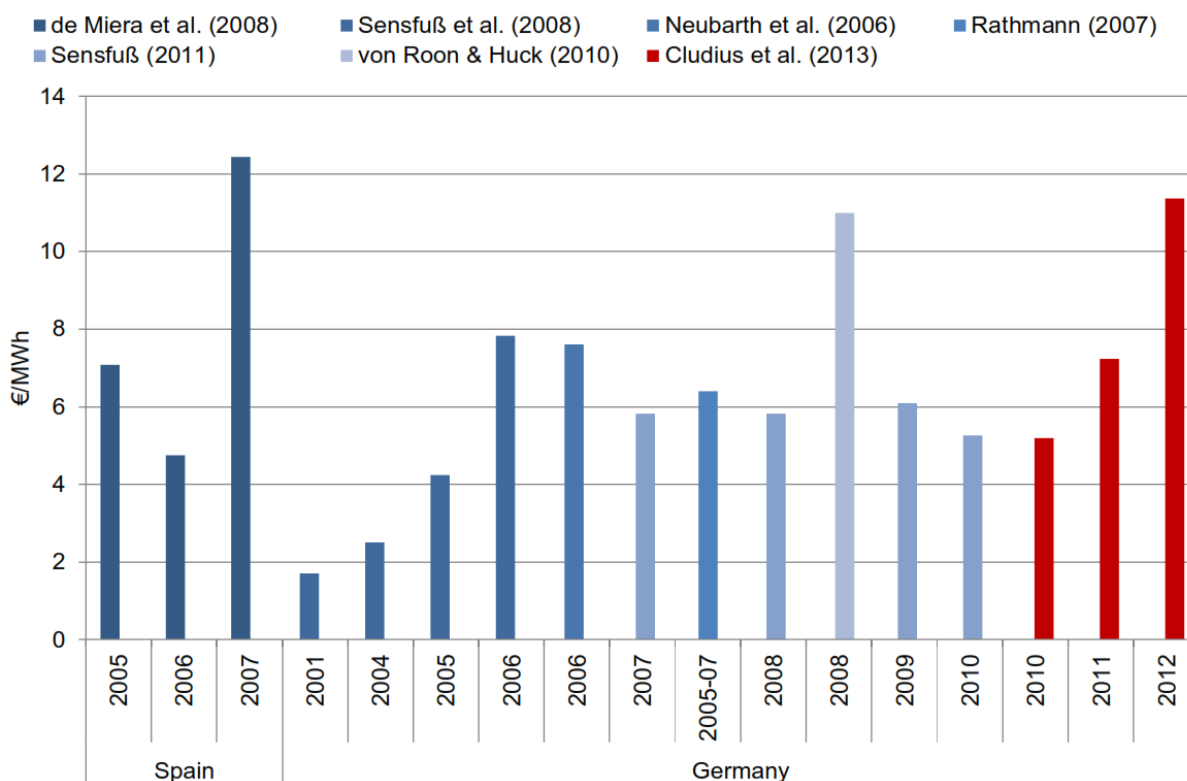
Vir podatkov: OECD (2015)

Bistveni razlog za spremembo tržne strukture pa ni samo vedno večje število elektrarn iz segmenta obnovljivih virov. Po podatkih nemške agencije »Agentur für Erneuerbare Energien«, je bilo leta 2012 v Nemčiji od nekaj manj kot 73 GW novih zmogljivosti iz obnovljivih virov le 5% v lasti največjih štirih elektroenergetskih podjetij v Nemčiji (EON, RWE, EnBW, Vattenfall), medtem ko je bila skoraj polovica (46%) v lasti kmetov oziroma drugih posameznikov (Agentur für Erneuerbare Energien 2015). Vse bolj se pojavljajo tudi lastniški koncepti, ki so bili v energetiki popolnoma nepoznani, recimo zadružništvo.

V poglavju 3.1.2 smo navedli spremembe, ki jih je povzročila ekspanzija obnovljivih virov v proizvodnji elektrike (denimo v nemški »Energiewende«), ter ponazorili vpliv na alokacijsko učinkovitost. Na tem mestu pa izpostavljamo formalni vpliv na cene preko premika krivulje ponudbe. Kot rečeno se zaradi velike količine obnovljive elektrike, ki pride na trg skozi »stranska vrata«, cene znižajo. Za ta pojav se je v literaturi uveljavil termin »merit order effect«, kar bi lahko prevedli okvirno kot učinek prednostnega dispečiranja. Vpliv namreč izvira prav iz dejstva, da so tudi zaradi cenovne neobčutljivosti te količine oddane v omrežje (»dispečirane«) prednostno. Ta preferenca pa ima temelje tudi v evropski zakonodaji.

Cludius in sodelavci so leta 2013 objavili pregledno študijo, ki je ocenjevala ta vpliv v Nemčiji ter hkrati podaja tudi rezultate nekaterih drugih študij za Nemčijo in Španijo. Rezultati so prikazani na sliki 3.11.

Slika 3.11: Učinek prednostnega dispečiranja (»merit order effect«) v Španiji in Nemčiji



Vir: Cludius in drugi (2013)

Legenda: abscisa: navaja leto študije; ordinata: ocenjen učinek v EUR/MWh; Španija – prvi trije stolpci od leve; Nemčija – preostali stolpci

Opazimo lahko, da obstaja tendenca po večanju učinka z leti, kar sovпада s pospešenim investiranjem v elektrarne na obnovljive vire v teh letih, kot tudi s splošnim trendom padajočih cen na trgu na debelo.

Padajoče cene in zapiranje klasičnih fosilnih elektrarn v EU v zadnjih letih napotujejo na sklep, da je ta pojav zmanjšal možnost izkoriščanja tržne moči na trgu. Velja se spomniti, da je Evropska Komisija preiskavo v letu 2006 začela ravno zaradi predhodne tendence naraščanja cen. Formalno povezavo med prisotnostjo nihajne proizvodnje iz obnovljivih virov (vetrne elektrarne) in tržne moči je na primeru trga v Avstraliji med leti 2006 in 2011 preverjal Mountain. Ugotovil je, da izkoriščanje tržne moči vodi v preferenco investiranja v tradicionalne vire na fosilne energente. Poleg tega je bilo znižanje cen na tem trgu nižje kot na sorodnih trgih. Sklepa, da ravno zaradi večje izhodiščne prisotnosti tržne moči (Mountain 2013).

Dodaten priliv zmogljivosti iz obnovljivih virov na trg je torej na tržno strukturo vplival večplastno, predvsem pa je zaradi nezmožnosti strateškega umika zmogljivosti s trga zamejil možnosti uveljavljanja tržne moči. Ravno obratno – povzročil je, da je vedno več klasičnih elektrarn na poti zaprtja zaradi nerentabilnosti.

3.1.5. Regulatorno-politični vplivi

Vplivi, ki izhajajo iz delovanja regulatorjev ter usmeritev energetske politike držav so navadno kompleksni, pogosto pa tudi težko predvidljivi. Tako sami ukrepi kot še bolj njihove posledice. V EU je bilo v zadnjih letih poleg temeljnih energetskih paketov sprejete še veliko dodatne zakonodaje, ali pa je zakonodaja v fazi sprejema. Nekatere izmed njih, ki se navezujejo bolj na področje energetike, podrobneje predstavljamo v poglavjih 2.1 ter 4.2. Obstaja pa še veliko sklopov, ki so sicer primarno namenjeni finančnim trgov, posredno pa zajemajo tudi energetiko. Omeniti velja predvsem Uredbi EMIR («European Market Infrastructure Regulation») ter MIFID («Market in Financial Instruments Directive»). Obe ciljata primarno na preglednost in konkurenčnost pri izvedenih instrumentih, sprejeti pa sta bili zaradi zadnje finančne krize in povezanih težav z izvedenimi instrumenti. Negativni stranski učinek teh procesov pa je dodatna kompleksnost in zahteve za trgovce tudi na segmentih, kjer je možnost manipulacije precej nižja.

Včasih lahko že relativno majhne regulatorne odločitve pomenijo precejšen vpliv na trg. Tak primer so cenovne kapice, kjer regulator namenoma omeji maksimalne cene, da tako omeji možnost zlorabe monopolne moči. Razne nejasnosti v predpisih lahko povzročijo spremenjeno obnašanje tržnih akterjev. Izkušnje kažejo, da sta preprostost in preglednost predpisov pravi pristop.

Z vidika regulatorne negotovosti velja izpostaviti primer ureditve evropske sheme za trgovanje s toplogrednimi plini, EU ETS (»EU Emission trading system«). Tu je leta 2007 prišlo do popolnega zloma trga, ko je postalo jasno, da obstaja strukturni presežek na trgu. Cene so posledično padle praktično na nič, medtem ko so bile predhodno tudi na ravneh okoli 30 EUR/t CO₂. Problem pa ni bil le strukturno neravnotežje na trgu, pač pa tudi dejstvo, da je informacija o strukturnem presežku prišla na trg neuradno in nesistematično prav iz virov uradništva EU. Zaradi takih neravnovesij se Evropska Komisija v zadnjih letih trudi, da bi sistem stabilizirala – denimo z možnostjo prenosa viškov v naslednja obdobja ali oblikovanjem t.i. »strateške rezerve«, ki bi jo lahko kontrolirano sprostili na trg. Nekateri smatrajo to shemo kot neuspeh, vendar pa ne smemo prezreti dejstva, da se sorodni »cap and trade« koncepti na okoljskih trgih (večinoma na lokalni ali regionalni ravni) pojavljajo tudi na Kitajskem in v ZDA, pri čemer ne ena ne druga država vsekakor nista zagovornici mehanizmov omejevanja emisij.

V letih 2013 in 2014 je bila cena izpustov bolj stabilna – na ravneh med 3 in 7 EUR/t CO₂, kar je prikazano tudi na sliki 3.12. Kljub vsemu gre za precejšnja relativna nihanja. Nizek nivo cen pa jasno dela v prid premogovnih termoelektrarn in predstavlja dodaten pritisk na plinske termoelektrarne, kjer naj bi bila ena od konkurenčnih prednosti ravno nižja raven emisij in povezanih stroškov.

Slika 3.12: Cene EU ETS kuponov na trgu za dan vnaprej v obdobju december 2012 – april 2015 (ICE ECX EUA)



Vir: Montel (2015)

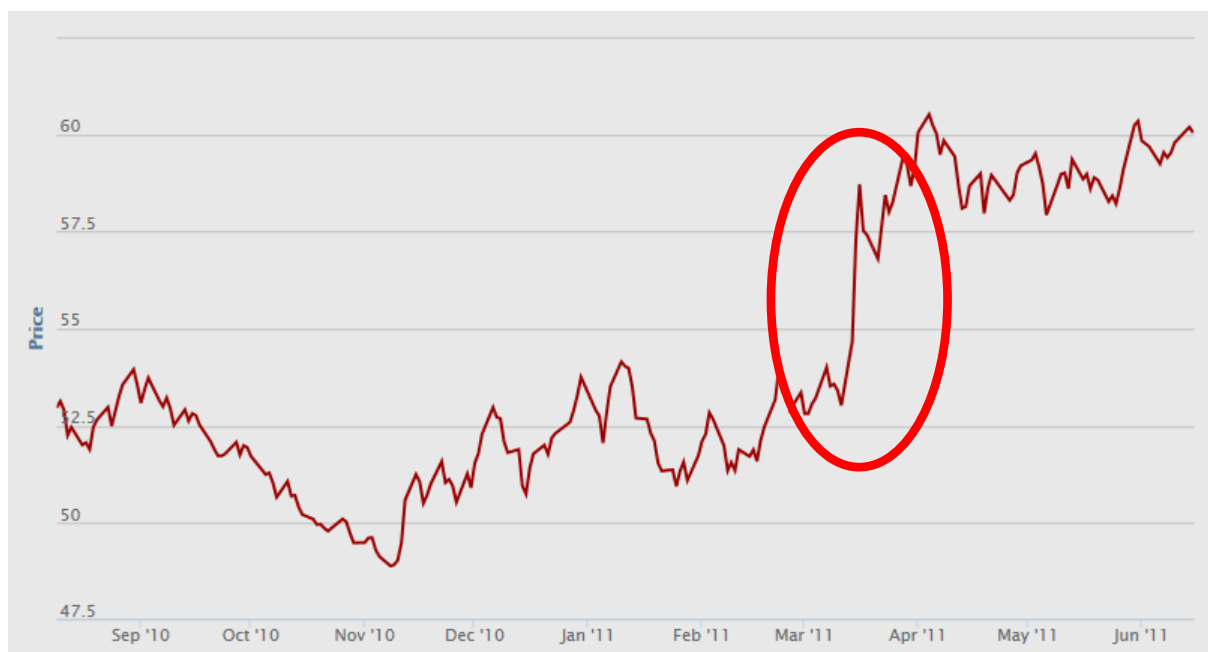
Legenda: abscisa: čas; ordinata: cena v EUR/MWh

Včasih so regulatorno-politični cilji tudi konfliktni. Tak primer je urejanje proizvodnje iz hidroelektrarn. Medtem ko smernica 2009/28/ES z dne 23. aprila 2009 o spodbujanju uporabe energije iz obnovljivih virov izrecno zahteva proizvodnjo iz obnovljivih virov energije, ter v tem kontekstu seveda tudi proizvodnje iz hidroelektrarn, smernica 2000/60/ES z dne 23. oktobra 2000 o določitvi okvira za ukrepe Skupnosti na področju vodne politike (t.i. »Water Framework Directive«) postavlja omejitve in ovire. To samo po sebi ni nič čudnega in ne bi bilo problem, če bi se k implementaciji pristopilo celostno in smiselno upoštevalo orodja za omejevanje okoljske škode, ki so na voljo. Večja težava je v tem, da je končna implementacija na ravni posamezne države, kjer pa lahko te koordinacije ni.

Eno od izhodišč EU je tudi pravica vsake države, da samostojno odloča o svoji energetski proizvodni strukturi. Včasih pa se glede tega zgodijo določeni obrati, ki vplivajo na trg. Omenjali smo že nemški »Energiewende«. V kontekstu teh sprememb se je Nemčija odločila, da postopoma opusti jedrsko energijo, ki naj bi jo nadomestili obnovljivi viri, vsaj v prehodnem obdobju pa tudi plinske in premogovne termoelektrarne. Po tragediji, ki se je zgodila na Japonskem v Fukushima v marcu 2011 pa je prišlo do preobrata. Najprej je prišlo do moratorija, v času katerega naj bi se preverila varnost nemških jedrskih elektrarn, že po približno dveh mesecih pa je bila sprejeta dokončna odločitev, da se več kot 8 GW inštalirane moči trajno umakne s trga, čeprav naj posebnih problemov z jedrskimi objekti naj ne bi bilo. S političnega vidika je zanimivo, da je to odločitev sprejela desna vlada Angele Merkel, ki je v preteklosti veljala za zagovornika interesov jedrske industrije.

Vpliv na trg pa je jasno viden na spodnji sliki, ki prikazuje gibanje terminske cene za dobavo pasovne energije v letu 2012 na terminskem trgu (produkt Phelix Base Calendar 2012) energetske borze EEX. Ob objavi odločitve se je zgodil jasen skok cene na višjo raven, saj je trg pričakoval, da bo 8 GW manj zmogljivosti na trgu pognalo cene navzgor. Pričakovanja se niso uresničila, kljub temu pa je to lep primer, kako lahko politične odločitve, še posebno hitre in nepričakovane, vplivajo na trg.

Slika 3.13: Terminalske cene za pasovni produkt za leto 2012 v obdobju september 2010 – junij 2011 (EEX Phelix Base Futures Cal-2012)



Vir: EEX (2015a)

Legenda: abscisa: meseci; ordinata: cena v EUR/MWh; z rdečim krogom je označen skok ob objavi novice glede umika jedrskih zmogljivosti v Nemčiji.

Thoenes sicer ugotavlja, da je potrebno pri nemškem jedrskem moratoriju ločiti dva učinka: prvi učinek je učinek zmogljivosti, ko se krivulja ponudbe premakne »v levo« zaradi izpada zmogljivosti na trgu, drugi učinek pa je stroškovni, saj se zaradi povečanja cen plina in emisijskih kuponov (na terminskih trgih) krivulja ponudbe premakne oziroma zarotira tudi navzgor (Thoenes 2014).

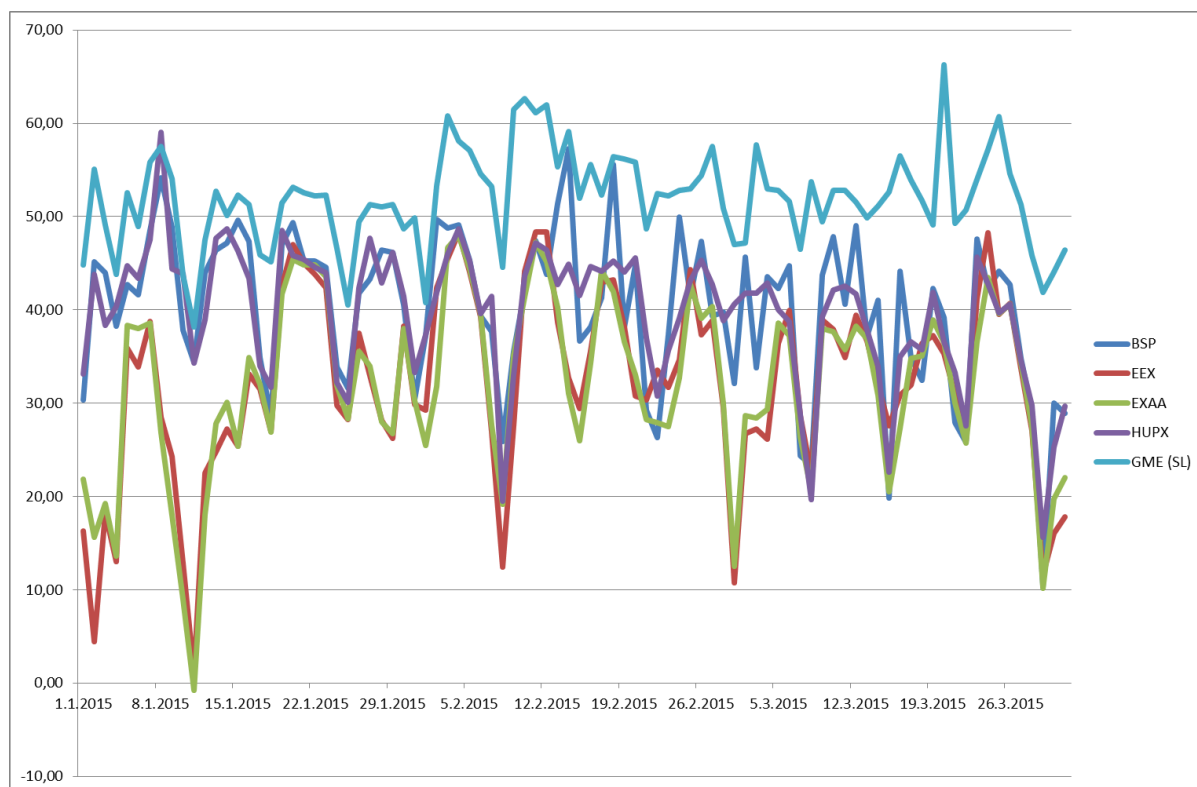
3.1.6. Vpliv okoliških trgov

Vpliv okoliških trgov na cenovne ravni lokalnega trga vpliva preko dodatne ponudbe ali dodatnega povpraševanja preko čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Vpliv na lokalni trg je odvisen predvsem od:

- Velikosti obeh trgov: Spoj velikega in majhnega trga – recimo slovenskega in italijanskega – pomeni, da je vpliv predvsem v smeri od velikega proti majhnemu trgu.
- Obsega čezmejnih prenosnih zmogljivosti: V kolikor so zmogljivosti dovolj velike, lahko de facto formalno ločena trga štejemo za en trg. Tak je primer Avstrije in Nemčije.
- Razlike v strukturi ponudbe in povpraševanja: Če je (cenovna) razlika med dvema trgovoma velika, potem bo tudi ob neoptimalni alokaciji čezmejnih zmogljivosti vpliv opazen.

Spodnja slika prikazuje cene pasovne energije na slovenskem (BSP), italijanskem (GME), avstrijskem (EXAA), nemškem (EEX) ter madžarskem (HUPX) trgu v obdobju od januarja do marca 2015. Opazimo lahko podobnost ravni avstrijske in nemške cene. Kot rečeno gre za de facto enoten trg, obstoječe razlike v cenah pa lahko pojasnimo z razlikami v trgovanju med borzama – predvsem je pomemben časovni vidik. Drugo opazno dejstvo je, da so skoraj brez izjeme najvišji cenovni nivoji na italijanskem trgu. To je bilo sicer v preteklosti še bolj izrazito. Če pa bi gledali urno raven cen, bi ugotovili, da je delež prevlade manjši, čeprav še vedno visok: v januarju nekaj nad 77 odstotkov, v februarju in marcu pa krepko nad 90 odstotkov.

Slika 3.14: Cenovne ravni na trgu elektrike za dan vnaprej na slovenski borzi BSP ter sosednjih borzah



Vir: Montel (2015)

Legenda: abscisa: čas; ordinata: cena v EUR/MWh

Medsebojno povezanost trgov lahko prikažemo tudi s terminskimi cenami. Slovenski trg še ne ponuja organiziranega trgovanja s terminskimi produkti, tako da za razliko od trga za dan vnaprej, kjer obstaja stabilen in zanesljiv cenovni signal, tega na terminskem trgu ni. Vendarle lahko terminsko ceno ocenimo na podlagi terminske cene na sosednjih trgih ter (terminskih) cen za čezmejne povezave. Če to oceno naredimo v časovnem obdobju, ki je blizu času izvedbe terminskih dražb za čezmejne prenosne zmogljivosti, dobimo zelo dobro oceno. Za slovenski trg sta najbolj relevantna nemški ter madžarski trg. Pri prvem moramo upoštevati ceno povezave v smeri Avstrija -> Slovenija, pri drugem pa povezavo Madžarska -> Hrvaška ter nato Hrvaška -> Slovenija. Slednje je potrebno, ker Slovenija in Madžarska še nimata neposredne fizične povezave elektroenergetskih omrežij.

Kot primer navajamo terminsko dražbo za šest lotov pasovne energije za leto 2015, ki jo je dne 11. 12. 2014 izvedel Borzen, operater trga z elektriko, v okviru upravljanja s podporno shemo za elektriko iz obnovljivih virov energije in visoko učinkovite soproizvodnje toplote in

elektrike. Dosežena cena je bila 43,50 EUR/MWh (Borzen 2015). Če bi dan pred dražbo poskusili oceniti terminske cene po zgoraj opisanem postopku, bi dobili vrednosti 42,8 oziroma 43,7 EUR/MWh – v povprečju 43,25 EUR/MWh. Vidimo torej, da gre za sorazmerno dobro oceno, ki lepo ilustrira vpliv sosednjih trgov ali pa vsaj pričakovanja trgovcev o takem vplivu.

3.1.7. Napovedi in odstopanja od napovedi

V poglavju 3.1.4. smo omenili, da je ena od značilnosti tako povpraševanja kot ponudbe pri elektriki, da se skozi čas spreminjata. Nenadne, nepredvidene spremembe lahko povzročijo ekstremne tržne razmere. Če je bilo včasih z vidika nenadnih sprememb problematično predvsem povpraševanje, ponudba pa le v primeru izpadov in raznih havarij, temu danes ni več tako. Z večanjem dela proizvodnje iz obnovljivih virov, ki je vezana na vremenske pogoje, so skoki vedno bolj pogosti tudi pri ponudbi.

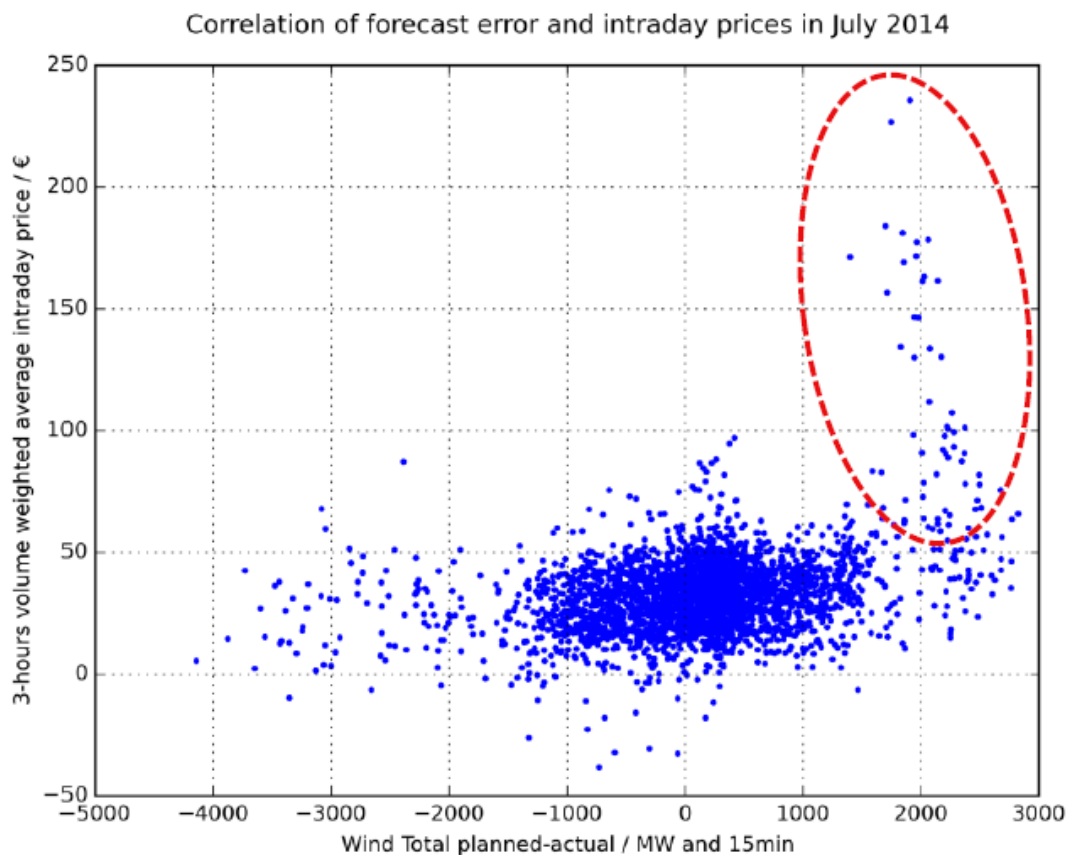
Ločiti moramo dva vidika:

- splošni položaj na trgu ter
- nepričakovane spremembe.

Splošni položaj je vezan na napoved. Če imamo na kontinentalnem evropskem trgu recimo situacijo sončnega in vetrovnega nedelovnega dne, je relativno pričakovano, da bodo cene nizke, saj bo na trgu velik priliv energije iz podpornih shem za obnovljive vire energije, poleg tega pa bo povpraševanje relativno nizko zaradi nedelovnega dne. Nepričakovane spremembe pa lahko izhodiščno situacijo precej spremenijo, vsaj v določenih urah ali na določenem segmentu trga. Če gre za slučajna odstopanja pri napovedovanju, gre za kratkoročne vplive – torej za vplive na dnevnem, še bolj pogosto pa znotraj-dnevnem ali izravnalnem segmentu trga.

Na spodnji sliki je primer iz Nemčije: razsevni grafikon, ki kaže odstopanja od napovedi vetrnih elektrarn (plan – realizacija) ter povprečne tri-urne cene na znotraj-dnevnem trgu, tehtane po količini. Vidimo, da se pri nepričakovanih primanjkljajih pojavljajo tudi zelo visoke cene (tržni akterji – v končni fazi pa tudi sistemski operater – morajo namreč nadomestiti izpad količin), pri presežkih pa so lahko cene tudi negativne.

Slika 3.15: Odstopanje od napovedi vetrnih elektrarn (plan – realizacija) ter povprečna tri-urna cena na znotraj-dnevnom trgu tehtana po količini (Nemčija, julij 2014)



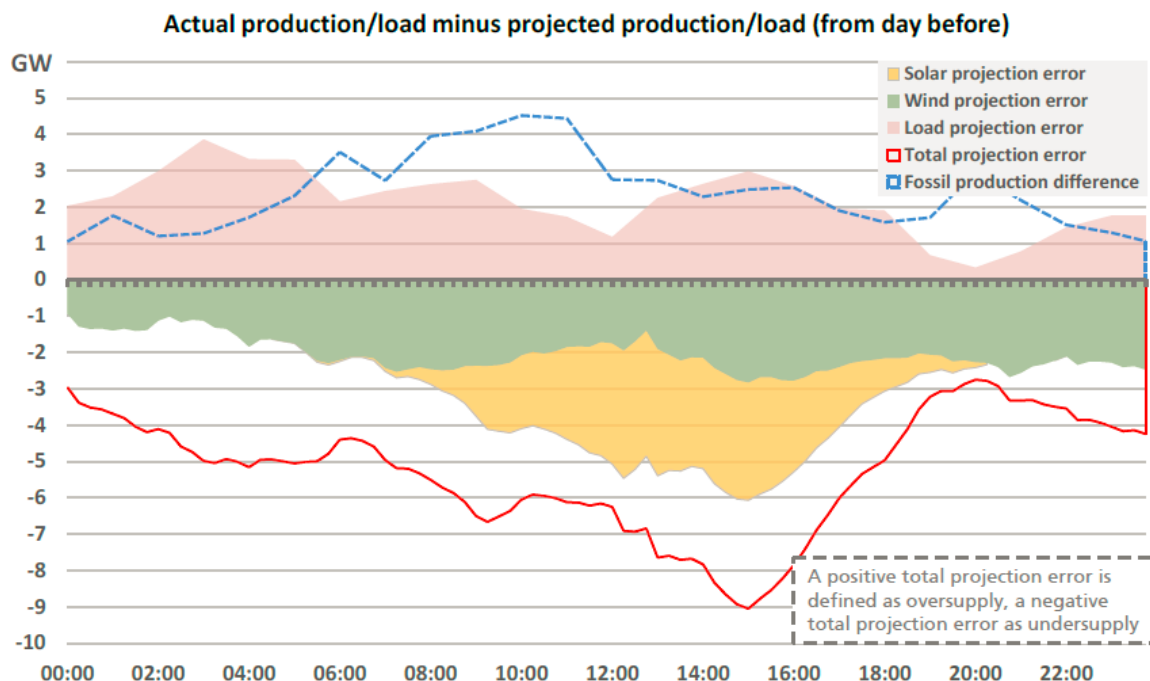
Vir: EEX (2015a)

Legenda: abscisa: razlika med načrtovano in dejansko proizvodnjo vetrnih elektrarn (v MW); ordinata: tehtana povprečna cena (3 urno drseče okno) (v EUR/MWh); z rdečo elipso so označeni primeri sovpadanja ekstremnih primanjkljajev v napovedi vetrne proizvodnje, ki sovpada z visokimi cenami na znotraj-dnevnom trgu.

Sliki 3.16 in 3.17 prikazujeta dva primera napak v napovedovanju. Ravno tako za nemški trg, vendar bolj celovito, saj je prikazana napaka tako za proizvodnjo vetrnih elektrarn kot tudi sončnih elektrarn ter napaka v napovedi odjema. Rdeča črta kaže skupno napoved, modra pa razliko proizvodnje fosilnih virov, ki je verjetno nastala zaradi izravnave drugih odstopanj. V primeru za dan 21. 7. 2014 vidimo sistematičen primanjkljaj predvidene proizvodnje, ki je pomenil tudi relativno visoke cene v znotraj-dnevnom segmentu trga. Dne 17. 8. 2014 pa se je situacija skozi dan spreminjala (Mayer 2014). Kljub temu, da je prišlo do primanjkljaja glede na načrte v določenih urah, so bile cene na trgu za dan vnaprej tudi negativne. To lahko kaže na že omenjeno razliko med splošnim pričakovanim položajem na trgu (ki se odrazi predvsem

na trgu za dan vnaprej) ter nepričakovanimi spremembami, na katere se trg odzove sproti, ko se zgodijo. Torej v segmentu znotraj-dnevnega trga.

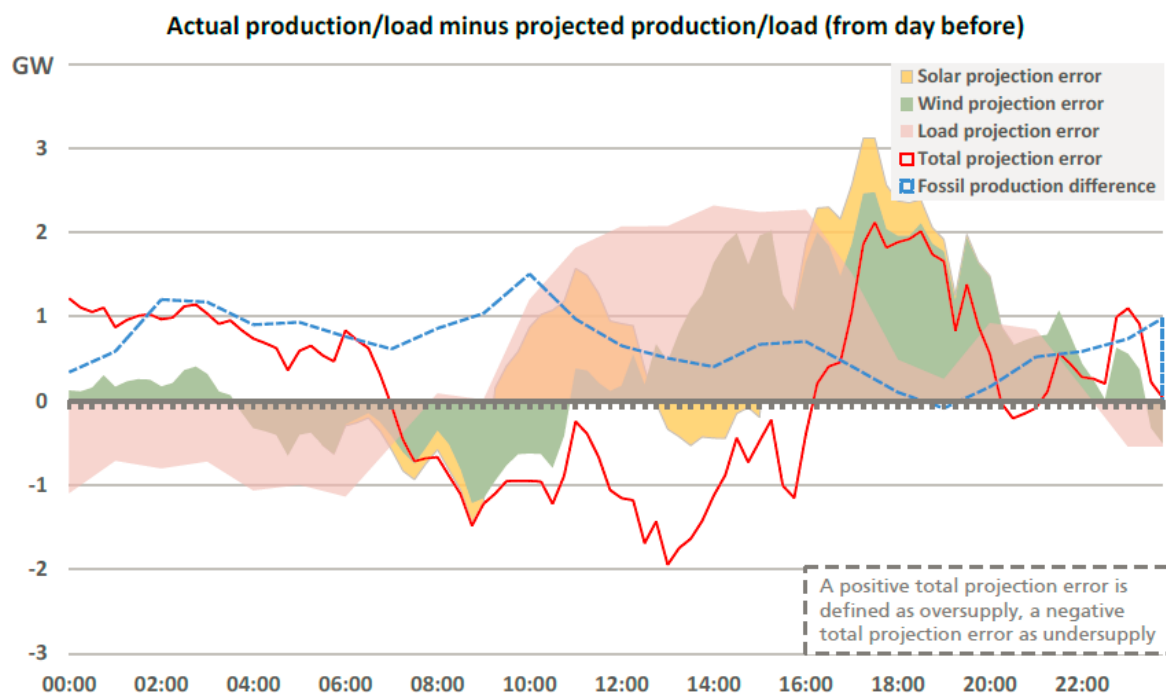
Slika 3.16: Prikaz napak v napovedi na nemškem trgu za 21.7.2014)



Vir: Mayer (2014)

Opomba: abscisa: ure; ordinata: moč v GW; projection error = napaka v napovedi; solar = sončne elektrarne, wind = vetrne elektrarne, load = odjem, total = skupaj, fossil production difference = sprememba v proizvodnji termoelektrarn

Slika 3.17: Prikaz napak v napovedi na nemškem trgu za 17.8.2014



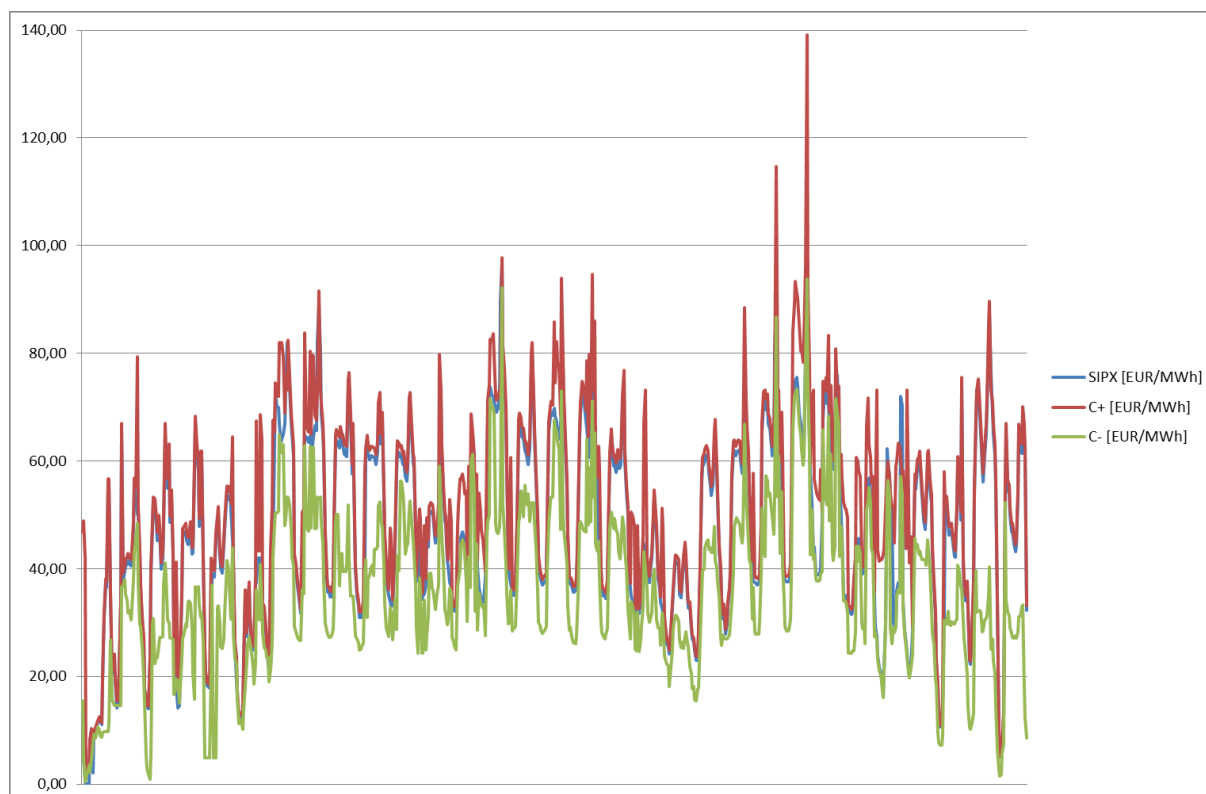
Vir: Mayer (2014)

Opomba: abscisa: ure; ordinata: moč v GW; projection error = napaka v napovedi; solar = sončne elektrarne, wind = vetrne elektrarne, load = odjem, total = skupaj, fossil production difference = sprememba v proizvodnji termoelektrarn

V kolikor odstopanj ne izravnavajo tržni udeleženci sami, jih mora na koncu sistemski operater. Regulacija pa seveda povzroča stroške, ki jih morajo pokriti tisti, ki so odstopanja povzročili. Slika 3.18 prikazuje primer za slovenski trg (cene za mesec januar 2013). Cena C+ je cena, ki jo morajo plačati subjekti s primanjkljajem energije, presežki pa so plačani po ceni C-. SIPX je indeks slovenskega trga in ga izračunava energetska borza BSP.

Ekstremne situacije na trgu se seveda prenesejo tudi v cene, ki jih mora plačevati sistemski operater, še posebno če energijo pridobiva na organiziranem izravnalnem trgu. Velika neravnovesja lahko prinesejo dodatna povečanja (ali zmanjšanja). Kot je razvidno iz spodnje slike, so špice prisotni tudi na tem segmentu.

Slika 3.18: Cene za odstopanja v slovenski bilančni shemi (urni intervali za mesec januar 2013)



Vir: Borzen (2015)

Legenda: abscisa – ure v mesecu januar 2013; ordinata – cena v EUR/MWh; modra črta – indeks slovenskega trga SIPX; rdeča črta – cena pozitivnih odstopanj C+; zelena črta – cena negativnih odstopanj C-

Odstopanja pa se lahko zgodijo tudi v smislu pričakovanj na ravni sistema. Lep primer je nemška odločitev o postopnem zapiranju jedrskih elektrarn (govora je t.i. »phase-out-u« in ne o moratoriju, ki ga omenjamo v poglavju 3.1.5).

3.1.8. Elastičnost ponudbe in povpraševanja

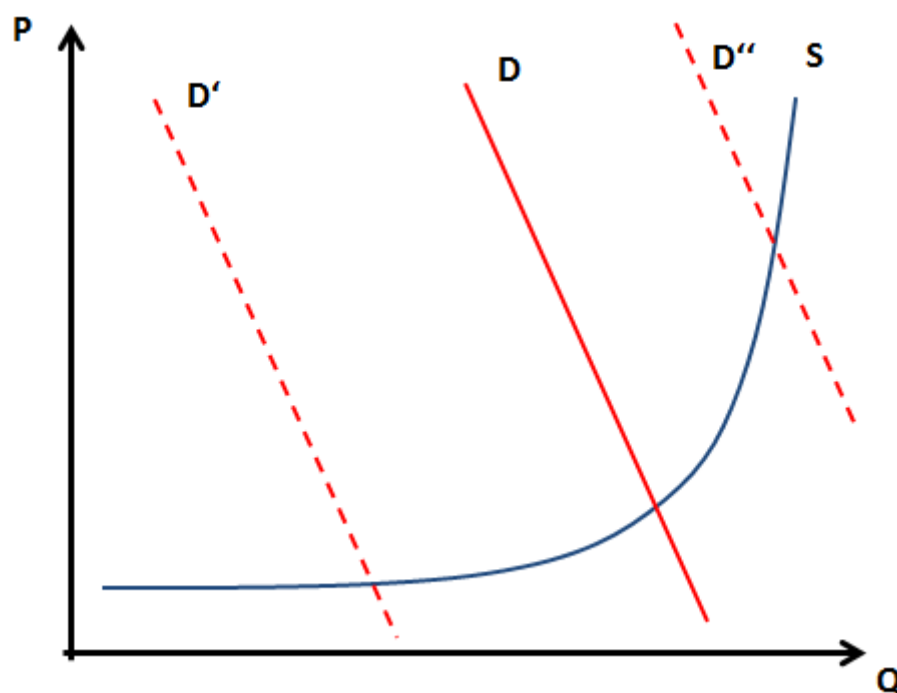
V poglavju 3 smo na več mestih poudarili vidik cenovne elastičnosti ponudbe in povpraševanja. Tukaj na enem mestu še enkrat podajamo po našem mnenju bistvene vidike, tudi s pomočjo ilustracije v sliki 3.19:

- Za ponudbo na trgu elektrike je značilna spreminjajoča se elastičnost. Zaradi cenovno neobčutljive proizvodnje obnovljivih virov v zadnjih letih se krivulja ponudbe premika v desno; podaljšuje se bolj elastičen, »vodoravni« del, kar zmanjšuje možnost

visokih ravni cen oziroma špic, ki jih nekateri smatrajo kot nujen pojav, ki naj bi pripomogel k temu, da se povprečno fiksni stroški elektrarn in zahtevan donos.

- Povpraševanje je večinoma še vedno cenovno neobčutljivo oziroma neelastično, saj velikokrat kupci niti nimajo možnosti reagirati na visoke cene na trgu. Kirschen in sodelavci ugotavljajo, da je tudi za povpraševanje značilna spremenljiva elastičnost – pri visokih in nizkih ravneh naj bi bili kupci manj odzivni, tudi teoretično (Kirschen in drugi 2000).

Slika 3.19: Ponudba (S) in povpraševanje (D) na trgu elektrike



Opomba: P = cena, Q = količina, S = ponudba, D = povpraševanje

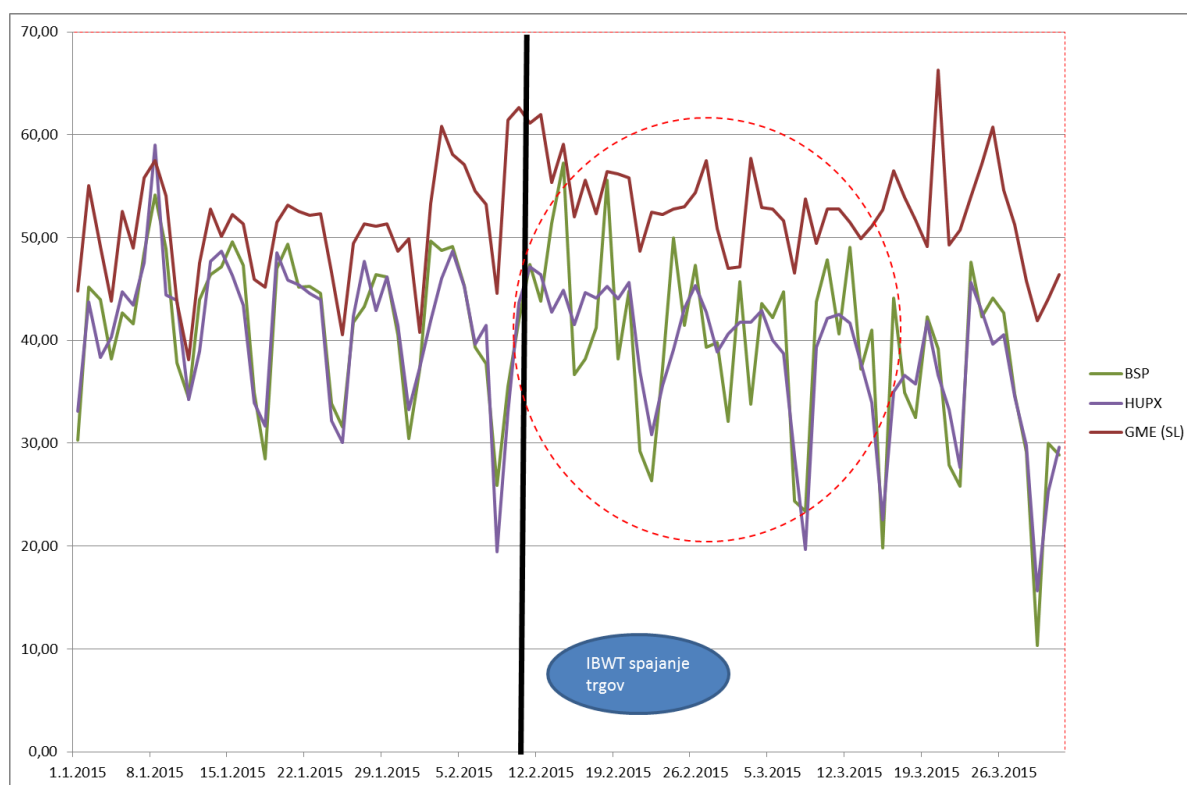
3.1.9. Mehanizem oblikovanja cene

Poleg samih (teoretičnih) krivulj in determinant ponudbe in povpraševanja je pomembno tudi, na kakšen način se ponudba in povpraševanje sploh srečata. Torej mehanizem oblikovanja cene. V poglavju 2.2 smo pojasnili ključne modele oblikovanja trga, nismo pa se spuščali v to, ali in kako sam model vpliva na cene. To sta raziskovala Bower in Bunn, ki sta na primeru angleško-valižanskega trga na podlagi simulacij ugotovila, da model organizacije vpliva na cenovno raven – »pool« model naj bi omogočal nižje cene kot model bilateralnega trga, kjer se cena določi po »pay-as-bid« algoritmu (torej vsak plača/dobi ponujeno ceno) (Bower in

Bunn 2000). Pozive k povratku na »pool« model je v zadnjih letih zaslediti v Veliki Britaniji, večinoma z argumentom, da bi tako povečali preglednost pri določanju cen, velikokrat pa se pozablja, da so »pool« implementacije velikokrat povezane z reguliranjem ponudbe vsaj dela proizvajalcev, da se prepreči zlorabe mehanizma. Taki omejitve so bile denimo prisotne na »pool« trgih Južne Amerike za ponudbe hidroelektrarn.

Včasih pa lahko učinek mehanizma opazimo tudi v praksi. Tak je primer spremembe v spajanju trgov na slovensko-italijanski meji, ki se je zgodila s trgovalnim dnevom 10. 2. 2015. Takrat se je zaradi vključitve v razširjeno spajanje trgov IBWT¹⁷, premaknil rok zaprtja (angl. »gate closure«) vnosa ponudb na 12. uro. To je vsaj v začetnem obdobju povečalo nihajnost¹⁸ cen, še posebno glede na glavnega konkurenta v regiji – madžarsko borzo HUPX. Navedeno predstavljamo v sliki 3.20.

Slika 3.20: Razmerje cen BSP : HUPX po uvedbi IBWT spajanja trgov



Vir: Montel (2015)

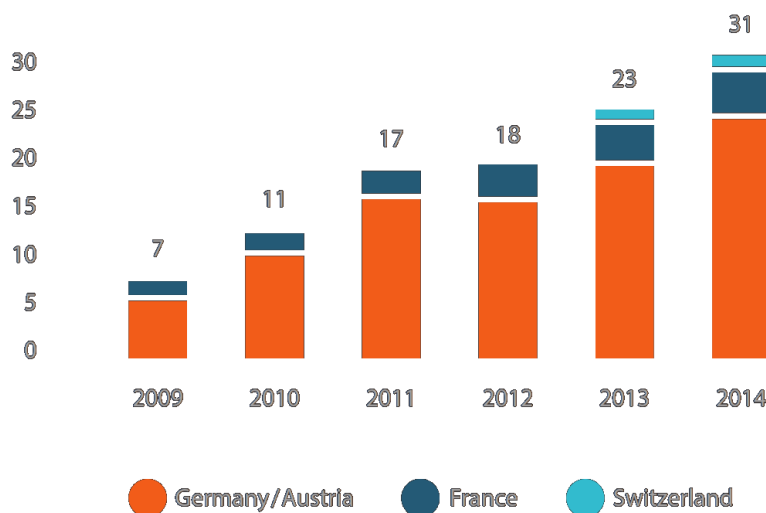
Legenda: abscisa: dnevi; ordinata: cena v EUR/MWh; relevantna je primerjava med krivuljama BSP in HUPX pred in po uvedbi IBWT spajanja (črna navpična črta)

¹⁷ Italian Borders Working Table

¹⁸ Koncept nihajnosti, ki predstavlja variabilnost skozi čas, podrobneje obravnavamo v poglavju 5.2.2.

Z razvojem trga pa se poleg samega mehanizma spreminjajo tudi produkti trgovanja. Na tem segmentu je že čutiti vpliv povečanega deleža obnovljivih virov energije. Ta je že vplival na povečanje volumnov trgovanja na trgih znotraj-dneva. Preprosto zato, ker je napovedljivost proizvodnje teh virov boljša za bližnje intervale v prihodnosti. Trgovci lahko torej na znotraj-dnevem trgu na podlagi boljših podatkov popravijo svoje pozicije. Slika 3.21 prikazuje volumne znotraj-dnevnega trgovanja v Nemčiji, Avstriji, Franciji in Švici na borzi EPEX Spot v zadnjih letih. Vidna je strma rast trgovanja, ki se je od leta 2009 do leta 2014 dosegla več kot štirikratnik začetne vrednosti.

Slika 3.21: Volumni trgovanja na EPEX Spot trgih znotraj dneva



Vir: EPEX Spot (2015)

Legenda: abscisa: leto; ordinata: cena v EUR/MWh; oranžno – Nemčija/Avstrija; temno modro – Francija; svetlo modro – Švica

Ena od vodilnih energetske borze, nemška EEX, je v februarju 2015 objavila, da namerava v prihodnosti razširiti nabor trgovanja z določenimi produkti, ki naj bi pokrili novo nastale potrebe. Eden od njih je t.i. »Cap Future«, ki je izvedeni instrument (terminska pogodba), ki bo omogočal upravljanje s tveganji cenovnih špic na znotraj-dnevem trgu. Referenca bo prav znotraj-dnevna cena, za razliko od klasične terminske pogodbe, kjer je referenčna cena na trgu za dan vnaprej (EEX 2015b). Morda se bodo v evropski praksi pojavili tudi vremenski derivativi, sicer bolj poznani v ZDA. Borza NASDAQ, ki organizira trgovanje tudi z izvedenimi instrumenti v energetiki, naj bi razmišljala o produktu, ki bi kril količinsko tveganje proizvajalcev iz obnovljivih virov. Kot smo prikazali tudi v poglavju 3.1.1, lahko

vremenske spremenljivke med leti zelo variirajo, hkrati pa vsaj trenutno nimamo zanesljivih orodij za dolgoročno napovedovanje vremena. Odstopanja v hidrologiji, vetrovnosti pa tudi sončnem obsevanju se neposredno odražajo v finančnih prilivih proizvajalcev iz obnovljivih virov, saj so ti vedno izpostavljeni količinskemu tveganju, tudi če cenovnemu niso (recimo zaradi vključitve v podporno shemo z zagotovljenimi odkupnimi cenami). Ideja je v tem, da se omogoči trgovanje vezano na indeks pričakovane proizvodnje. S takim instrumentom se lahko omogoči tem proizvajalcem zavarovanje pred nizko proizvodnjo ter klasičnim proizvajalcem zavarovanje pred visoko proizvodnjo. Visoka proizvodnja iz obnovljivih virov energije, če ostali dejavniki ostanejo nespremenjeni, namreč pomeni nižje cene, kar negativno vpliva na t.i. »klasične« proizvajalce (Almeida 2014).

3.2. Vpliv liberalizacije na cene

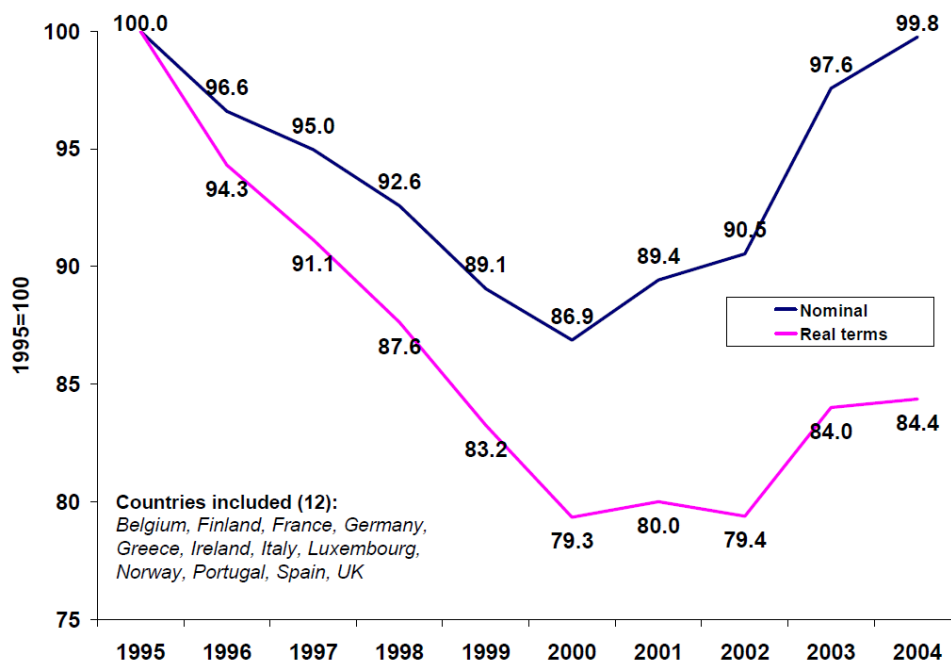
Vpliv liberalizacije na cene energije je bil že v izhodišču reform nejasen. Čeprav so mnogi prav pričakovan padec cen navajali kot poglavitni motiv za izvajanje reform, je bilo potrebno upoštevati tudi dejstvo, da je imela cena energije vedno močno politično komponento ter da so marsikje umetno držali cene na nizkih ravneh zaradi drugih motivov.

Dvajsetletno obdobje od leta 1995 dalje, ko so se začeli prvi premiki v EU, lahko po našem mnenju razdelimo na tri obdobja:

- do približno leta 2000,
- od leta 2000 do približno leta 2008 ter
- od leta 2008 dalje.

Eno prvih sistematičnih študij cen elektrike v daljšem časovnem obdobju je izvedlo svetovalno podjetje KEMA v sodelovanju z združenjem Eurelectric v letu 2005. Študija je potrdila, da je po letu 1995 najprej prišlo do precejšnjega upada cen. Na sliki 3.22 prikazujemo primer za industrijske porabnike (KEMA 2005).

Slika 3.22: Gibanje nominalnih in realnih cen za industrijske porabnike v izbranih državah EU (razred 24 GWh letne porabe; bazni indeksi za leto 1995)

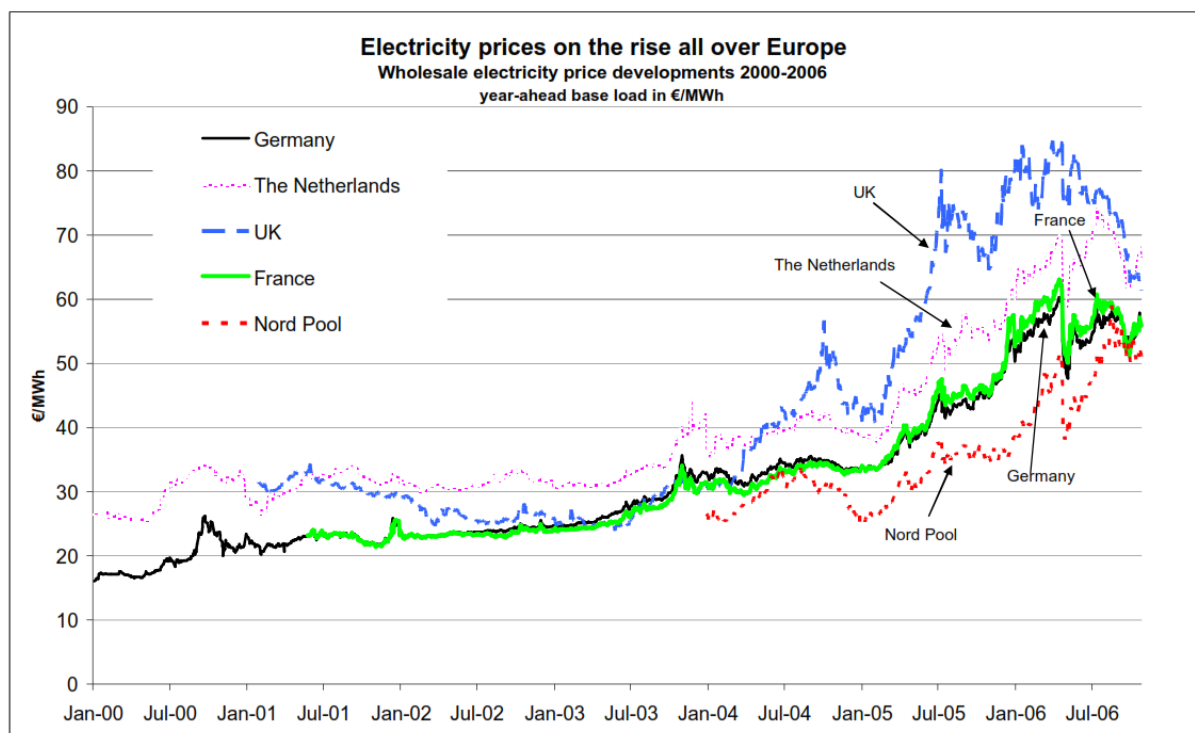


Vir: KEMA (2005)

Legenda: abscisa: leto; ordinata: bazni indeks cene (baza leto 1995); modra krivulja – nominalne cene; roza krivulja – realne cene

V drugem obdobju – od približno leta 2000 dalje – pa je sledil velik skok navzgor, predvsem na trgih na debelo. Po nekaj letih padanja so bile cene elektrike spet v vzponu in to je bil tudi eden od razlogov, da se je Evropska Komisija lotila preiskave glede morebitnega izkoriščanja tržne moči. Študija sicer faktografsko povzema dejstva, ne izpelje pa jasne vzročno-posledične povezave med spremembo cen in deregulacijskimi procesi.

Slika 3.23: Gibanje cen elektrike na trgu na debelo v različnih EU državah za obdobje 2000-2006



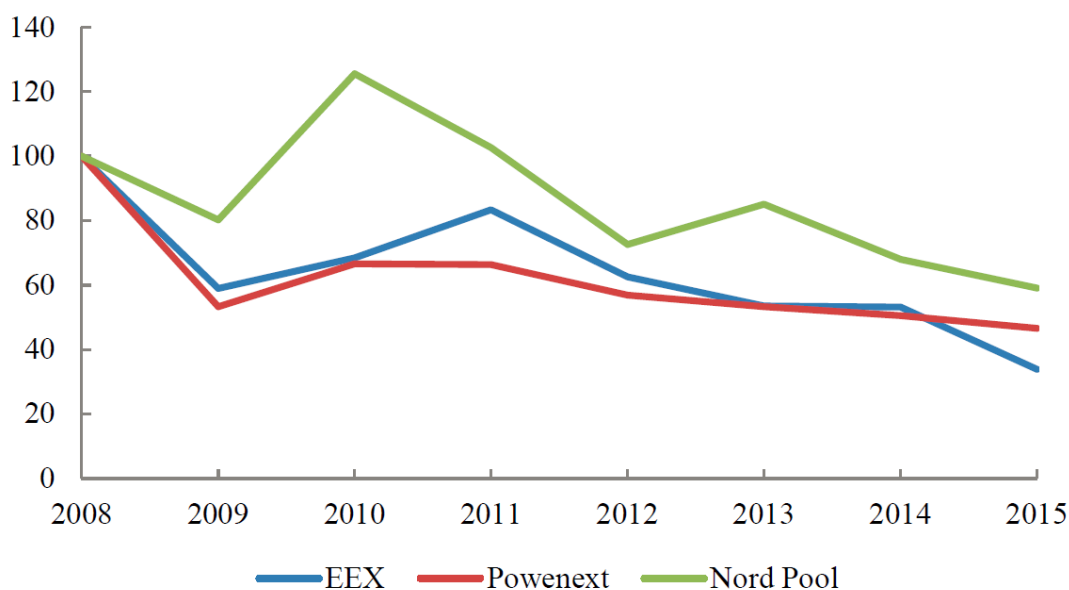
Vir: European Commission (2007a)

Legenda: abscisa: mesec in leto; ordinata: cena v EUR/MWh; Germany – Nemčija, The Netherlands – Nizozemska, UK – Velika Britanija, France – Francija, Nord Pool – skandinavska borza Nord Pool

Obdobje visokih cen je presekala globalna gospodarska kriza v letu 2008. Hkrati je to obdobje v EU sovpadlo z velikim povečanjem proizvodnje elektrike iz obnovljivih virov energije preko podpornih shem. Rezultat so bile nižje cene na trgu na debelo, ki pa se večinoma niso prelile v nižje cene za uporabnike, saj so se v strukturi stroškov končnega porabnika možno okrepili razni davki in prispevki – od trošarin do prispevkov vezanih na subvencioniranje obnovljivih virov energije (European Commission 2012).

Gibanje cen na borzah je prikazano v sliki 3.24. Razvidno je, da so v zadnjih nekaj letih cene padle na ravni med 40 do 60 odstotkov povprečnih vrednosti leta 2008.

Slika 3.24: Gibanje cen elektrike za dan vnaprej na borzah v Nemčiji (EEX), Franciji (Powernext) in Skandinaviji (Nord Pool) v obdobju od 2008 do 2015 (bazni indeksi: 2008 = 100)



Vir: European Commission (2015)

Legenda: abscisa: leto; ordinata: bazni indeks (bazno leto 2008)

Združenje Eurelectric je v letu 2014 izvedlo analizo gibanja in strukture cen za končne porabnike. Potrdili so, da so povišanja cen v pretežni meri posledica fiskalnih in parafiskalnih dajatev. Med leti 2008 in 2012 se je za gospodinjstva strošek same energije zmanjšal v povprečju za 4 odstotke, strošek omrežij povečal za 10 odstotkov, medtem ko so se dajatve povečale kar za 31 odstotkov. V letu 2012 je povprečno evropsko gospodinjstvo za davke pri elektriki plačalo v povprečju 39 EUR/MWh, za parafiskalne dajatve (razni prispevki) pa v povprečju 25 EUR/MWh – skupaj torej 64 EUR/MWh. To presega cenovne ravni za samo dobrino (elektriko) na praktično vseh EU trgih (Eurelectric 2014)¹⁹.

Leto 2008 je pomenilo še en prelom na področju cen energije. V ZDA se je cena zemeljskega plina zaradi razmaha tehnologije hidravličnega lomljenja (angl. »fracking«) bistveno znižala ter hkrati povzročila, da se je gibanje cen tega energenta, ki je bilo prej tudi na svetovni ravni dokaj usklajeno, razprlo: nizke cene v ZDA, visoke cene v Aziji, v EU pa nekje vmes.

¹⁹ Do podobnih zaključkov je prišla tudi sama Evropska Komisija v dokumentu COM(2014) 21/2 »Energy prices and costs in Europe« SWD(2014) 19/20 final.

Streimikiene in sodelavci so za razliko od bolj faktografskih pristopov želeli formalno preveriti vpliv različnih faktorjev ter hkrati narediti tudi pregled obstoječih študij vpliva liberalizacije. Ugotovili so naslednje (Streimikiene in drugi 2013):

- Pregled obstoječih študij je pokazal, da liberalizacija ne pomeni nujno znižanja cen, ampak lahko obratno celo povzroči njihovo rast. Zelo pomemben je konkreten model oziroma pristop pri izvedbi reform.
- Liberalizacija in deregulacija sta vključevali več ciljev, ki so si med seboj lahko tudi konfliktni (npr. nizke cene in dober okoljski učinek), zato je potrebno postaviti prioritete.
- Liberalizacija oziroma odprtost trga ne jamči, da bodo izpolnjeni tudi drugi cilji energetske politike. Ugotavljajo celo, da imajo visoko ocenjene države glede liberalizacije težave pri drugih ciljih.

Determinante cen je preverjala tudi sama Evropska Komisija v poročilu »Investment perspectives in electricity markets«, objavljenem v juliju 2015. Na panelu 13 EU članic so uporabili mesečne podatke za obdobje od septembra 2007 do julija 2014 za (borzne) cene na trgu za dan vnaprej ter več pojasnjevalnih spremenljivk, med drugim tudi delež obnovljivih virov v proizvodni strukturi elektrike. Pričakovano ugotovijo, da obseg povpraševanja ter vhodne cene (npr. zemeljski plin ali cene EU ETS CO₂ kuponov) vplivajo pozitivno, delež obnovljivih virov pa negativno na ravni cen na trgu na debelo. Poudarjajo pa, da gre za kratkoročne učinke, medtem ko so po njihovem mnenju srednje in dolgoročni učinki še nejasni, zaradi medsebojnega vpliva spremenljivk (European Commission 2015).

Moreno in Lopez sta za razliko od drugih avtorjev poskusili preučiti neposreden vpliv na končne cene – torej cene, ki jih dejansko plačujejo mali in veliki porabniki, ne pa cene na trgu na debelo. Kot pojasnjevalne spremenljivke sta v model zajeli delež obnovljivih virov v proizvodni bilanci elektrike, delež emisij toplogrednih plinov v energetiki, tržni delež največjega proizvajalca v državi ter bruto domači proizvod na prebivalca po PPP²⁰ standardu. Na vzorcu 27 EU članic za obdobje 1998-2007 sta ugotovili, da so cene višje ob višjem deležu obnovljivih virov (torej ravno obratno kot pri cenah na trgu na debelo), emisijah in – presenetljivo – ob nižjem tržnem deležu največjega proizvajalca (Moreno in Lopez 2011).

²⁰ PPP je akronim za »purchasing power parity« ali pariteto kupne moči – pristop izniči razlike v cenovnih nivojih med državami.

Poleg samega nivoja cen bi morala liberalizacija vplivati tudi na povečanje obsega trgovanja in posledično tudi na večje zbliževanje med cenami na različnih trgih. Temu se bomo posvetili v poglavju 7.

4. VIRI PODATKOV IN VLOGA URADNE STATISTIKE

Kot smo predstavili v drugem poglavju je ena od posledic sprememb, ki so se zadnjih 20 let dogajale v energetiki, pojav velikega števila različnih informacij in spremenljivk, ki vplivajo na ceno elektrike. Če je bila denimo pred 20 leti cena za končne gospodinjske odjemalce enotna postavka (večinoma kar po celi državi), je sedaj odvisna ne le od konkretnega dobavitelja, pač pa tudi od konkretne pogodbe, ki jo je s tem dobaviteljem sklenil odjemalec.

Zato je, ko govorimo o statističnih podatkih v energetiki, potrebno zelo dobro poznati vir podatkov, še posebno pa metodologijo, kako so bili ti podatki zbrani. V primerih, kjer javnih objav v obliki cenikov ni – denimo pogodbe za dobavo elektrike za velike odjemalce – so namreč ti nujno zbrani bodisi na konkretnem vzorcu ali pa z drugačno metodologijo. Način zbiranja podatkov pa seveda vpliva na rezultate njihove analize.

4.1. Pregled razpoložljivih podatkov

Enega prvih sistematičnih pregledov virov podatkov v elektroenergetiki v novih okoliščinah je podal John Bower v članku »A Review of European Electricity Statistics« (Bower 2003). V uvodu ugotavlja, da bo »zbiranje doslednih, natančnih, pravočasnih podatkov predpogoj za zanesljivo obratovanje sistema v realnem času ter za vzdrževanje, načrtovanje, investiranje in vodenje ustreznih politik na tem področju« (Bower 2003, 1).

Kot pomembne navaja naslednje vire podatkov (Bower 2003):

- nacionalne in nadnacionalne institucije, kot denimo EU (Komisija) ali Mednarodna agencija za energijo (IEA),
- regulatorne agencije (energetski regulatorji),
- statistični uradi (kot denimo Eurostat),
- sistemski operaterji (mišljeni so predvsem operaterji prenosnega omrežja),

- borze,
- združenja (denimo CIGRE-CIRED ali Eurelectric) in
- posamezna energetska podjetja.

Zanimive so njegove ugotovitve glede pomanjkljive dostopnosti podatkov. Na strani proizvodnje ugotavlja velike zamike pri objavi podatkov ter agregacijo na precej visoki ravni (t.j. podatki za bolj podrobne kategorije ali celo za posamezne enote niso dostopni). Prav tako naj bi bili pomanjkljivi podatki glede strukture trga ter podatki, ki se tičejo sistema. Tu naj bi bili bolj ali manj dostopni le podatki o izgubah v omrežju. Pri strani porabe vidi glavno pomanjkljivost v tem, da ni podatkov o krivulji porabe oziroma tako imenovanih odjemnih profilih (angl. »load profile«). To so krivulje, ki prikazujejo odjem v času (v resoluciji ene ure ali 15 minut) za določeno kategorijo odjemalcev. Tudi na strani odjema so po njegovem mnenju prisotni veliki časovni zamiki pri objavi podatkov. Pri cenah ugotavlja, da je mogoče (s časovnim zamikom) pridobiti podatke o cenah za gospodinjске odjemalce, na pa tudi za industrijske odjemalce. Podatkov o veleprodajnih cenah pa ni, ker so se trgi šele pričeli odpirati in tudi nacionalni statistični uradi teh podatkov niso vključili v svoj raziskovalni program (Bower 2003, 6–7).

Kot bomo videli v nadaljevanju se je glede tega precej spremenilo, še posebno kar se tiče cen. Kar se tiče podatkov, ki opisujejo »fizično« obratovanja sistema, torej proizvodnjo in odjem, bistvenih sprememb v približno desetih letih, odkar je Bower pripravljal svojo analizo, ni bilo. Nekoliko so se morda skrajšali le časovni zamiki pri dostopnosti podatkov.

Pomen preglednosti in dostopa do podatkov je bil jasen tudi postavljalvcem energetske politike v EU, zato se je to področje urejalo tudi s posebnimi pravnimi instrumenti. Pomembni so predvsem naslednji trije:

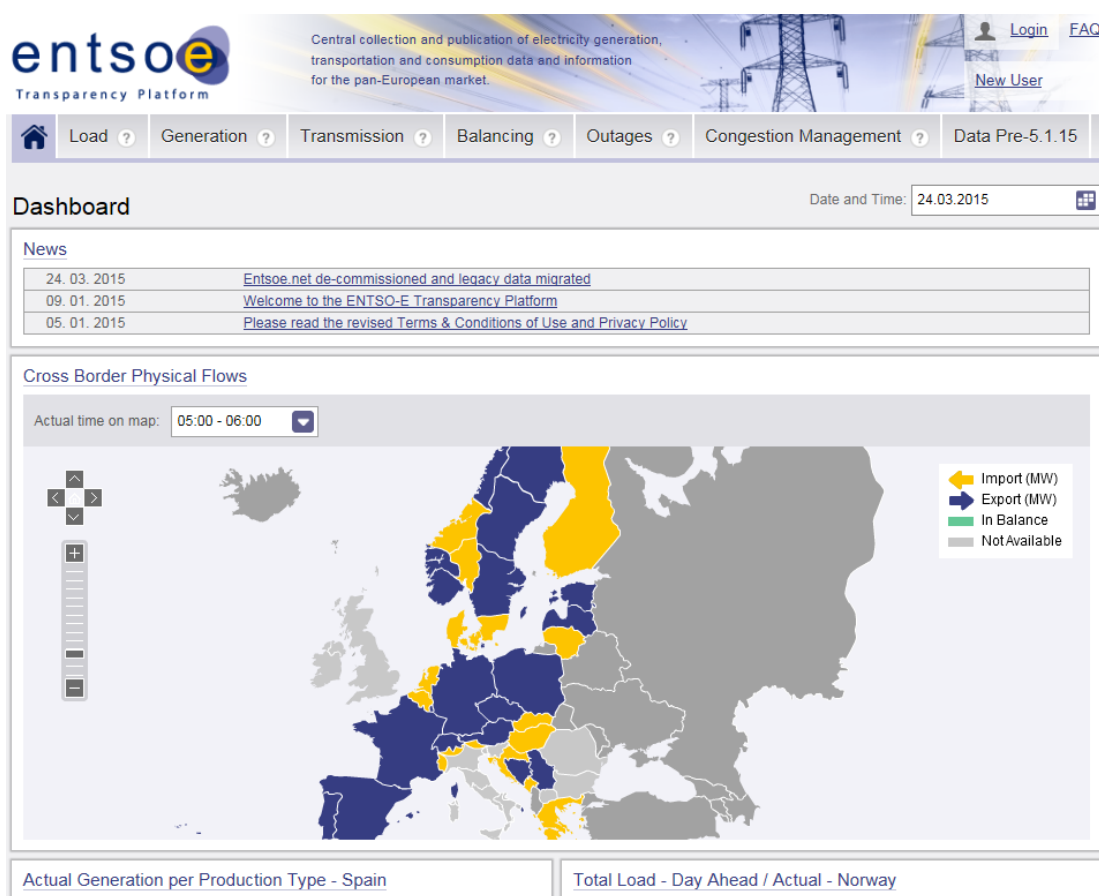
- Smernica 2008/92/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 22. oktobra 2008 o enotnem postopku Skupnosti za večjo preglednost cen plina in električne energije, ki se zaračunavajo industrijskim končnim uporabnikom;
- Uredba Komisije (EU) št. 543/2013 z dne 14. junija 2013 o predložitvi in objavi podatkov na trgih z električno energijo ter spremembi Priloge I k Uredbi (ES) št. 714/2009 Evropskega parlamenta in Sveta ter

- Uredba (EU) št. 1227/2011 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 25. oktobra 2011 o celovitosti in preglednosti veleprodajnega energetskega trga.

Smernica 2008/92/ES je bila sprejeta v letu 2008, kar pomeni šele potem, ko sta bila sprejeta že dva od do sedaj treh ključnih energetskega paketov. Njen cilj je zagotavljanje preglednosti cen za končne porabnike tako pri elektriki kot zemeljskem plinu. Vsebuje obvezo dobaviteljev, da Eurostatu posredujejo cene in prodajne pogoje plina in električne energije, ki veljajo za industrijske končne uporabnike, tarifne sisteme, ki se uporabljajo, ter razvrstitev uporabnikov in ustrezne količine za posamezne razrede porabe, ob zagotavljanju reprezentativnosti teh razredov na državni ravni. Definira se tudi način poročanja glede davkov in prispevkov in perioda, ki je šestmesečna (januar, julij).

Uredba št. 543/2013 (t.i. »transparency regulation«) je komplementarna prej navedeni smernici. Določa namreč minimalni skupni sklop podatkov, povezanih s proizvodnjo, prenosom in porabo električne energije, ki mora biti na voljo tržnim udeležencem preko osrednjega zbiranja in objave. Nalogo, da to uresniči, je dobilo združenje sistemskih operaterjev ENTSO-E, ki je dobilo formalno vlogo v energetske zakonodaji EU v tretjem energetskega paketu – podobno, čeprav na nekoliko nižji ravni kot ACER pri regulatorjih. V začetku leta 2015 je bila taka platforma tudi vzpostavljena na naslovu <https://transparency.entsoe.eu/>.

Slika 4.1: ENTSO-E »Transparency« platforma (prikaz vstopne strani)



Vir: ENTSO-E (2015a)

Z uredbo št. 543/2013 je bilo dejstvo, da je za delovanje trga pomembna preglednost ter dostopnost informacij, potrjeno tudi na politični ravni.

Uredba št. 1227/2011 pa predstavlja dodaten dvig nivoja pomena preglednosti in dostopa do informacij, pa čeprav je bila dejansko sprejeta precej pred uredbo št. 543/2013. Uredba, poznana pod akronimom REMIT (»Regulation on Market Integrity and Transparency«), s povezanimi predpisi, ki so bili sprejeti konec leta 2014, vzpostavlja kompleksen sistem poročanja o vsakovrstnih transakcijah na trgu kot tudi obvezo vzpostavljanja platform za razkrivanje notranjih informacij. Če smo torej pri prej omenjeni uredbi in smernici govorili o objavi končnih cen in drugih podatkov, ima REMIT širši cilj, to je zagotavljanje celovitosti trga in posledično njegovega boljšega delovanja. Osrednjo vlogo pri REMIT ima agencija za sodelovanje energetske regulatorjev ACER.

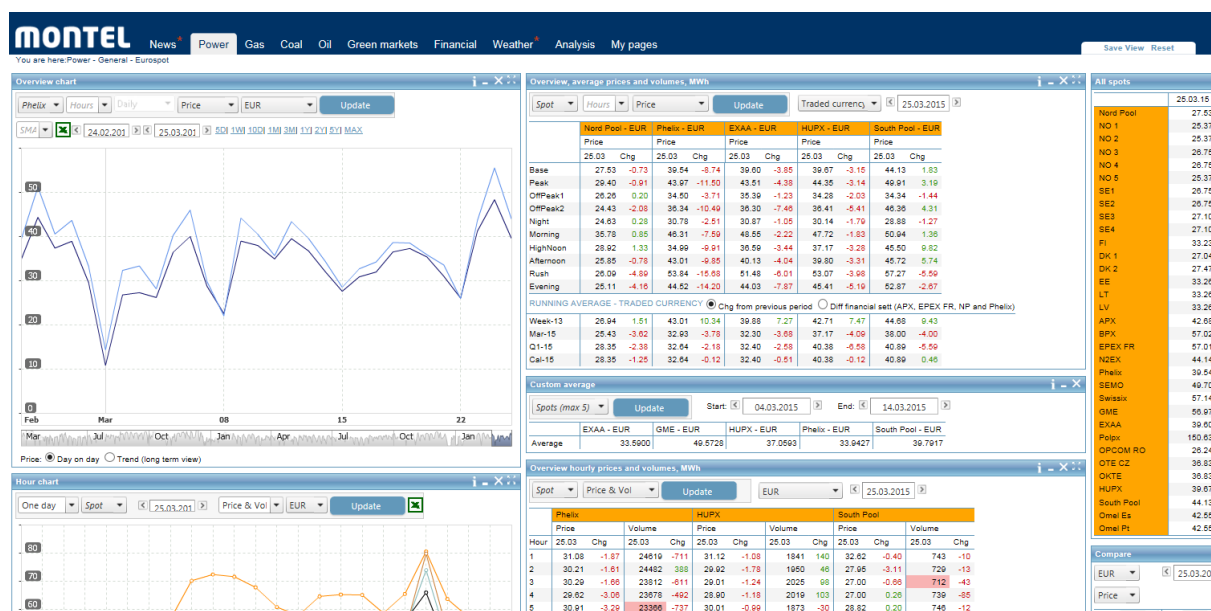
Preglednost ima v energetiki tako velik pomen, da Florence School of Regulation, ki deluje v okviru European University Institute v Firencah že več let podeljuje »Energy Transparency Award«, torej nagrado za najboljši projekt glede vzpostavljanja preglednosti na trgu v predhodnem letu. Zadnja dva nagrajenca sta bila nemška borza EEX ter avstrijska skupina CISMO, v okviru katere deluje avstrijski operater trga APCS ter avstrijska energetska borza EXAA. Poleg nagrade je vsako leto objavljeno tudi posebno pregledno poročilo (Lassource 2013).

Čeprav se lahko zdi, da je problematika preglednosti in dostopnosti podatkov relativno nova zadeva, vsaj dva vidika kažeta, da temu ni tako. Prvi so energetske borze, drugi pa komercialni ponudniki podatkov.

Borze, v širšem smislu pa tudi operaterji trga, so že vrsto let glasnice preglednosti ter zagotavljanja normalnega delovanja trga – tako individualno kot preko združenja energetskih borz Europex. Poudariti je potrebno tudi, da so aktivnosti borz na tem področju – za razliko od ACER ali ENTSO-E – prostovoljne in ne zapovedane z zakonodajo. Borze so vzpostavljale platforme za objavo podatkov še v času pred formalnimi obvezami. Skandinavski Nord Pool je recimo že v 90-ih letih poznal koncept nujnih sporočil trgu (angl. »UMM – urgent market messages«), čemur bi danes rekli »razkrivanje notranjih informacij«.

Pojav komercialnih ponudnikov podatkov – v evropski energetiki prednjačijo predvsem Montel, Reuters, Platts in Bloomberg – po eni strani kaže potrebo po tovrstnih informacijah, po drugi strani pa dejstvo, da uradni viri očitno ne zadoščajo vsem potrebam, kar je za tržno naravnane aktivnosti tudi normalno. Včasih gre pri komercialnih ponudnikih le za to, da javno dostopne vire zberejo, uredijo ter objavijo na enem mestu.

Slika 4.2: Montel on-line – komercialni ponudnik podatkov v energetiki (prikaz vmesnika)



Vir: Montel (2015)

4.2. Vloga Eurostata in Statističnega urada Republike Slovenije ter pomen statistične metodologije

Že v prejšnjem poglavju smo omenili, da se zaradi decentralizacije energetike in uvedbe konkurence v določenih segmentih pojavljajo luknje v podatkih. Te so prvenstveno na tistih področjih, ki so občutljiva z vidika konkurence (na primer cene). Ravno pri tem pa je ključna vloga uradnih virov kot sta Statistični urad Republike Slovenije (SURS) na slovenskem ter Eurostat na evropskem nivoju.

Pokazali smo, da ima na evropskem nivoju energetska statistika tudi zakonodajno podlago. Podobno oziroma še bolj določeno je to na nacionalnem nivoju. V Sloveniji denimo to problematiko ureja krovni Zakon o državni statistiki (Uradni list RS, št. 45/95 in 9/01). S pravno podlago imajo uradne institucije olajšan dostop do podatkov, saj obstaja element »prisile«, prav tako pa je za primarnega lastnika podatkov mnogo lažje take podatke zaupati državnim strokovnim institucijam kot pa na primer tržnemu subjektu, ki deluje na tem področju. Na zakonski ravni sta namreč urejena ne le nuja zbiranja in pošiljanja podatkov, temveč tudi njihovo varovanje pred nepooblaščenim razkritjem.

Razlika med uradno statistiko, podkrepljena z jasno zakonsko zavezo, ter pol-uradno zbranimi indeksi se je na finančnih trgih pokazala na primeru obrestne mere LIBOR, ko se je izkazalo,

da so nekatere večje banke manipulirale indeks z namenom zaslužka z izvedenimi posli (Alessi in Sergie 2015).

Tudi na energetske trgu obstaja večje število ocen in indeksov, ki jih objavljajo komercialni ponudniki, kot so predhodno omenjeni Platts, Montel, Reuters in Bloomberg. Ocene temeljijo na vzorcu podatkov, ki jih pridobijo (običajno na podlagi sporazumov) neposredno od trgovcev ter nato včasih tudi s precejšnjo mero diskrecije predelajo v končno oceno. Pri indeksih pa gre navadno le za aritmetično obdelavo več znanih podatkov po predhodno objavljenem postopku, torej za zgoščen prikaz navadno druge dosegljivih podatkov. Tipičen primer takih izvedenih indeksov so t.i. »spread« produkti: »(clean) dark spread« in »(clean) spark spread«, omenjeni v poglavju 3.1.3. »Dark spread« kaže razliko, ki se ustvari s proizvodnjo elektrike iz premoga, »spark spread« pa iz zemeljskega plina. Pridevnik »clean« (čist) pomeni, da je od neto razlike odšteta tudi vrednost CO₂ kuponov iz EU ETS sheme.

Ker je večina izvedenega trgovanja na energetskih trgih vseeno vezana na druge referenčne cene (npr. borzne cene za dan vnaprej), je možnost finančnega zaslužka ob manipulaciji manjša, s tem pa tudi verjetnost manipulacije. Kljub vsemu se je EU, čeravno ne izrecno na področju energetike, odločila poseči v zanesljivost t.i. temeljnih cen (angl. »benchmarks«). Komisija je pripravila Predlog uredbe, ki bi zagotavljala zanesljivost temeljnih, referenčnih cen (Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on indices used as benchmarks in financial instruments and financial contracts (COM/2013/0641 final - 2013/0314 (COD))). Ta se navezuje tudi na t.i. REMIT Uredbo, čeprav je primarno namenjena reguliranju finančnih trgov.

Med uradnimi in tržnimi viri statističnih informacij sta torej dve bistveni razliki. Prva so vrste podatkov, ki jih spremljajo, drugi pa način, kako to počnejo. Razlika v vrsti podatkov je posledica dveh dejstev: uradni viri so primarno zainteresirani za končne podatke – torej tiste vezane na končne odjemalce – ali pa za podatke, vezane na politične cilje (npr. delež obnovljivih virov); hkrati pa se seveda komercialni ponudniki usmerjajo v segmente, ki jih uradni viri ne pokrivajo, saj bi jim bilo konkurirati nesmiselno. Končna posledica je torej, da je večina podatkov na trgu na debelo vezana na komercialne ponudnike.

Čeprav mnogi komercialni ponudniki izvajajo postopke notranje kontrole (ki bo morda v prihodnje kot plod iniciativ Evropske Komisije tudi formalizirana), se ta vseeno ne more primerjati s postopki uradnih institucij kot sta Eurostat in slovenski SURS.

Delo SURS temelji na Zakonu o državni statistiki ter tudi na programih statističnih raziskovanj. Ti programi so tako srednjeročni (5-letno obdobje) kot letni ter opredeljujejo glavne naloge državne statistike. Omeniti velja tudi statistične sosvete, med njimi sosvet za statistiko energetike, ki delujejo pri SURS. To so posvetovalne skupine z zunanjimi eksperti za posamezna, vsebinsko ožja področja državne statistike (Statistični urad Republike Slovenije 2015).

Trenutno aktualni srednjeročni program na področju okoljsko-energetskih statistik navaja naslednje cilje (Srednjeročni program statističnih raziskovanj za 2013–2017):

- Izpopolnjevanje obstoječih in vzpostavitev novih modulov okoljsko-ekonomskih računov: vzporedno z osnovnimi okoljskimi statistikami se v okviru Evropskega statističnega sistema razvijajo okoljsko-ekonomski računi, ki povezujejo okoljske in ekonomske statistike.
- Vzpostavitev podatkovne podlage za spremljanje številnih kompleksnih pritiskov na okolje, katerih posledice so: onesnaževanje zraka, voda in zemlje, nastajanje in odlaganje odpadkov, izguba biotske raznovrstnosti, hrup itd.
- Ohranitev ali izboljšanje dosežene kakovosti podatkov iz okoljskih statistik, ker so te tudi podlaga za različne okoljske račune in kazalnike, ob tem pa je potrebno stalno upoštevati obremenitev poročevalskih enot in skrbeti, da se te zmanjšajo.
- Statistična podpora spremljanju izvajanja področnih politik – podatki s področij obnovljivih virov energije in učinkovite rabe energije so vse pomembnejši z ekonomskega in socialnega vidika in tudi z vidika zagotavljanja trajnostnega razvoja.
- Zagotavljanje podatkov za pripravo statistik varnosti in vplivov transporta na okolje ter za statistično spremljanje intermodalnosti.

Zadnja navedena cilja – specifično vezana na energetiko – pa naj bi bila dosežena (Srednjeročni program statističnih raziskovanj za 2013–2017):

- z izračunavanjem in objavo časovnih vrst podatkov o obnovljivih virih energije,

- s pripravo metodologije in z uvedbo statistik za spremljanje porabe energije in goriv v storitvenih dejavnostih,
- s spremljanjem razvoja administrativnih virov podatkov s področja energetike in transporta ter prevzem ustreznih virov in
- s sodelovanjem s področnimi ministrstvi in z znanstvenim okoljem.

SURS spremlja vrsto podatkov in energetske kazalnike, kot denimo energetska odvisnost, učinkovitost ter intenzivnost. Z metodološkega oziroma raziskovalnega vidika pa so posebno zanimive cene. Tu zagotavlja skladnost s Smernico 2008/92/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 22. oktobra 2008 o enotnem postopku Skupnosti za večjo preglednost cen plina in električne energije, ki se zaračunavajo industrijskim končnim uporabnikom. Cene so tako na voljo četrtletno. Smernica specificira tudi sam način zbiranja podatkov ter izračunov, s ciljem zagotavljanja primerljivosti med državami članicami EU. Navajamo nekatere specifične, ki veljajo za zemeljski plin in elektriko pri industrijskih porabnikih (Direktiva 2008/92/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 22. oktobra 2008 o enotnem postopku Skupnosti za večjo preglednost cen plina in električne energije ki se zaračunavajo industrijskim končnim uporabnikom):

- Cene so tehtane povprečne cene, pri čemer se kot utežni faktor uporabljajo tržni deleži podjetij za dobavo, vključenih v raziskavo. Aritmetične povprečne cene se navedejo le, če tehtanih vrednosti ni mogoče izračunati. V vsakem primeru države članice zagotovijo, da je reprezentativni delež nacionalnega trga zajet v raziskavi.
- Zaradi zaupnosti se podatki v zvezi s cenami sporočajo le, če so v zadevni državi članici najmanj trije končni uporabniki v vsakem razredu.
- Navedejo se tri ravni cen: cene brez davkov in dajatev, cene brez DDV in drugih vračljivih davkov, cene z vsemi davki, dajatvami in DDV.
- Upoštevajo se vse vrste industrijske uporabe plina. Iz sistema so kljub temu izzeti uporabniki plina: za proizvodnjo električne energije v javnih elektrarnah ali elektrarnah za soproizvodnjo toplote in električne energije (SPTE), za ne-energetske namene (npr. kemična industrija) ter porabniki v količinah, ki presegajo 4.000.000 gigajoulov (GJ) na leto.

Pri industrijskih odjemalcih gre torej za sporočanje neposredno s strani dobaviteljev nacionalnim statističnim uradom, ti pa informacije posredujejo Eurostat. V kontekstu tržnih

ponudnikov podatkov bi si težko predstavljali posredovanje takih podatkov. Tako vlogo lahko opravijo le uradna statistične institucije.

5. MODELIRANJE, NAPOVEDOVANJE IN ANALIZA OBLIKOVANJA CEN

V predhodnih poglavjih so bile predstavljene vsebinske podlage delovanja trga elektrike ter povezave z drugimi energenti. Prav tako je bila izpostavljena problematika virov in pridobivanja podatkov. V tem poglavju obravnavamo temo modeliranja in napovedovanja cen elektrike, vključno z glavnimi specifikami tega področja.

5.1. Uvod v modeliranje in napovedovanje cen elektrike

Časovno vrsto lahko definiramo kot sosledje realizacij slučajne spremenljivke, navadno v enakih časovnih intervalih. Iz tega nabora, ki ga statistično gledano smatramo za vzorec, poskusimo z različnimi metodami priti do ocene procesa, ki deluje v ozadju (Verbeek 2004; Hamilton 1994). V tem delu bomo, razen če izrecno navedeno drugače, časovne vrste označili z y_t , pri čemer »t« predstavlja časovni indeks. V kolikor ni izrecno navedeno drugače, je frekvenca podatkov dnevna.

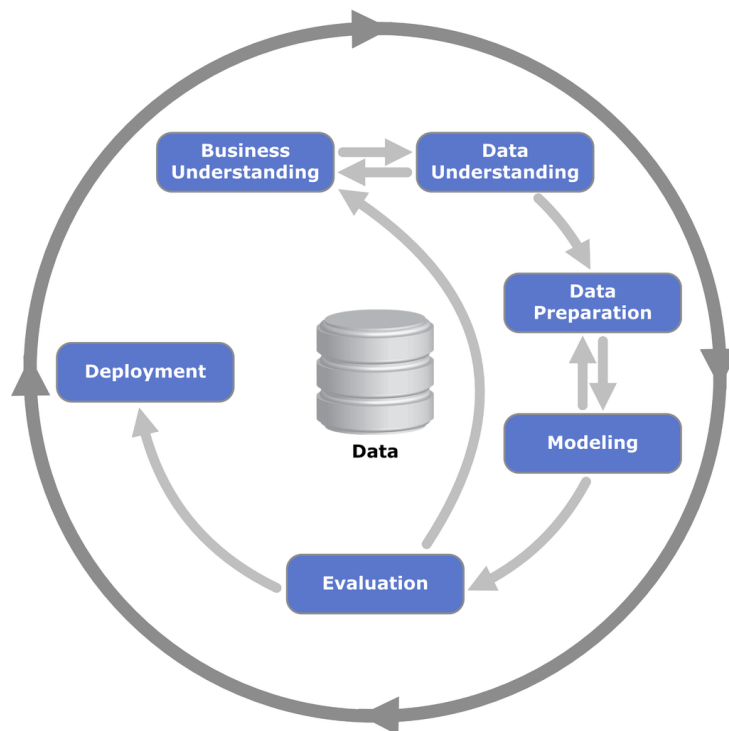
Na začetku opredelimo razliko med modeliranjem in napovedovanjem. Pojem modeliranja je širši in zajema več faz, med katerimi je lahko tudi napovedovanje. Pri definiranju modeliranja si lahko pomagamo z enim najbolj uveljavljenih standardov na področju podatkovnega rudarjenja, CRISP-DM (»Cross Industry Standard Process for Data Mining«). Ta vključuje naslednje faze (CRISP-DM 2015):

- Poznavanje poslovnega procesa (angl. »business understanding«): Problem moramo najprej definirati v smislu vsebinskih potreb.
- Poznavanje podatkov (angl. »data understanding«): Zbrati moramo podatke ter se z njimi spoznati.
- Priprava podatkov (angl. »data preparation«): Začetni nabor podatkov je potrebno prečistiti ter izločiti podatke, ki nas ne zanimajo.
- Modeliranje (angl. »modeling«): Na pripravljenih podatkih ocenimo enega ali tudi več modelov.

- Ovrednotenje (angl. »evaluation«): Ovrednotimo dobljene modele (npr. na podatkih, ki niso bili zajeti v ocenjevanju) in se odločimo glede njihove uporabe.
- Uporaba (angl. »deployment«): Uporabimo model oziroma modele glede na njihov namen (na primer napovedovanje).

Poudariti je potrebno da gre za iterativni proces, kot je razvidno tudi iz slike 5.1, ki proces prikazuje.

Slika 5.1: CRISP-DM faze in potek procesa



Vir: Jensen (2015)

Pri pristopu h katerikoli analizi podatkov se je najprej potrebno vprašati po namenu. Je ta predvsem napovedovanje prihodnjih vrednosti, spoznavanje njenih značilnosti oziroma odkrivanje novega znanja (angl. »knowledge discovery«) ali kaj tretjega. V praksi analize časovnih vrst cen energentov, navsezadnje pa tudi cen finančnih instrumentov, imamo prvenstveno dva motiva:

- Prvi motiv je napovedovanje prihodnjih vrednosti, kjer je fokus na čim manjši napaki oziroma čim boljši točnosti (točkovni ali verjetnostni)²¹. Manj pomembno pa je, kako do te napovedi pridemo, četudi uporabimo princip »črne škatle«, kjer analitiku dejanski proces ni razviden v celoti. Tipičen primer takega pristopa je modeliranje z nevronskimi mrežami, ki se v zadnjem času v obliki t.i. globokega učenja (angl. »deep learning«) zelo uspešno uporabljajo za reševanje vrste kompleksnih problemov, kot je razpoznavanje govora in slik.
- Drugi motiv se nanaša na situacije, kjer je napovedovanje časovne vrste le sredstvo za doseg drugega cilja, to je razumevanja modeliranega procesa. V tem primeru govorimo tudi o opisnem modeliranju (angl. »descriptive modeling«) ali odkrivanju znanja (angl. »knowledge discovery«), pogosto pa se uporablja v naravoslovju, ko želimo spoznati kako nek proces deluje. Najpogosteje se v ta namen uporabljajo metode s pomočjo katerih dobimo človeku razumljive modele kot so enačbe ter odločitvena drevesa in pravila. Tipičen primer so tudi modeli vrednotenja tveganj oziroma upravljanja s tveganji, kjer je proces cene le eden od vhodnih podatkov v celotnem modelu. Tu je bistveno bolj pomembno, da zgradimo model, ki čim bolj ustreza dejanskim značilnostim procesa, manj pomembna pa je natančnost posameznih napovedi.

5.2. Specifični vidiki modeliranja in napovedovanja cen elektrike

V tem poglavju bomo predstavili nekatere specifike cen elektrike, ki pomembno vplivajo na proces modeliranja. Podali bomo temeljne značilnosti cen elektrike in poseben poudarek namenili konceptu nihajnosti ter špicam oziroma skokom cen. Predstavili bomo izhodiščna modela »slučajnega sprehoda« (angl. »random walk«) ter povratka k povprečju (angl. »mean reversion«), ki sta pomembna z vidika izbora metodologije napovedovanja kot tudi širše, denimo v kontekstu upravljanja s tveganji. Čeprav obravnavamo cene na dnevni ravni, bomo na koncu omenili tudi specifično problematiko urnih cen – ali gre za časovno vrsto ali panel, torej kombinacijo presečnih podatkov in časovnih vrst.

²¹ Potrebno je omeniti, da je zelo pomembno tudi, na kakšen način ocenjujemo napako. V poglavju 6 bomo denimo uporabljali povprečno absolutno napako v odstotkih (angl. MAPE, »mean absolute percentage error«), ki pa ima tudi svoje pomanjkljivosti.

5.2.1. Temeljne značilnosti cen elektrike in primerjava z drugimi energenti

Na osnovi vsebine predhodnih poglavij lahko ugotovimo, da je sistem cen električne energije precej kompleksen. Kompleksnost pa je odvisna tudi od razvitosti posameznega trga. Če denimo obstajajo organizirani terminski trgi, potem so na voljo tudi terminske cene. Podobno velja za znotraj-dnevne cene ali cene na izravnalnem trgu. Na splošno velja, da je največja razlika med cenami na trgu na debelo, ne glede na časovno inačico trga, in cenami za končne odjemalce. Slednje so ponekod še vedno regulirane in se spreminjajo le občasno, medtem ko so cene na trgu na debelo precej spremenljive. Manj pogoste spremembe pri cenah za končne odjemalce lahko razložimo tudi z dejstvom, da iz čisto administrativnih ter trženjskih razlogov običajno ni smiselno sprememb na trgu na debelo prenašati na kupce. Ravno obratno, tudi v praksi slovenskega trga so se uveljavili koncepti garantiranih, »zamrznjenih« cen za obdobje enega leta ali več. Prenos gibanj trga na debelo na cene končnih uporabnikov je seveda odvisen tudi od stanja konkurence na trgu.

Temeljne lastnosti cen na trgu na debelo so (Rajer 2002):

1. VISOKA FREKVENCA – Cene običajno veljajo za urne intervale, včasih tudi za 30 ali 15 minutne intervale. Na trgih z mehanizmom sprotnega²² trgovanja lahko za isti interval veljajo tudi različne cene., saj se posli sklepajo sproti.
2. MOČNA PERIODIČNA KOMPONENTA – Perioda je navadno jasno izražena na dnevnem (ura), tedenskem (dan) in tudi letnem nivoju (sezona).
3. VPLIV TIPA DNEVA – Nižje cene ob nedelovnih dneh zaradi nižjega povpraševanja.
4. SKOKI (angl. »jumps«) IN ŠPICE (angl. »spikes«) CEN – Špice so običajno kratkotrajna (velika) zvišanja ali znižanja cene, ki jih povzroči nenadna sprememba povpraševanja in/ali ponudbe (npr. izpad elektrarne ali izjemno hladen dan ali druga večja sprememba v sistemu). Najpogosteje se pojavljajo ob visokem povpraševanju, v zadnjih letih pa so vse bolj odvisne tudi od ekstremov pri proizvodnji iz obnovljivih virov energije. Izraz »skoki« se včasih uporablja kot sinonim za »špice«, včasih pa pomenijo prehod med različnimi razmerji, ki veljajo za relacijo ponudba-

²² Sprotno trgovanje (angl. »continuous trading«) je mehanizem, kjer se posli sklepajo ves čas znotraj trgovalnega obdobja. Posel je sklenjen takoj, ko sta vneseni skladni ponudbi za nakup in prodajo. Pravila trga opredeljujejo točen način definicije cene. Drugi, na trgih za dan vnaprej bolj pogost mehanizem, so dražbe (angl. »auction trading«), kjer se ponudbe za nakup in prodajo zbirajo v določenem časovnem oknu, šele nato pa uredijo in spojijo (angl. »matching«). V primerih, kjer se cena določa kot cena v presečišču krivulj ponudb in povpraševanja (angl. »uniform / market clearing pricing«) imamo le eno ceno.

povpraševanje (angl. »regime-switching jumps«). Kot bomo videli v nadaljevanju ima tak pristop lahko pomembno vlogo pri modeliranju cen.

5. POVRATEK K POVPREČJU (angl. »mean reversion«) – Večina strokovnjakov ugotavlja, da se kljub izredno velikim odklonom cene sčasoma vrnejo na raven povprečja. Torej zanje načeloma ne moremo uporabiti pristopov iz finančnih trgov, ki temeljijo na t.i. »random walk« konceptu²³.
6. NIHAJNOST (VISOKA, NEKONSTANTNA VARIABILNOST) (angl. »volatility«) – Variabilnost cen električne energije je primerljiva z variabilnostjo cen vrednostnih papirjev. Poleg tega se izmenjujejo obdobja visoke in nizke variabilnosti (angl. »volatility clustering«). Povišanje cene pa običajno vodi do večje variabilnosti kot znižanje cene (angl. »inverse leverage effect«).

Lastnosti cen elektrike se od drugih energentov razlikujejo predvsem zaradi specifik te oblike energije, predvsem nuje takojšnjega usklajevanja proizvodnje in odjema ter omejenih možnosti skladiščenja.

V nadaljnjih poglavjih podrobneje obravnavamo nihajnost ter špice in skoke cen. Analiza periodične komponente pa je na primeru slovenskega trga predstavljena v poglavju 6.1.

5.2.2. Nihajnost cen elektrike

V prejšnjem poglavju smo omenili visoko, nekonstantno variabilnost kot eno od značilnosti cen elektrike. Izhajajoč iz finančnega sveta se to »variabilnost v času« običajno poimenuje »volatilitnost« (angl. »volatility«), pri čemer se v slovenskem jeziku uveljavlja termin »nihajnost«²⁴. Omejili se bomo na ocenjeno nihajnost (angl. »historic volatility«), ki jo izračunamo iz dejanskih podatkov. Obstajajo namreč še drugi pristopi, ki izhajajo iz vrednotenja izvedenih finančnih instrumentov, nenazadnje pa lahko nihajnost integriramo tudi v sam model, denimo preko GARCH pristopa, ki je omenjen v poglavju 5.3.3.

²³ Glej poglavje 5.2.4.

²⁴ Termin je naveden denimo v Slovarju strokovnih izrazov za trg z električno energijo z razlagami v slovenskem in angleškem jeziku CIGRE-CIRED (CIGRE-CIRED 2013).

Nihajnost cen lahko ocenimo po naslednjem postopku (Hull 2003, 238–241):

- Izhajamo iz časovne vrste y_t , kjer se časovni indeks t giblje od 1 do N . Definiramo vrednost T , ki predstavlja število frekvence podatkov v enem letu, navadno omejeno na trgovalne dneve. Če imamo mesečne podatke je torej T enak 12, pri dnevni pa navadno 250 ali več – odvisno od števila trgovalnih dni.
- Ocenimo logaritem serije koeficientov dinamike po spodnji enačbi, pri čemer je y_t višina cene v obdobju »t«, N pa dolžina časovne vrste:

$$u_i = \ln\left(\frac{y_t}{y_{t-1}}\right); t = 1 \dots N$$

- Ocenimo standardni odklon »s« spremenljivke »u«, pri čemer uporabimo formulo za nepristransko cenilko:

$$s = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (u_i - \bar{u})^2}$$

- Pokazati je mogoče, da oceno (letne) nihajnosti dobimo po spodnji formuli, pri čemer je T dolžina časovnega intervala podatkov, izražen v letih (Hull 2003, 235)

$$\hat{\sigma} = \frac{s}{\sqrt{T}}$$

Naveden pristop izhaja iz Black-Scholes-Merton pristopa k vrednotenju opcij oziroma gibanja cen delnic, ki predpostavlja, da se relativne spremembe v ceni instrumenta v krajših časovnih obdobjih porazdeljujejo normalno (Hull 2003, 234). Gre za t.i. model slučajnega prehoda (angl. »random walk«), ki ga obravnavamo v poglavju 5.2.4.

Za primer ocenimo nihajnost na srednje-evropskih borzah z elektriko v letu 2013, in sicer slovenski borzi BSP, nemški borzi EPEX, avstrijski borzi EXAA ter madžarski borzi HUPX. Pri vseh borzah vzamemo dnevne cene za produkt "pasovna energija". Rezultati so predstavljeni v tabeli 5.1. Izvorni podatki so na dnevni ravni. Pri preračunu iz dnevne nihajnosti na letni nivo je privzeta aproksimacija, da je 1 leto enako 360 dnevom. V primerih finančnih instrumentov, s katerimi se ne trguje vsak dan, bi lahko vzeli manjšo vrednost, denimo 200 ali 250. Ker neposredne uporabnosti teh števil – razen primerjav med trgi – ni, številka ni bistvena.

Tabela 5.1: Ocenjene nihajnosti za srednje-evropske borze za leto 2013

Pasovna energija, leto 2013	BSP	EPEX (Ger)	EXAA	HUPX
dnevna nihajnost	36,4%	86,8%	62,4%	47,7%
letna nihajnost	690,0%	1646,6%	1183,7%	904,3%

Vir: Montel (2015)

Opomba: pri preračunu letne nihajnosti je uporabljen približek 360 dni

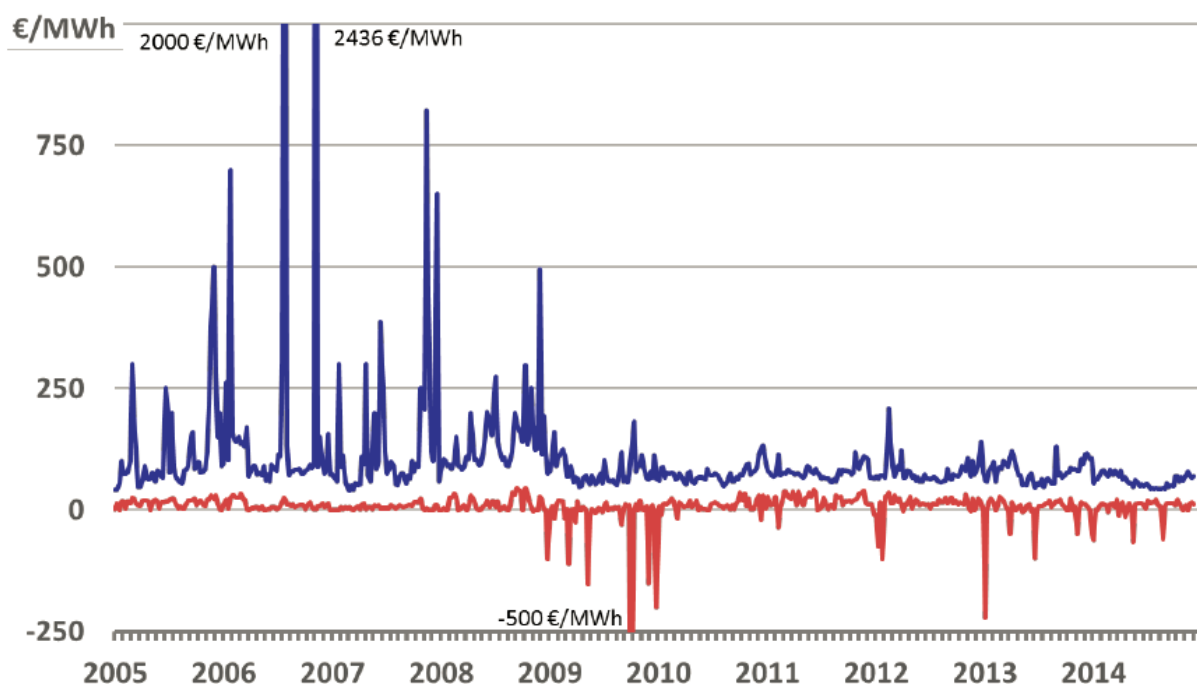
Letno nihajnost bi ob upoštevanju modelskih predpostavk lahko uporabili kot oceno variabilnosti v nadaljnjem obdobju. Kot vidimo je v teh primerih ta vidik nihajnosti brezpredmeten, saj nam pove, da lahko pričakujemo na letni ravni tudi spremembe cen ranga 1000 odstotkov in več. Bolj je pomembno dejstvo, da je jasno, da gre pri cenah elektrike za ekstremne variabilnosti v primerjavi z drugimi instrumenti. Ekstrem lahko dodatno ilustriramo z dejstvom, ki ga navaja Hull, da je tipična letna nihajnost delnic ranga 20 do 50 odstotkov (Hull 2003, 238). Omeniti je potrebno, bi lahko zaradi visoke frekvence podatkov predhodno izvedli glajenje (recimo drseče sredine na oknu dolgem nekaj dni), da omilimo vpliv špic oziroma osamelcev.

5.2.3. Špice in skoki cen

V poglavju 5.2.1 smo že pojasnili, da so špice kratkotrajna znižanja ali zvišanja cen. Razliko med špico in skokom je včasih težko opredeliti. Navadno se za skok šteje sprememba, ki traja dlje časa. V kontekstu terminskih cen bi denimo kot skok lahko opredelili spremembo cen, ki se je zgodila v Nemčiji ob najavi moratorija na proizvodnjo dela jedrskih elektrarn, kar smo obravnavali v poglavju 3.1.5.

V sliki 5.2 prikazujemo zgodovino ekstremov na nemški borzi elektrike za dan vnaprej v obdobju od januarja 2005 do novembra 2014, pri čemer je jasno razvidno, da so se v obdobju do leta 2009 pojavljali predvsem pozitivni ekstremi, po letu 2009 pa predvsem negativni.

Slika 5.2: Ekstremi cen na nemški borzi (za dan vnaprej) (januar 2005 – november 2014)



Vir: Fraunhofer ISE Energy Charts (2015)

Legenda: abscisa: leto; ordinata: cena v EUR/MWh; modra črta – najvišje cene, rdeča črta – najnižje cene

Vzrok spremembe, ki se je zgodila na nemškem trgu in je prikazana na gornji sliki, leži v obsežnem pritoku energije iz subvencioniranih virov na trg. Krivulja ponudbe se je pomaknila v desno – zato je tudi ob skokih povpraševanja manj verjetno, da bi se presečišče ponudbe in povpraševanja zgodilo na vertikalnem delu krivulje ponudbe²⁵. Posledično so pozitivne špice cen manj verjetne, ravno obratno pa velja za nizke, celo negativne cene. Na nemškem trgu so bile v obdobju od januarja do junija 2013 cene pod 1 EUR cent/kWh v 196 urah, kar je bilo štirikrat pogostejše kot v enakem obdobju leta 2012 (German Energy Blog 2013).

Hadsell in Shawky sta ugotovila, da je nihajnost še bolj kot na trgu za dan vnaprej prisotna na znotraj-dnevnem trgu (Hadsell in Shawky 2006). To je povezano z dejstvom, da so špice bolj verjetne in prisotne na tem tržnem segmentu. Kot smo predstavili v poglavju 3.1.7 je ta tržni segment še posebno občutljiv kar se tiče napak pri napovedi in tudi drugih sprememb v sistemu (npr. izpadov). Gre namreč za časovno gledano zadnji segment trga, ko so s strani akterjev še možne korekcije, prav tako pa sta zaradi krajših časovnih rokov možnost napak in

²⁵ Glej tudi sliko 3.19 v poglavju 3.1.8.

tudi asimetrije informacij višja. Na tem tržnem segmentu se navadno trguje na sprotni način, za razliko od dražb, ki so pogostejše pri trgu za dan vnaprej. Tak način trgovanja sam po sebi pomeni večjo možnost nihanja nivoja cene.

Včasih pa vzrok špice tudi ni točno znan in ga lahko pripišemo tudi nizki likvidnosti oziroma nerazvitosti trgov. Zanimiv primer se je zgodil v Turčiji 15. 6. 2015, ko je pasovna terminska pogodba za julij 2015 (trgovanje je sprotno) na turški borzi Borsa Istanbul po zložnem naraščanju sredi dneva v samo 30 minutah poskočila za 9 odstotkov. Nato je bila nekaj časa stabilna ter potem ponovno padla na izhodiščne nivoje. Posebej zanimivo je dejstvo, da je to povzročilo možnost arbitraže v višini nad 5 odstotki, saj je bila pogodba na drugih platformah na nižjih cenovnih nivojih (Sabadus 2015). Možnost arbitraže je ostala odprta nekaj ur. Zaključimo lahko dvoje: 1. vzrok špice verjetno ni imel posebnega temelja v stanju na trgu (sicer bi se to odrazilo tudi na drugih trgovalnih platformah) ter 2. trg je nerazvit, saj bi sicer trgovci odprto možnost zaprli zelo hitro.

Špice pa se lahko zgodijo tudi v količinskem smislu. Navedemo lahko primer iz Slovenije v februarju 2013, ko je žled povzročil veliko škodo in izpade napajanja predvsem na distribucijskem in delno tudi prenosnem nivoju omrežja. Ena od posledic je bila tudi količinska špica v volumnu trgovanja na izravnalnem trgu. Dne 3. februarja 2013 je bila skupna trgovalna količina enaka 1.818 MWh, medtem ko je dnevno povprečje za tisti mesec znašalo komaj 230 MWh (Borzen 2015).

Nastop nepredvidenega dogodka sam po sebi ne pomeni nujno pojava špice. Nuklearna elektrarna Krško je 23. marca 2011 in 23. novembra 2013 zabeležila dva izpada, ki pa na cenah za dan vnaprej nista pustila posledic. Vzrok je predvsem v njuni kratkotrajnosti ter tudi v dejstvu, da je Slovenija relativno dobro povezana s sosednjimi elektroenergetskimi sistemi.

5.2.4. Slučajni sprehod ali povratek k povprečju?

V kontekstu modeliranja je pomembna dilema, ali se cene elektrike pa tudi drugih energentov gibljejo bližje principu slučajnega sprehoda (angl. »random walk process«), torej da je gibanje slučajno in je cena v času »t« odvisna le od cene v predhodnem intervalu, ali gre za časovne vrste, kjer velja povratek k povprečju (angl. »mean reverting process«), torej da se cene ne

glede na kratkoročne spremembe sčasoma vrnejo k neki »povprečni vrednosti«²⁶. Pomen te dileme je predvsem v tem, da odgovor diktira smiselnost oziroma nesmiselnost uporabe določenih metodologij. ARIMA metodologija, ki jo podrobneje opisujemo v poglavju 5.3.3, temelji na predpostavki stacionarnosti, ki med drugim predvideva obstoj dolgoročnega povprečja. Kot smo omenili v poglavju 5.2.1 je večinski konsenz, da naj bi se cene elektrike vračale k povprečju. Kljub temu pa je pomembno spoznati tudi proces slučajnega sprehoda, saj na njem temelji relativno star, a še vedno precej uporabljan model vrednotenja izvedenih instrumentov (opcij) Black-Scholes (Hull 2003).

Slučajni sprehod po osnovni diskretni definiciji lahko zapišemo tako (Verbeek 2006):

$y_t = y_{t-1} + \varepsilon_t$, pri čemer je y časovna vrsta, ε pa beli šum oziroma $\varepsilon \sim N(0, \delta^2)$.

Obstaja sicer veliko pristopov oziroma drugače uporabe principa slučajnega sprehoda. Spodaj, temelječ na zapisih Eydelanda in Wolynieca, prikazujemo primer geometrijskega slučajnega sprehoda s »trendom« (angl. »geometric random walk with drift«) (Eydeland in Wolyniec 2002).

$$P_t = P_{t-1} \cdot e^{\left(\frac{DRIFT}{250} + \frac{VOLAT}{\sqrt{250}} \cdot RAND\right)} \quad \text{ali} \quad \ln\left(\frac{P_t}{P_{t-1}}\right) = \frac{DRIFT}{250} + \frac{VOLAT}{\sqrt{250}} \cdot RAND$$

Kjer je:

- » P_t « cena v času t ,
- »DRIFT« povprečna pričakovana cenovna sprememba (izražena relativno, na letnem nivoju²⁷),
- »VOLAT« nihajnost (izražena relativno, na letnem nivoju; za pretvorbo na dnevno raven uporabimo aproksimacijo 250 trgovalnih dni v letu) in
- »RAND« slučajna spremenljivka, ki se porazdeljuje po standardni normalni porazdelitvi ($RAND \sim N(0,1)$).

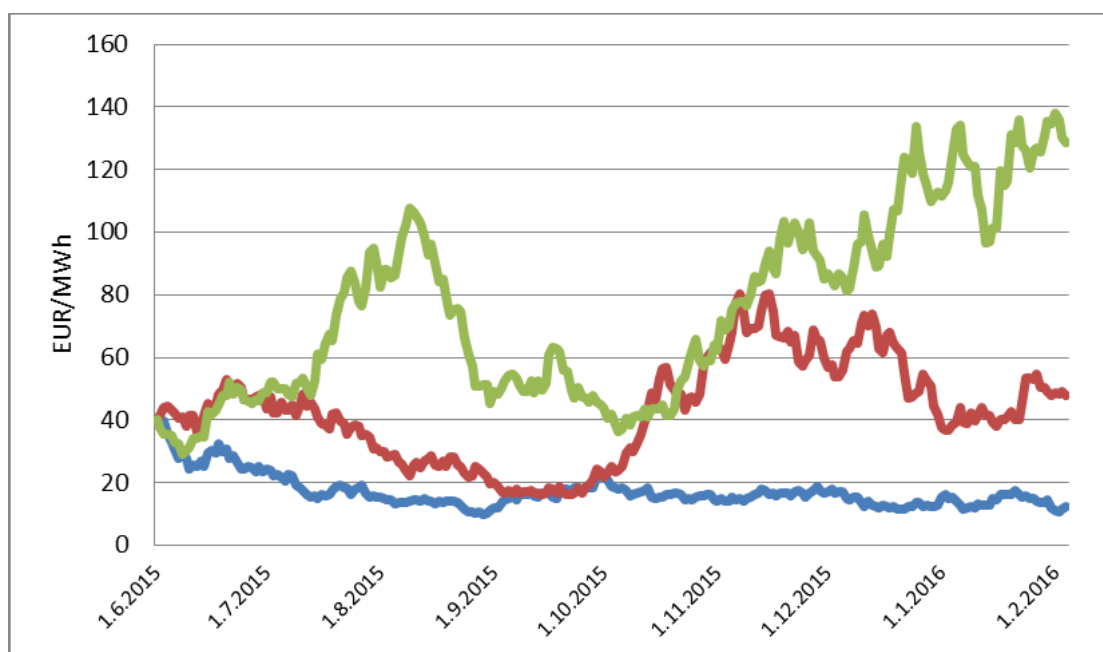
²⁶ Zvezna ekvivalenta teh procesov sta Wienerjev process (slučajni sprehod) oziroma Ornstein–Uhlenbeck proces (povratek k povprečju).

²⁷ Predpostavka 250 trgovalnih dni. V primeru praktične uporabe modela bi pri elektriki lahko upoštevali kar število dni v letu, saj trgovanje poteka vsak dan.

Kot vidimo iz zapisa logaritmirane enačbe slučajnemu sprehodu (če velja $DRIFT = 0$) sledi naravni logaritem kvocienta cen (ki je približek stopnje rasti). Podoben princip uporablja denimo tudi Putney (Putney v Jameson 1999, 6. poglavje).

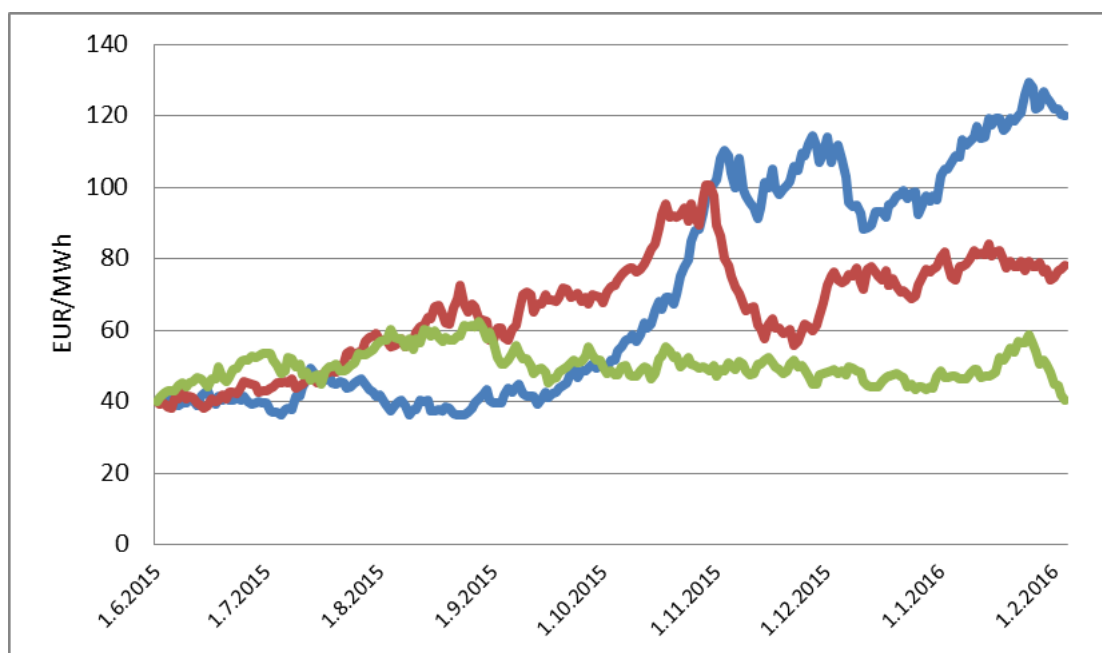
Spodnji sliki 5.3 in 5.4 prikazujeta tri slučajne realizacije za primer brez trenda ter tri, kjer se pričakuje porast cen.

Slika 5.3: Tri realizacije simulacije slučajnega sprehoda ($drift = 0$, $volat = 100\%$, izhodiščna cena = 40 EUR/MWh)



Legenda: abscisa – dnevi; ordinata – cena v EUR/MWh; zelena, rdeča in modra črta predstavljajo tri realizacije procesa slučajnega sprehoda

Slika 5.4: Tri realizacije simulacije slučajnega sprehoda (drift = 50%, volat = 100%, izhodiščna cena = 40 EUR/MWh)



Legenda: abscisa – dnevi; ordinata – cena v EUR/MWh; zelena, rdeča in modra črta predstavljajo tri realizacije procesa slučajnega sprehoda

Taka simulacija bi bila lahko koristna v primerih, ko bi z njo reševali kak kratkoročen problem, recimo vprašanje razporejanja proizvodnje elektrarn znotraj nabora, ki ga ima proizvajalec²⁸. V primerih, ko analiziramo bolj dolgoročne probleme, pa je taka simulacija vprašljiva, saj slučajni sprehod ne sovпада z empirično ugotovljenimi značilnostmi cen elektrike (povratak k povprečju, sezonska komponenta).

Slednje bi zajeli na primer v spodnji modelski specifikaciji:

$$P_t = P_0 \cdot e^{\left(\frac{VOLAT}{\sqrt{250}} \cdot RAND\right)} \cdot S_t \cdot J_t$$

Kjer je:

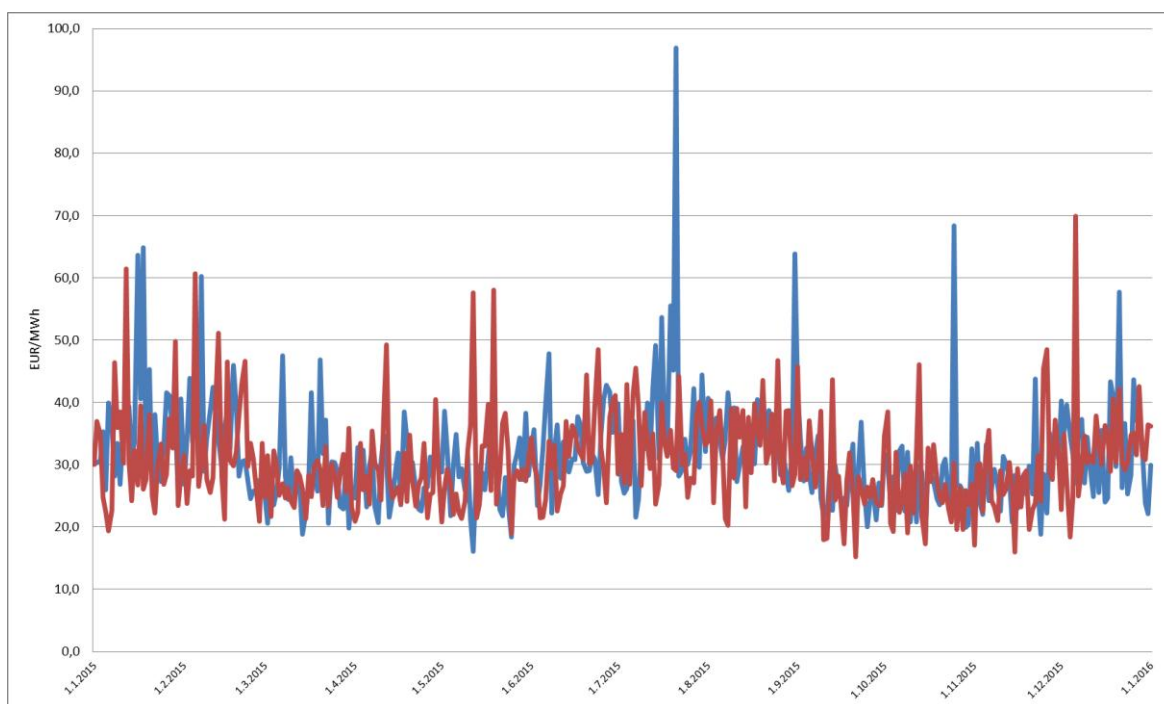
- “ P_0 ” dolgoročno povprečje cen,
- “VOLAT” nihajnost (izražena relativno, na letnem nivoju; za pretvorbo na dnevno raven uporabimo aproksimacijo 250 trgovalnih dni v letu),
- “RAND” slučajna spremenljivka, ki se porazdeljuje po standardni normalni porazdelitvi ($RAND \sim N(0,1)$),

²⁸ V takem primeru bi se sicer lahko zanesli tudi na kratkoročne napovedne modele, kar bi bila verjetno boljša izbira.

- “ S_t ” deterministični sezonski faktor²⁹ ter
- “ J_t ” slučajni proces špice cen³⁰.

Dve možni realizaciji, kjer je dolgoročna izhodiščna cena 30 EUR/MWh, prikazujemo na sliki 5.5.

Slika 5.5: Dve simulaciji cenovnega procesa z dolgoročnim povprečjem, deterministično sezonsko komponento ter cenovnimi špicami



Legenda: abscisa – dnevi; ordinata – cena v EUR/MWh; rdeča in modra črta predstavljata dve simulaciji cenovnega procesa

Tudi prikazan model seveda ni idealen, saj gre za ad hoc konstrukcijo, ki sicer zajema temeljne empirične elemente, vendar je šibka na teoretičnih osnovah. Pri špicah smo recimo v poglavju 5.2.3 navedli, da niso povsem slučajen pojav, temveč se pogosteje pojavljajo v določenih tržnih situacijah. Od leta 2010 dalje pa so zelo pogoste tudi špice v negativno stran, kar predstavljena specifikacija ne upošteva. Kot bomo spoznali v nadaljevanju pa je konstrukcija in končna izbira ter ustreznost modela v končni fazi odvisna od namena uporabe, ne glede na morebitne pomanjkljivosti.

²⁹ Ocenili bi ga lahko z uporabo slamnatih spremenljivk, kot opisano v poglavju 6.1. V prikazanih simulacijah uporabljamo faktorje med 0,86 in 1,14.

³⁰ V prikazanih simulacijah opredeljujemo preprosto kot slučajno spremenljivko, ki ima z 97% verjetnostjo vrednost 1, ter s 3% verjetnostjo vrednost 2.

5.2.5. Panelni pristop pri modeliranju urnih cen električne energije

V tem delu se osredotočamo na cene na dnevnem nivoju (cene za pasovno energijo), ki se sicer navadno v napovednih modelih tudi uporabljajo. Vseeno pa je potrebno izpostaviti posebno razmerje med cenami na urnem nivoju ter dnevnimi cenami. Ključno vprašanje je, ali gre pri urnih cenah za enotno, nepretrgano časovno vrsto, ali pa gre dejansko za panel, saj se 24 urnih cen določa sočasno.

Pomen ustreznega upoštevanja načina določitve urnih cen ilustriramo na primeru nemške borze EEX/EPEX. V spodnji tabeli podajamo razliko med korelacijskimi koeficienti urnih cen na nemški borzi EEX/EPEX. Posamezna številka predstavlja razliko med koeficientom ocenjenim za obdobje do 2011 do 2014 ter koeficientom za obdobje od 2008 do 2010. Posebej so označene vrednosti nad 0,1 (rdeče) ter vrednosti pod -0,1 (rumeno). Ker je matrika simetrična zaradi preglednosti podajamo vrednosti le enkrat.

Tabela 5.2: Razlika v korelacijskem koeficientu med urnimi cenami na nemški borzi EEX/EPEX (razlika med obdobjem 2011-2014 in obdobjem 2008-2010)

URA	H01	H02	H03	H04	H05	H06	H07	H08	H09	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24
H01	0,000																							
H02	0,058	0,000																						
H03	0,265	0,174	0,000																					
H04	0,082	0,068	0,162	0,000																				
H05	0,060	0,042	0,213	0,053	0,000																			
H06	0,094	0,147	0,297	0,152	0,077	0,000																		
H07	0,112	0,196	0,342	0,228	0,148	0,035	0,000																	
H08	-0,017	0,072	0,216	0,106	0,038	-0,065	-0,038	0,000																
H09	-0,110	-0,038	0,117	-0,006	-0,058	-0,143	-0,078	-0,008	0,000															
H10	-0,079	-0,009	0,149	0,022	-0,018	-0,088	-0,026	0,001	-0,004	0,000														
H11	-0,055	0,014	0,164	0,048	0,006	-0,061	-0,014	-0,003	-0,020	-0,004	0,000													
H12	-0,029	0,042	0,187	0,084	0,043	-0,022	0,012	0,014	-0,011	0,007	0,008	0,000												
H13	-0,067	-0,002	0,145	0,034	-0,010	-0,079	-0,050	-0,065	-0,083	-0,049	-0,021	0,014	0,000											
H14	-0,082	-0,022	0,112	0,013	-0,029	-0,106	-0,068	-0,077	-0,089	-0,053	-0,024	0,015	-0,001	0,000										
H15	-0,118	-0,047	0,095	0,000	-0,044	-0,127	-0,090	-0,092	-0,104	-0,077	-0,051	-0,013	-0,023	-0,005	0,000									
H16	-0,132	-0,061	0,083	-0,010	-0,055	-0,139	-0,085	-0,079	-0,092	-0,069	-0,049	-0,015	-0,037	-0,016	-0,003	0,000								
H17	-0,125	-0,056	0,090	-0,010	-0,053	-0,131	-0,070	-0,066	-0,062	-0,042	-0,019	0,017	-0,019	-0,009	-0,004	0,000	0,000							
H18	-0,055	0,002	0,105	0,025	-0,001	-0,039	0,034	0,052	0,079	0,097	0,122	0,147	0,106	0,100	0,098	0,104	0,085	0,000						
H19	-0,095	-0,045	0,070	-0,036	-0,062	-0,107	-0,015	0,001	0,032	0,030	0,043	0,055	-0,011	-0,018	-0,015	0,002	-0,004	0,020	0,000					
H20	-0,099	-0,038	0,104	-0,019	-0,055	-0,089	0,019	-0,004	-0,011	-0,024	-0,033	-0,039	-0,108	-0,091	-0,088	-0,066	-0,051	0,053	0,007	0,000				
H21	-0,048	0,017	0,163	0,032	-0,015	-0,065	0,016	-0,027	-0,045	-0,043	-0,041	-0,031	-0,098	-0,103	-0,115	-0,114	-0,093	0,026	-0,034	-0,052	0,000			
H22	-0,048	0,021	0,177	0,060	0,017	-0,043	0,017	-0,034	-0,072	-0,077	-0,078	-0,068	-0,115	-0,125	-0,148	-0,163	-0,146	-0,027	-0,065	-0,064	-0,010	0,000		
H23	-0,058	0,003	0,152	0,043	0,016	-0,013	0,030	-0,037	-0,080	-0,086	-0,075	-0,064	-0,099	-0,110	-0,139	-0,162	-0,156	-0,062	-0,103	-0,083	-0,021	-0,011	0,000	
H24	0,030	0,083	0,242	0,125	0,094	0,066	0,056	-0,057	-0,114	-0,103	-0,083	-0,064	-0,095	-0,114	-0,150	-0,180	-0,177	-0,072	-0,105	-0,099	-0,039	-0,042	-0,029	0,000

Vir: Montel (2015)

Opombe: lastni izračuni korelacij, po viru povzeti le izvorni podatki (cene); pozitivne razlike nad 0,1 so obarvane rdeče, negativne pod -0,1 pa rumeno

Razlike bi sicer lahko statistično testirali s pomočjo Fisherjeve transformacije, vendar je ključna poanta v prikazu strukturnih sprememb oziroma trendov. Opazimo dva glavna vzorca: prvi je povečanje korelacije znotraj nočnih ur (H01-H06), drugi pa je zmanjšanje korelacije med blokom ur H14-H18 in večernimi urami H20-H24. Vsaj za slednje lahko vzrok iščemo v vse večjem vplivu obnovljivih virov, še posebno proizvodnje iz sončnih elektrarn na nemškem trgu. Ker so te zelo aktivne v bloku H14-H18, vendar praktično neobstoječe v bloku

H20-H24 so vplivale na to, da so se cene teh blokov razmaknile. Ta primer nam torej kaže, da s pravilnim upoštevanjem urnih cen lahko pridemo tudi do dodatnih spoznanj o trgu.

5.3. Glavni pristopi k modeliranju in napovedovanju cen elektrike

V nadaljevanju podajamo pregled glavnih pristopov k modeliranju oziroma napovedovanju cen elektrike. Podrobneje predstavljamo ARIMA pristop ter tako imenovane »regime switching« modele, kot tudi nekaj novejši pristop iz področja podatkovnega rudarjenja.

5.3.1. Klasifikacija modelov

V tem poglavju bomo pregledali osnovno klasifikacijo modelov za napovedovanje oziroma modeliranje cen elektrike na trgu za dan vnaprej. Izhajali bomo predvsem iz dela Rafala Weron, ki v preglednem članku podaja najbolj sistematično in posodobljeno klasifikacijo (Weron 2014).

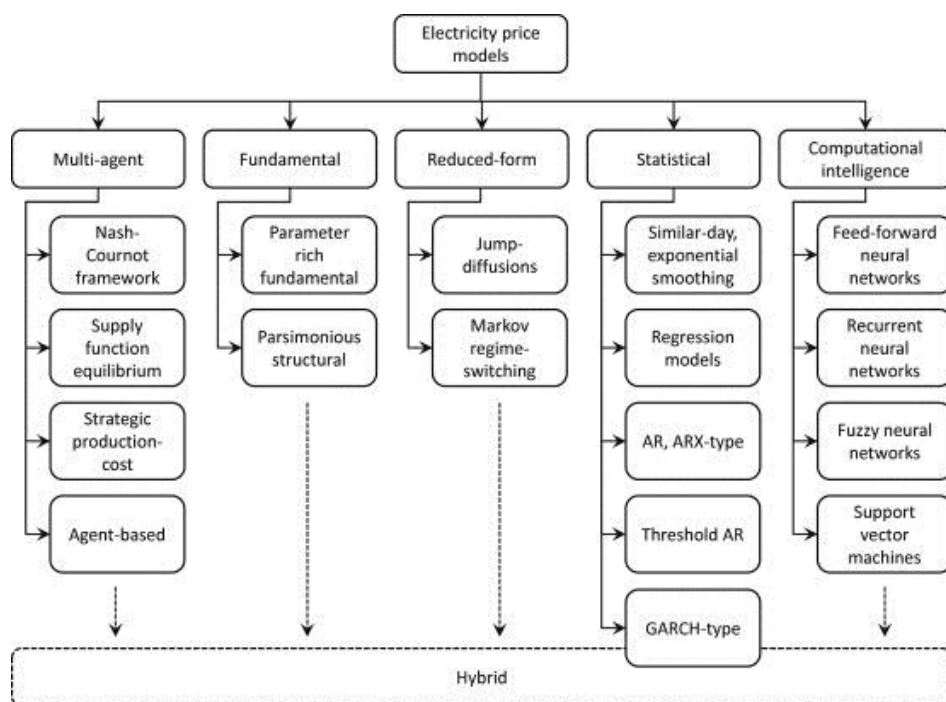
Weron podaja široko klasifikacijo, ki jo v originalni terminologiji³¹ podajamo v sliki 5.6.

V osnovi gre za naslednjih pet skupin (Weron 2014):

- modeli delovanja agentov (»multi-agent models«),
- strukturni modeli (»fundamental models«),
- kvantitativno-stohastični modeli (»reduced-form models«),
- statistični modeli (»statistical models«) in
- »CI« modeli (»computational intelligence models«).

³¹ Za določene tipe modelov ni uveljavljene slovenske terminologije.

Slika 5.6: Klasifikacija modelov napovedovanja cen elektrike na trgu za dan vnaprej



Vir: Weron (2014)

Modeli delovanja agentov simulirajo delovanje več akterjev (»agentov«), ki delujejo na trgu (proizvajalci, odjemalci). Preko delovanja agentov se oblikujeta ponudba in povpraševanje in posledično cena. Izhajamo lahko iz optimizacijskih algoritmov, lahko pa je vključeno tudi strateško obnašanje akterjev oziroma simulacije njihovega obnašanja. Poudarek je na delovanju trga kot celote in ne na točnosti napovedi cene, zato jih v okviru tega dela ne obravnavamo podrobneje³².

Bistveni poudarek pri strukturnih modelih je vključitev osnovnih ekonomskih in fizikalnih značilnosti trga elektrike, kot so različni vplivi na proizvodnjo in porabo elektrike (značilnosti sistema, vremenske spremenljivke ipd.). Weron poudarja, da je glavna razlika znotraj tega razreda količina parametrov, ki jih model vsebuje. Kompleksnejši modeli se navadno ne pojavljajo v literaturi, saj imajo pomembno ekonomsko vrednost za njihove lastnike. Glede na predhodno kategorijo modelov delovanja agentov so ti modeli bolj osredotočeni na cenovni vidik, vendar na srednji oziroma daljši rok. Glavno težavo predstavlja pridobitev potrebnih podatkov.

³² Primere uporabe bralec najde pri Hernaezu in soavtorjih ter Hobbsu in Hellmanu (Hernaez in drugi v Bunn 2004; Hobbs in Hellmann v Bunn 2004).

Kvantitativno-stohastični modeli izhajajo iz sveta finančne matematike. Osnovni primeri kot na primer različne inačice modela slučajnega sprehoda predstavljajo osnovo pri modelih vrednotenja izvedenih instrumentov ter sistemov za upravljanje s tveganji. Kompleksnejši primeri vključujejo modele, ki vključujejo skoke (angl. »jump diffusion models«) oziroma privzamejo, da se cenovni proces giblje v več režimih (angl. »regime switching models«). Tudi pri tem razredu modelov je večji poudarek na sledenju značilnostim procesa kot pa sami natančnosti napovedovanja.

Velik poudarek natančnosti napovedovanja pa dajejo statistični modeli – od bolj preprostih metod kot so eksponentno glajenje ali metoda podobnega dneva, do kompleksnejših oblik regresijskega modela ali inčic iz ARIMA-GARCH nabora, kar bomo predstavili v poglavju 5.3.3. Weron poudarja, da so glavni izziv za to skupino modelov nelinearnosti v podatkih, kot so recimo špice.

S tem problemom se zelo dobro spopada zadnja skupina, tako imenovani »CI« modeli, ki večinoma izhajajo iz principov podatkovnega rudarjenja. Izmed celotnega nabora se pri cenah elektrike najbolj pogosto uporabljajo nevronske mreže. Ključna slabost, ki pa je Weron zanimivo ne omenja, je, da gre v večini primerov za princip »črne škatle«. Raziskovalec nima uvida v sam model oziroma njegovo sestavo. Poleg tega pri statističnih modelih dobimo tudi verjetnostne intervale tako za koeficiente modela (angl. »confidence intervals«) kot tudi za samo spremenljivko, ki jo napovedujemo (angl. »prediction intervals«). Interval pa je velikokrat bolj pomemben od same točkovne napovedi. Če smo recimo proizvajalec elektrike, nas predvsem zanima, ali bo cena padla pod določeno kritično mejo, opredeljeno denimo z mejnimi stroški elektrarn v naboru. Ali bo cena pet ali deset EUR nad to mejo, je precej manj pomembno. Obstajajo sicer načini, kako pridobiti intervale tudi z neparametričnimi metodami. Eden od njih je metoda zankanja (angl. »bootstrapping«), kjer dobimo porazdelitev z velikim številom podvzorcev. Metoda se uporablja tudi za neparametrično ocenjevanje intervalov zaupanja modelov pri klasičnih statističnih modelih. Pri navedenem primeru se lahko vrnemo na prikaz procesa modeliranja v poglavju 5.1. Če nas zanima le meja in ne točna napoved, je to pomembna informacija, ki spada med zahteve poslovnega procesa. Posledično lahko v takih primerih izberemo model, ki je bolj primeren za tovrstno analizo.

Metodo zankanja omenja tudi Weron, ko navaja področja, kjer naj bi se napovedovanje cen elektrike razvijalo v prihodnje. Omenjamo ključna področja (Weron 2014, 1061–1075):

- Vprašanje nabora spremenljivk: Ali obstaja univerzalni nabor, ki bi bil primeren za večino trgov? Weron je glede tega skeptičen, vendar je odgovor morda pritrdilen, v kolikor v pristopu uporabljamo tudi algoritme, ki iz širšega nabora izberejo relevantno podmnožico (angl. »feature selection«).
- Sezonska komponenta: Weron ugotavlja, da raziskovalci posvečajo premalo pozornosti temu področju. Čeprav tega ne omenja izrecno je težava lahko tudi v spreminjajočem se vzorcu porabe elektrike. V prihodnosti ima glede tega lahko pomemben vpliv nadaljnja elektrifikacija prometa.
- Problematika špic: Čeprav gre za področje, ki je dobro pokrito v literaturi, še vedno ni docela raziskana povezava med rezervnimi zmogljivostmi sistema (angl. »reserve margin«) ter pojavom špic. Ključni napredek bi bil v napovedovanju pojava špice.
- Točkovne napovedi niso dovolj: Veliko bolj uporabno je, če lahko dobimo vsaj napovedni interval ali celotno gostoto verjetnosti. Zaradi slabosti posameznih modelov je smiselno kombinirati napovedi več modelov, na primer z enostavnim povprečjem.

5.3.2. »Regime switching« modeli

V prejšnjem poglavju smo omenili skupino »kvantitativno – stohastičnih« modelov, kamor spadajo tudi t.i. »regime switching« modeli. Ta razred je precej pogost in uporabljan zaradi dejstva, da cena elektrike empirično deluje po »več režimih«. To izhaja tako iz same konstrukcije krivulj povpraševanja in ponudbe, kjer je slednja – kot smo omenili – v delu, kjer se približujemo polni proizvodni zmogljivosti elektroenergetskega sistema veliko bolj navpična (neelastična) ter so posledično možne večje špice cen in večja nihajnost cenovnega procesa. V to kategorijo bi lahko spravili večje število modelov. Dejansko vse, kjer imamo več modelskih enačb glede na določeno situacijo, ne glede na to, na kakšen način so posamezni pod-modeli ocenjeni. Weron navaja, da je bistvena klasifikacija na dva podtipa (Weron 2006, 127–128):

- modeli, kjer je režim odvisen od določenega dejstva ali spremenljivke, ki jo lahko opazujemo in katere pretekle in sedanje vrednosti poznamo, ter
- modeli, kjer je režim odvisen od latentne spremenljivke, ki je ne moremo opazovati in katere vrednosti oziroma njih nabor lahko le ocenimo z določeno verjetnostjo.

Kot izhodišče za prvi podtip lahko uporabimo recimo podatke o pričakovani zasedenosti proizvodnih zmogljivosti in se s tem navežemo na osnovno opisano strukturo ponudbene krivulje. Posamezni pod-modeli so potem lahko različnih vrst: ARIMA³³, nevronske mreže in podobno. Ena od variant uporabe ARIMA metodologije je tudi TAR (angl. akronim za »Threshold Autoregressive«) model, ki ga omenja tudi Weron (Weron 2006).

Ključna težava prvega podtipa je v dejstvu, da je včasih težko najti ustrezno spremenljivko, ki jo uporabimo za razdelitev na pod-modele. Če bi denimo želeli uporabiti pričakovane zasedenosti proizvodnih zmogljivosti (ki morda izhaja iz predvidevanj povpraševanja) bi vsaj v Evropi morali upoštevati tudi situacijo na sosednjih trgih, saj se del povpraševanja lahko pokrije tudi z uvozom. Poleg tega je veliko lažje izvesti ex post analizo kot pa te spremenljivke uporabljati za napovedovanje, največkrat zaradi nedostopnosti podatkov. Vendarle pa se situacija kot smo opisali v poglavju 4.1 izboljšuje, predvsem zaradi uredbe REMIT in tako imenovane »uredbe o preglednosti« (angl. »transparency regulation«).

Zaradi navedenih težav so zelo pogosti modeli, kjer se privzema, da ločitev na režime odreja latentna spremenljivka. Ta nas sama po sebi ne zanima, zanima pa nas verjetnost posameznega režima. Pogosti so modeli, kjer se glede verjetnosti prehoda med stanji privzema markovska lastnost, torej da je prihodnje stanje odvisno le od zadnjega stanja v preteklosti. Povzeto po Weronu verjetnost, da se proces »R« v času »t« nahaja v stanju »j« lahko zapišemo kot (Weron 2006, 130):

$$P(R_t = j | R_{t-1} = i, R_{t-2} = k, \dots) = P(R_t = j | R_{t-1} = i)$$

Matriko prehoda, kjer je q_{ij} verjetnost, da je proces v času »t« v stanju »i«, v času »t+1« pa v stanju »j« pa ob predpostavki dveh stanj kot (Weron 2006, 130):

$$Q = (q_{ij}) = \begin{pmatrix} q_{11} & q_{12} \\ q_{21} & q_{22} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} q_{11} & 1 - q_{11} \\ 1 - q_{22} & q_{22} \end{pmatrix}$$

Po principu sorodni modeli so t.i. »jump diffusion« modeli. Sorodnost se kaže v zavedanju, da pride v časovni vrsti do nenormalnih stanj – špic, skokov. Specifika pa je, da so v tem primeru te posebnosti integrirane v »osnovno enačbo«. Za zelo preprost primer bi lahko šteli model

³³ Glej poglavje 5.3.3.

prikazan v sliki 5.5. Kompleksnejši modeli privzemajo, da se proces v normalno stanje vrne šele po določenem času. Od tod tudi pravzaprav izvira njihovo ime (»diffusion«).

Primer ocene modela, ki temelji na latentni spremenljivki, na podatkih slovenskega trga prikazujemo v poglavju 6.4.

5.3.3. ARIMA metodologija

Pogosta metoda analize časovnih vrst je pristop ARMA (ali ARIMA), ki izhaja iz del Box-a in Jenkins-a v 70-ih letih prejšnjega stoletja, zato je včasih poimenovana tudi kot Box-Jenkins metodologija. Dejansko gre za kombinacijo dveh različnih modelov: avtoregresijskega modela (»AR«) ter modela drsečih sredin (»MA«). Njun splošni zapis povzemamo po Verbeeku (Verbeek 2004).

AR(p) – avtoregresijski model reda »p« – zapišemo kot:

$$y_t = \theta_1 y_{t-1} + \theta_2 y_{t-2} + \dots + \theta_p y_p + \varepsilon_t$$

Kjer je y časovna vrsta, ki jo modeliramo, θ koeficienti modela ter ε ostanki modela, ki naj bi po teoretičnih predpostavkah ustrezali belemu šumu.

MA(q) – model drsečih sredin reda »q« – zapišemo kot:

$$y_t = \varepsilon_t + \alpha_1 \varepsilon_{t-1} + \dots + \alpha_q \varepsilon_{t-q}$$

Kjer je y časovna vrsta z odštetim povprečjem, α koeficienti modela ter ε ostanki – »beli šum«.

ARMA(p,q) model dobimo preprosto tako, da združimo obe specifikaciji, kot sledi:

$$y_t = \theta_1 y_{t-1} + \theta_2 y_{t-2} + \dots + \theta_p y_p + \varepsilon_t + \alpha_1 \varepsilon_{t-1} + \dots + \alpha_q \varepsilon_{t-q}$$

Ključna predpostavka uporabe te metodologije je stacionarnost procesa, kar poenostavljeno povedano pomeni, da ima proces konstantno povprečje in varianco ter da so kovariance odvisne le od časovne razdalje³⁴. Nestacionaren bi bil denimo proces, kjer bi bila vrednost koeficienta v AR modelu enaka 1 ali večja.

³⁴ Za podrobnejši opis pogoja stacionarnosti in povezanih statističnih testov glej na primer Verbeek (2004, 258–273)

Preverba in zagotovitev stacionarnosti je glavni izziv pri uporabi te metodologije. Najbolj običajni pristop za zagotovitev pogoja je diferenciranje, to je ustvarjanje nove časovne vrste z odštevanjem vrednosti izvirne vrste, lahko tudi večkratno. V praksi se zaradi nelinearnosti v podatkih serije pogosto tudi logaritmirajo. Diferenciranje doda »I« v ime metodologije (angl. »integrated«), ki tako postane ARIMA (p,d,q), kjer je »d« red diferenciranja. Model slučajnega sprehoda, ki smo ga predstavili v poglavju 5.2.4, bi denimo zapisali kot ARIMA (0,1,0).

Pri ocenjevanju vrste in reda modelov si lahko pomagamo s korelogrami in parcialnimi korelogrami, ki jih na primeru analize periodične komponente prikazujemo v poglavju 6.1.

Omenimo še dve razširitvi te metodologije: ARIMAX ter GARCH. V ARIMAX modelu v model napovedovanja poleg časovne vrste same in ostankov vključimo še druge spremenljivke. ARIMA-GARCH³⁵ model pa pomeni, da imamo poleg enačbe povprečja tudi enačbo variance, ki jo modeliramo sorodno ARMA procesu³⁶. Ta metodologija se je uveljavila predvsem pri časovnih vrstah na finančnih trgih (Tsay 2001).

5.3.4. Metode podatkovnega rudarjenja

Metode podatkovnega rudarjenja (angl. »data mining«) je včasih težko opredeliti oziroma razmejiti od »klasičnih« statističnih metod. Kot smo omenili v poglavju 5.3.1 je Weron to skupino zajel pod terminom »Computational intelligence«, pri čemer poudarja predvsem skupino nevronske mreže, ki se pogosto uporablja v napovedovanju cen elektrike pa tudi odjema in drugih spremenljivk (Weron 2014).

V naboru pa je še veliko metod, ki bi jih lahko uvrstili v skupino metod podatkovnega rudarjenja, ter so lahko uporabne pri napovedovanju spremenljivk v energetiki. To je na primer metoda regresijskih dreves (angl. »regression trees«), katere primer predstavljamo v poglavju 6.2.4. Uporabne pa so lahko tudi manj pričakovane metode, kot je razvrščanje v skupinice (angl. »clustering«). Na tej metodi temelječ algoritem PSF, ki ga povzemamo po Franciscu Martinezu Alvarezu, predstavljamo v nadaljevanju (Martinez Alvarez 2010).

³⁵ Akronim za »Generalized AutoRegressive Conditional Heteroskedasticity«.

³⁶ Za podrobnejši opis GARCH pristopa glej na primer Verbeek (2004, str. 297–305).

Dodatno možnost uporabe metode razvrščanja v skupinice v analizi energetskih trgov pa predstavljamo tudi pri analizi konvergence cen v poglavju 7.2.

Algoritem PSF (angl. akronim za »Pattern Sequence-based Forecasting«)³⁷ je v kontekstu cen elektrike uporaben predvsem za urne cene, saj za napovedovanje izkorišča podobnosti v dnevnem vzorcu. Vsebuje dva procesa: proces razvrščanja v skupinice ter proces napovedovanja. Proces razvrščanja v skupinice se začne z normalizacijo podatkov (deljenje s povprečno vrednostjo), ki mu sledi razvrščanje v skupinice po algoritmu »K-means« ter določitev števila skupin³⁸. Posameznemu dnevu se priredi pripadnost določeni skupini. V nadaljnjo obdelavo tako dobimo zmanjšan nabor podatkov; namesto 24 urnih cen le številko skupine za določen dan. V procesu napovedovanja izhajamo iz dni, ki so predhodni dnevu napovedi. Ključna je določitev širine časovnega okna, na podlagi katere iščemo ponavljajoče se vzorce. Alvarez navaja, da je to določitev smiselno izvesti upoštevajoč napake napovedi na vzorcu, na katerem ocenjujemo model. Recimo da imamo 3 skupinice ter da smo se odločili za okno širine 4 dni. Če nas zanima napoved za dan »d« ter je bilo zaporedje pripadnosti skupinam od dneva »d-4« do »d-1« enaka (3, 2, 2, 1), potem v preteklih podatkih iščemo to zaporedje. Napoved dobimo iz povprečja dni, ki sledijo takemu zaporedju. V primeru, da takega zaporedja v podatkih ni, postopoma zmanjšujemo časovno okno. V primeru, da bi želeli napovedovati za več dni, dobljeno napoved priključimo k osnovnim podatkom ter ponovimo celotni postopek.

5.4. Pregled literature

V nadaljevanju podajamo nekatere pristope in glavne zaključke drugih avtorjev glede problematike modeliranja oziroma napovedovanja cen elektrike.

Kar se tiče medsebojnih vplivov elektrike in drugih energentov veliko avtorjev poudarja dejstvo, da veliko drugih energentov predstavlja vhodni vir za proizvodnjo elektrike. Thoenes navaja več raziskav, ki potrjujejo eksogenost fosilnih energentov pri determinaciji cen elektrike (Thoenes 2014). Pri primerjavi je potrebno te povezave upoštevati. Poznano je tudi

³⁷ Za formalne podrobnosti postopka glej Martinez Alvarez (2010, 76–93).

³⁸ Algoritem »K-Means« izračuna nabor možnih skupin, pri čemer pa se mora uporabnik na podlagi različnih kriterijev odločiti glede končnega izbora oziroma optimalnega števila.

dejstvo, da je še vedno velik del pogodb za zemeljski plin vezan na cene nafte. Tako je posredno, preko zemeljskega plina, tudi cena nafte lahko determinanta cen elektrike.

Hadsell in Shawky sta analizirala nihajnost cen na ameriškem NYISO trgu v obdobju od 2001 do 2004. Analizo sta zamejila na vršne ure (angl. »peak hours«). Ugotavljata, da je nihajnost še bolj kot na trgu za dan vnaprej prisotna na znotraj-dnevnom trgu (Hadsell in Shawky 2006).

To ugotovitev lahko neposredno povežemo s problematiko špic. Glede vprašanja razlikovanja med špicami in skoki so nekateri avtorji mnenja, da razlike ni, saj smatrajo, da tudi špice pogosto niso tako kratkotrajni dogodki, kot se lahko zdi. Christensen in soavtorji so denimo oblikovali model, ki izrecno upošteva vztrajnost ekstremov (špic, skokov), kar naj bi po njihovih ugotovitvah izboljšalo napovedovanje teh dogodkov (Christensen in drugi 2009). Poleg razlikovanja med špico in skokom je vprašljivo tudi, kje postaviti ločnico med »normalno, a nekoliko odstopajočo« ceno in špico. Izbira je večinoma arbitrarna, uporabimo pa lahko splošne pristope, ki se uporabljajo v statistični teoriji glede pojava osamelcev (npr. grafikon kvantilov, normalizacija spremenljivke ipd.). Weron na primeru odjema predlaga naslednji postopek (Weron 2006, 69):

1. Izračunamo drsečo mediano za pet vrednosti originalne serije.
2. Izračunamo spodnje in zgornje meje kot: $B_t = L_t^{med} \pm 3 \times SD(L_t - L_t^{med})$, pri čemer je B meja, L originalna časovna vrsta, L^{med} drseča vrsta median, SD standardni odklon, t pa časovni indeks.
3. Osamelci so opazovanja nad zgornjo oziroma pod spodnjo mejo.

Weron hkrati opozarja, da je izločevanje špic vprašljivo, saj predstavljajo logičen sestavni del trga (Weron 2006, 107). Vsaj z vidika upravljanja s tveganji nas špica oziroma skok še posebno zanimata, tako da jim kvečjemu posvečamo dodatno pozornost.

Weron glede vzroka pojava špic direktno navaja ponudbene strategije³⁹ kupcev in proizvajalcev, drugi, denimo Christensen in soavtorji, pa omenjajo možne premike krivulj ponudbe in povpraševanja kot so vremenski vplivi, izpadi ali remontirani elektrarn (Weron 2006; Christensen in drugi 2009). Omenili smo že, da je krivulja ponudbe na območju, ko se

³⁹ Ker se na večini trgov cena določi tako, da velja za vse sklenjene posle cena zadnje sprejete ponudbe, je lahko smiselna strategija nekoga, ki vsekakor želi prodati ali kupiti energijo, da ponudi (zelo) visoko oziroma (zelo) nizko ceno. Ob nepričakovanih spremembah na eni ali drugi strani pa se lahko taka cena na koncu tudi uveljavi.

približujemo konični proizvodnji, vedno bolj neelastična. Posledično že majhna sprememba v povpraševanju pomeni večjo spremembo v ceni.

Glede problematike upoštevanja urnih cen kot časovno vrsto ali panel nekateri avtorji, na primer Nogales in soavtorji, pri analizi urnih cen upoštevajo urne cene kot enotno časovno vrsto (Nogales in drugi 2002). Pri takem pristopu se enostavno časovna vrsta nadaljuje iz dneva v dan; pri desetih dneh imamo torej 240 opazovanj.

Drugi avtorji, na primer Huisman in soavtorji, nasprotno trdijo, da tak pristop ni ustrezen, saj se vseh 24 cen določi sočasno, na podlagi enotnega nabora informacij in torej ne gre za časovno vrsto temveč za panel. Pri omenjenem primeru desetih dni torej nimamo 240 opazovanj, temveč matriko velikosti 24 x 10. Huisman in soavtorji nadalje ugotavljajo, da je gibanje med posameznimi urami različno – tako povprečni nivoji kot nihajnost. Poleg tega pa obstaja specifična korelacijska struktura med posameznimi urami. Huisman in soavtorji glede slednjega ugotavljajo močno korelacijo med vršnimi urami (t.i. »peak« ure, kjer je odjem visok in navadno tudi cene), medtem ko so korelacije med vršnimi urami in nočnimi urami občutno šibkejše (Huisman in drugi 2007). Primer take specifične korelacijske strukture in tudi njene dinamike v času smo predstavili v poglavju 5.2.5.

Raviv in soavtorji povzemajo opisano logiko panelnega pristopa ter se osredotočajo na to, kaj tak pristop prinese v smislu natančnosti napovedovanja. Na podatkih skandinavskega trga Nord Pool za obdobje od maja 1992 do marca 2010 ugotavljajo, da multivariatni (panelni) pristop prinese občutna izboljšanja glede natančnosti napovedovanja (Raviv in drugi 2013).

Tako Raviv in soavtorji kot Huisman in soavtorji pa opozarjajo na naraščajočo kompleksnost, ki jo takšen pristop prinaša. Za ponazoritev zadošča že, če upoštevamo število koeficientov, ki jih je potrebno oceniti. Zato pridejo v poštev tudi metode tipa analiza glavnih komponent, ki hkrati upoštevajo pravilno izhodiščno strukturo ter zmanjšajo obseg parametrov. Härdle in Trück sta tak pristop uporabila na nemškem trgu EEX. Poudarjata, da je dodana vrednost tudi v ugotavljanju razlik med posameznimi trgi. Navajata, da kompleksnejši trgi potrebujejo večje število faktorjev oziroma komponent, medtem ko enostavnejši – logično – manj. Tu je tipični primer skandinavski trg, ki je poznano v veliki meri determiniran predvsem z nivojem hidrologije oziroma višino vodnih akumulacij (Härdle in Trück 2010).

Panelni pristop pa se seveda lahko uporablja tudi v bolj pričakovanih kontekstih. Uporabili sta ga tudi Moreno in Lopez, ko sta analizirali gibanje končnih cen elektrike v 27 državah EU v obdobju 1998 – 2009, kot smo omenili v poglavju 3.2 (Moreno in Lopez 2011).

Glede klasifikacije modelov smo v poglavju 5.3.1 predstavili široko, sistematično klasifikacijo, ki jo je uvedel Weron. S klasifikacijo pa se v člankih ukvarja tudi mnogo drugih avtorjev. Thoenes denimo klasificira modele le v dve skupini (Thoenes 2014):

- prvi so tisti, ki se omejujejo le na trg elektrike ter poskusijo zajeti temeljne značilnosti cenovnega procesa,
- druga skupina pa so modeli, ki vključujejo medsebojnih vpliv različnih faktorjev cen (npr. cene drugih energentov).

Thoenes poudarja, da je prednost prvih, med katere spada denimo model več režimov, ki ga opisujemo v poglavju 5.3.2, da bolj natančno povzemajo empirične značilnosti cen (sezonska komponenta, nihajnost, špice, skoki), medtem ko je pri drugih poudarek bolj na dolgoročnem vidiku, ravno zaradi analize vpliva eksternih faktorjev (Thoenes 2014).

Poglejmo še nekaj primerov konkretnega pristopa modeliranja iz literature. Skantze in Ilic pri analizi optimalne strategije ponudnika (razmerja delovanja na kratkoročnih in dolgoročnih trgih) uporabljata ravnotežni model, kjer je cena rezultat ravnovesja med pod-modeloma povpraševanja ter ponudbe (Skantze in Ilic 2001, 113–131). Poudarjata tudi, da je izbira modela močno odvisna od časovnega vidika problema. Pri kratkoročnih vprašanjih (recimo vprašanju dnevnega načrta obratovanja posameznih elektrarn v naboru proizvajalca) so dolgoročni vidiki cenovnega procesa, kot je na primer povratek k povprečju in dolgoročna nihajnost, manj pomembni (Skantze in Ilic 2001, 139–145). Eydeland in Wolyniec v nabor možnih modelov vključujeta tudi slučajni sprehod, ki, kot smo predstavili v poglavju 5.2.4, zanemarja ravno povratek k povprečju kot empirično ugotovljeno značilnost cen elektrike na daljši rok. Bolj vprašljivo pa je dejstvo, da tak model navajata kot podlago za vrednotenje izvedenih instrumentov, ki so – po definiciji – vsaj srednjeročni problem. Sicer pa napotujeta (tudi za potrebe upravljanja s tveganji) na hibridne modele (Eydeland in Wolyniec 2002). Weron sicer izrecno ne ločuje med »napovedovanjem« in »modeliranjem«, vendar pa v svoji klasifikaciji, iz katere smo izhajali v poglavju 5.3.1, izrecno omenja, da pri določenih tipih modelov (npr. t.i. »regime swithcing« modeli, kjer zajamemo več stanj cenovnega procesa ter prehode med njimi) bistvo ni v napovedi, temveč drugi uporabi (Weron 2006).

Z »regime switching« modeli sta se ukvarjala tudi Chen in Jiang, ki sta pri analizi ameriškega trga ERCOT (zvezna država Teksas) uporabila dve spremenljivki. Prva je pričakovana zasedenost zmogljivosti, ki sta jo ocenila kot razmerje med koničnim odjemom (angl. »peak load«) ter razpoložljivimi proizvodnimi zmogljivostmi, druga pa je obseg izpadov proizvodnih enot, ki sta jih ocenila posredno, z uporabo podatkov o emisijah. Njuna analiza je potrdila, da gre v primerih majhnega presežka zmogljivosti nad koničnim odjemom dejansko za ločen režim cenovnega procesa – višji nivo kot tudi višja nihajnost. Ugotovila sta tudi, da so izpadi (nepričakovane zaustavitve proizvodnje) pomembni predvsem v tem režimu, ko še dodatno zvišajo cene, v »normalnem« stanju pa nimajo bistvenega vpliva. Nadalje ugotavljata, da pri višjih cenah ne gre le za posledico vključevanja enot z višjimi mejnimi stroški, pač pa v takih primerih na višje cenovne nivoje lahko vpliva tudi strateško obnašanje proizvajalcev ob omejeni konkurenci (Chen in Jiang v Energy Risk 2006). Primer »regime switching« modela z latentno spremenljivko je za skandinavski trg ocenil denimo Lemming (Lemming v Bunn 2004, 14. poglavje).

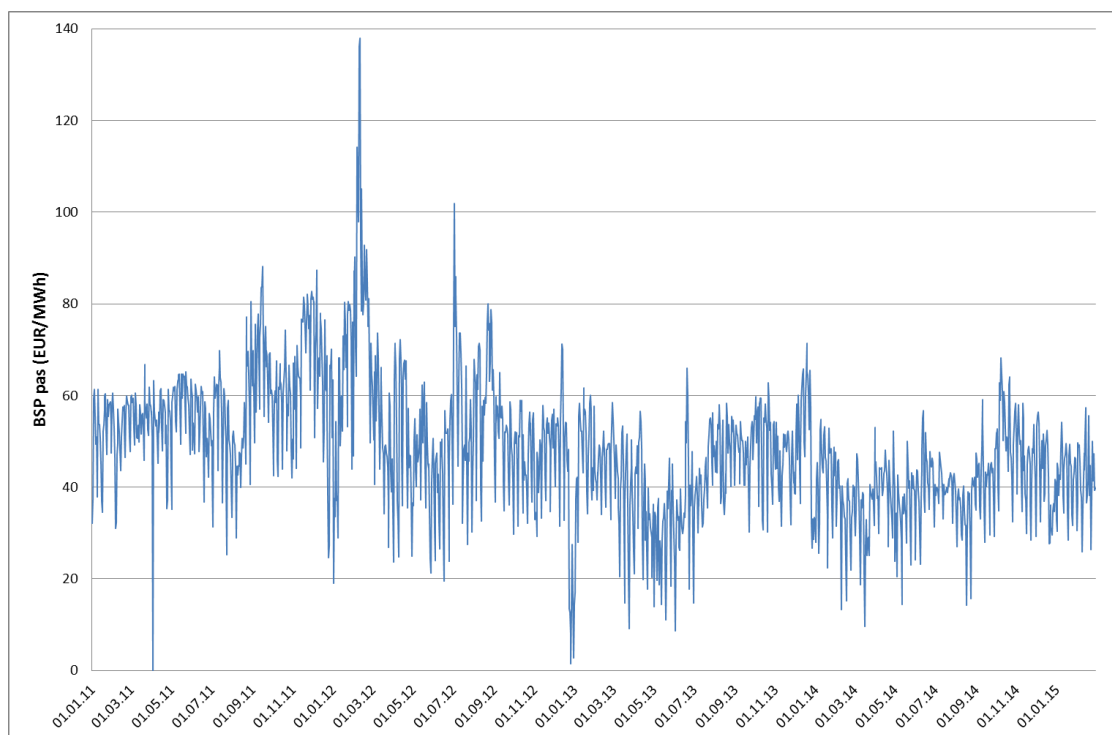
De Jong sicer ugotavlja, da so glede cenovnih špic »regime switching« modeli boljši od »jump diffusion« modelov ter modelov iz ARIMA-GARCH nabora. Trditev utemeljuje z analizo šestih različnih specifikacij modelov na podatkih o cenah za dan vnaprej iz šestih evropskih in dve ameriških trgov. Kot teoretično utemeljitev dodatno navaja dejstvo, da so ekstremi cen na trgu elektrike za dan vnaprej navadno kratkotrajni. To pa gre v prid »regime switching« modelom (z markovsko matriko prehoda), saj se pri drugih učink skoka pozna tudi na cenah, ki sledijo (De Jong 2006).

6. PRIMER UPORABE MODELOV NAPOVEDOVANJA NA SLOVENSKEM TRGU

V tem poglavju bomo na dnevnih cenah elektrike slovenske borze BSP za obdobje od 1. 1. 2011 do 28. 2. 2015 prikazali nekaj praktičnih primerov napovednih modelov ter podali primerjavo njihove napovedne moči. Prav tako bomo prikazali primer analize periodične komponente kot tudi izračun modela tip »regime switching« z latentno spremenljivko prehoda.

Začnimo pa s predstavitvijo podatkov. Celotno obdobje prikazujemo na sliki 6.1. Opazimo lahko, da so se v navedenem obdobju pojavljale tako ekstremno visoke kot tudi nizke cene, kar ustreza pričakovanim lastnostim časovnih vrst cen elektrike.

Slika 6.1: Dnevne cene elektrike na slovenski borzi BSP v obdobju od 1. 1. 2011 do 28. 2. 2015



Vir: Montel (2015)

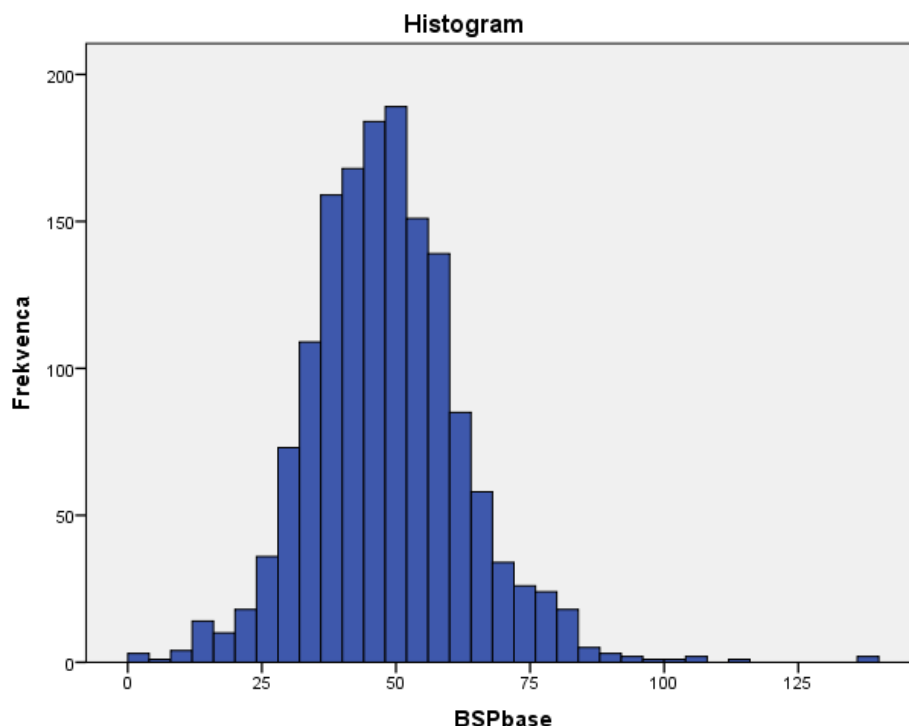
Legenda: abscisa – dnevi; ordinata – cena v EUR/MWh

Ključne opisne statistike za časovno vrsto, vključno z ekstremnimi vrednostmi, predstavljamo v nadaljevanju, prav tako je podan tudi histogram.

Tabela 6.1: Ključne opisne statistike dnevnih cen elektrike na slovenski borzi BSP v obdobju od 1. 1. 2011 do 28. 2. 2015 (zaokroženo na dve decimalni mesti)

Opisne statistike					
	Število opazovanj	Minimum	Maksimum	Povprečje	Standardni odklon
Spremenljivka »BSPbase«	1520	,00	137,92	48,24	14,41

Slika 6.2: Histogram časovne vrste dnevne cene elektrike na slovenski borzi BSP v obdobju od 1. 1. 2011 do 28. 2. 2015



Iz histograma vidimo, da je porazdelitev asimetrična v desno, kar je pri cenah elektrike pričakovano, čeprav se to lahko v prihodnosti lahko spremeni zaradi vse pogostejših ekstremov nizkih cen. Čeprav tega iz same slike ne moremo razbrati, je v podatkih prisoten morda tudi trend nižanja cen, kar glede na dogajanja na ostalih trgih ni presenetljivo⁴⁰. Povprečna dnevna cena je v letu 2011 tako znašala še 57,2 EUR/MWh, v letu 2014 pa le še 40,4 EUR/MWh. K nižjemu povprečju vsekakor prispeva tudi dejstvo, da je manj pozitivnih ekstremov.

6.1. Primer analize periodične komponente cene in vpliva tipa dneva

Periodična komponenta cene ter tip dneva imata pomembno vlogo v statistični analizi cen na energetskih trgih, še posebno na elektroenergetskem trgu. Sezona vpliva tako na proizvodno stran kot stran porabe. Pomladi in poleti je sezonsko povečana proizvodnja iz sončnih elektrarn, pomladi (taljenje snega in padavine) in jeseni (padavine) proizvodnja hidroelektrarn, odjem elektrike pa je navadno višji pozimi (»krajši dan«, raba vezana na

⁴⁰ Glej na primer sliko 3.24 v poglavju 3.2.

ogrevanje), ponekod pa tudi poleti (hlajenje). Tip dneva (delovni / nedelovni) seveda ne vpliva na proizvodnjo, močno pa vpliva na porabo, predvsem zaradi izpada odjema vezanega na gospodarske aktivnosti. Prav nizko povpraševanje je skupaj z vremensko pogojeno proizvodnjo nekaterih elektrarn na obnovljive vire vzrok večkrat omenjenemu pojavu negativnih cen. Kako se navedeni vplivi izrazijo na ceni je odvisno od številnih dejavnikov, denimo strukture proizvodnih virov, tipov odjema ter navsezadnje tudi vpliva sosednjih elektroenergetskih sistemov.

Analizo periodične komponente cene bomo prikazali na primeru dnevnih cen za pasovno energijo na slovenski borzi BSP v obdobju od 1. 1. 2011 do 31. 12. 2014 (torej štirih polnih letih). Pristopov za analizo (in odstranjevanje) periodične komponente je več. Weron za primer cen elektrike omenja analizo avtokorelacije ter korelograme, spektralno analizo in analizo valjčkov, analizo drsečih sredin ter analizo deterministične sezone (Weron 2006, 32–49). Na primeru BSP cen bomo prikazali deterministični pristop s slamnatimi spremenljivkami ter analizo avtokorelacije in korelograme.

Sezonsko komponento lahko iz časovne vrste izluščimo s pomočjo tako imenovanih slamnatih spremenljivk (angl. »dummy variables«). To so spremenljivke, ki imajo vrednost 0 ali 1. Ocenimo na primer naslednjo regresijsko enačbo:

$$y_t = c + \sum_i^n \beta_i \times D_{it} + \varepsilon_t,$$

kjer je y časovna vrsta dnevnih cen, c ocenjena konstanta modela, β_i ocenjeni regresijski koeficient i -te slamnate spremenljivke, D_i vrednost slamnate spremenljivke, ε napaka modela ter t časovni indeks.

Slamnate spremenljivke lahko definiramo po mesecih ali tudi po letnih časih. V tem primeru oblikujemo tri spremenljivke D_{spr} , D_{win} in D_{aut} , ki imajo vrednosti 1 spomladi (spr), pozimi (win) oziroma jeseni (spr) ter 0 sicer. Hkrati definiramo še spremenljivko D_{vik} , ki ima vrednost 1 ob dela prostih dnevih⁴¹ in 0 sicer. Z metodo najmanjših kvadratov ocenjene koeficiente predstavljamo v tabeli 6.2.

⁴¹ Zaradi omenjenega vpliva sosednjih trgov smo kot dela proste dneve definirali sobote, nedelje ter naslednje datume: 1.1., 1.5., 15.8., 1.11., 25.12 ter velikonočne ponedeljke. Niso torej zajeti specifično slovenski prosti dnevi kot tudi ne specifik sosednjih držav.

Tabela 6.2: Ocena modela vpliva sezonske komponente ter tipa dneva s slamnatimi spremenljivkami

Vzorec: 1/01/2011 12/31/2014

Število opazovanj: 1461

Spremenljivka	Koeficient	SE (koef)	t-statistika	P
C	50.84604	0.709755	71.63887	0.0000
Dspr	-2.731612	0.953857	-2.863754	0.0042
Dwin	4.162320	0.958461	4.342710	0.0000
Daut	4.819936	0.956472	5.039284	0.0000
Dvik	-13.02361	0.739327	-17.61549	0.0000
R-kvadrat	0.213858			

Opomba: SE (koef) je standardna napaka ocene koeficienta, P pa točna stopnja značilnosti

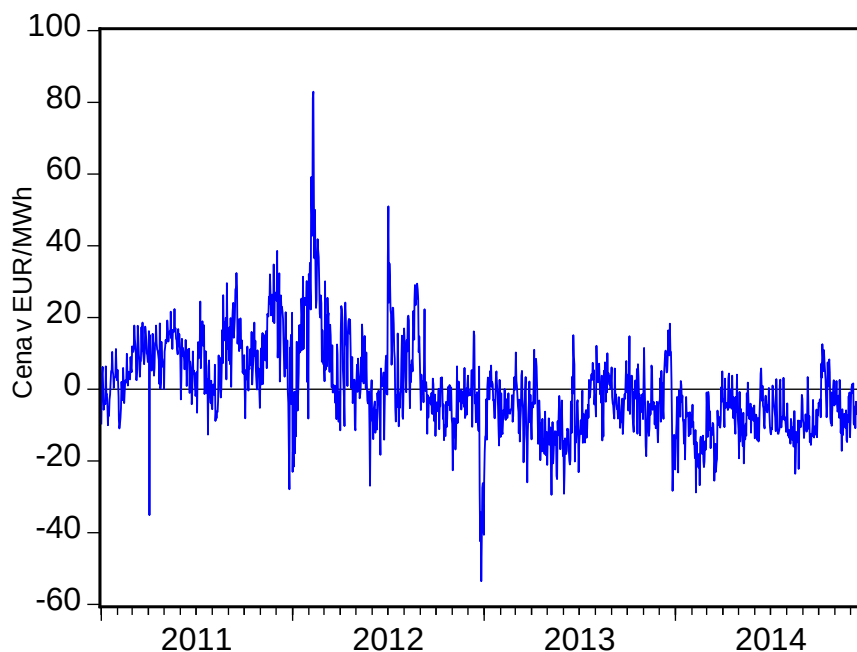
Vrednosti interpretiramo na naslednji način: v primeru poletnih dni, ki niso dela prosti, je modelska ocena pasovne BSP cene enaka 50,84 EUR/MWh. Vidimo tudi, da so v povprečju pomladanske cene nižje, zimske in jesenske pa višje od poletnih. Cene ob dela prostih dnevih so značilno nižje – v povprečju za nekaj več kot 13 EUR/MWh. Vpliv vseh spremenljivk je statistično značilen ob stopnji značilnosti P manjši od 0,01.

Tako iz rezultatov modela (npr. nizek determinacijski koeficient, nizka vrednost Durbin-Watson statistike⁴²) kot iz spodnjega grafa ostankov, torej razlike med opazovanjem in modelsko oceno, je jasno, da osnovne predpostavke modelov multiple linearne regresije niso izpolnjene⁴³ – ostanki niso slučajni, prav tako pa obstaja preostala avtokorelacija v modelu. Namen je bil predvsem prikaz postopka.

⁴² Za podrobnosti glej na primer Verbeek (2004) ali Hamilton (1994).

⁴³ Za predpostavke linearne regresije glej na primer Verbeek (2004) ali Hamilton (1994).

Slika 6.3: Ostanki modela iz tabele 6.2.



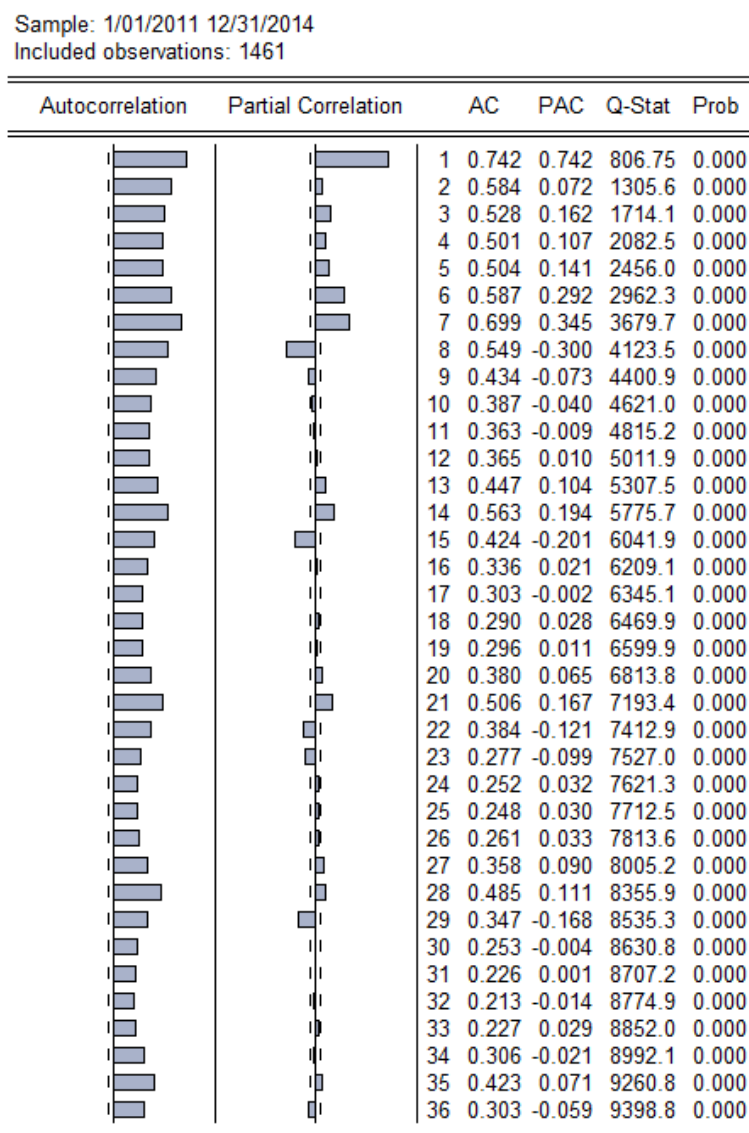
Alternativni pristop pri raziskovanju periodične komponente je uporaba avtokorelograma – to je korelacij časovne vrste same s seboj s časovnim zamikom. Ta pristop se uporablja tudi pri identifikaciji smiselnih členov ARMA modelov, ki smo jih predstavili v poglavju 5.3.3. Glavni izziv je visoka frekvenca podatkov – v tem primeru dnevna. To pomeni, da bi bilo potrebno za sezonsko komponento upoštevati tudi zamike dolžine 30 ali več. Če bi imeli urne podatke, bi bila ta težava še bolj izrazita. Ta frekvenca tudi onemogoča uporabo nekaterih standardnih metod, ki se uporabljajo za podatke na mesečni ali četrtletni frekvenci (npr. TRAMO/SEATS, X11, X12). Podatke bi seveda lahko agregirali, vendar s tem zgubljamo informacije, hkrati pa nas navadno zanima dnevna ali urna resolucija in ne mesečna povprečja.

V spodnji sliki predstavljamo navedene korelacijske koeficiente⁴⁴. Kot smo navedli gre pravzaprav za običajne korelacijske koeficiente, pri čemer je druga časovna vrsta izvorna časovna vrsta, ki je zamaknjena za določeno število časovnih korakov. Parcialni avtokorelacijski koeficient je ocenjen tako, da se vpliv predhodnih zamikov že upošteva. Ugotovimo lahko periodo na zamiku dolžine 1 (predhodni dan) ter 7 (vpliv tipa dneva), saj so

⁴⁴ Za podrobnejšo definicijo in način izračuna glej Verbeek (2004, 281–285)

na teh zamikih koeficienti višji. Kot omenjeno je tak pristop manj primeren za ugotavljanje prisotnosti periode z daljšim zamikom.

Slika 6.4: Avtokorelacijski in parcialni avtokorelacijski koeficienti za časovno vrsto BSP cen



Opombe: AC = koeficient avtokorelacije, PAC = parcialni koeficient avtokorelacije, Q-stat = vrednost Ljung-Box Q testa, ki testira prisotnost serijske korelacije, Prob = točna stopnja značilnosti za Ljung-Box Q test

Pri analizi periodične komponente na primeru BSP cen smo dobili pričakovane rezultate. Višje cene jeseni in pozimi so lahko posledica višje porabe (na primer zaradi ogrevanja in razsvetljave), nižje cene spomladi pa so običajno kombinacija ugodnih razmer glede porabe (daljši dan, ugodnejše temperature) ter tudi proizvodnje (na primer proizvodnja hidroelektrarn

zaradi taljenja snega v gorah). Pričakovana je tudi dnevna perioda na zamiku 1 in 7, prva zaradi običajne podobnosti sosednjih dni, druga pa predvsem zaradi vpliva vikendov.

6.2. Izračun napovednih modelov na podatkih slovenskega trga

V tem razdelku iz opisnih statistik in osnovne analize periodične komponente prehajamo na oceno modelov napovedovanja. Iz časovne vrste bomo pri ocenjevanju modelov izločili zadnja dva tedna (15. do 28. 2. 2015), ki ju bomo uporabili za preverbo napovedne moči.

Ocenili bomo naslednje štiri modele:

1. ARIMA model, kjer bomo za napovedovanje uporabili izključno vrednosti časovne vrste same.
2. ARIMAX model, kjer bomo uporabili tudi slamnate spremenljivke za mesece oziroma letne čase, ki smo jih predstavili v poglavju 6.1.
3. Model eksponentnega glajenja, kjer prav tako uporabimo le vrednosti same časovne vrste.
4. Model regresijskega drevesa iz skupine modelov podatkovnega rudarjenja, kjer modelu ponudimo tako zamaknjene (lagirane) vrednosti odvisne spremenljivke, kot tudi celoten nabor slamnatih spremenljivk.

6.2.1. Model 1: ARIMA

Ocenili bomo model ARIMA(7,1,7), kjer bomo časovno vrsto tudi logaritmirali. Tako pri AR kot MA členih bomo uporabili le člena reda 1 in 7. Kot smo omenili v poglavju 5.3.3 se vrste, kjer prihaja do velikih nihanj, v ARIMA ocenjevanjih pogosto predhodno logaritmirajo. Izvedli smo tudi diferenciranje reda 1⁴⁵.

Izpis modela prikazujemo v tabeli 6.3.

⁴⁵ Glede diferenciranja glej poglavje 5.3.3.

Tabela 6.3: Izpis ocenjenega ARIMA modela

Odvisna spremenljivka: DLOG(BSP)

Spremenljivka	Koeficient	SE (koef)	t-Statistika	P
C	-0.000167	0.000242	-0.690749	0.4898
AR(1)	0.161193	0.028593	5.637501	0.0000
AR(7)	0.289697	0.026419	10.96556	0.0000
MA(1)	-0.899799	0.015521	-57.97123	0.0000
MA(7)	-0.086940	0.015348	-5.664713	0.0000
R-kvadrat	0.388272			

Opomba: SE (koef) je standardna napaka ocene koeficienta, P pa točna stopnja značilnosti

Vse spremenljivke (z izjemo konstante, ki pa ni bistvenega pomena) so statistično značilne, vendar pa model vseeno pojasnjuje sorazmerno majhen delež variance, kar razberemo iz determinacijskega koeficienta (R-kvadrat).

6.2.2. Model 2: ARIMAX

Drugi model se od prvega razlikuje izključno v tem, da kot pojasnjevalne spremenljivke dodamo slavnate spremenljivke D_{vik} (če je dela prost dan = 1, sicer 0), D_{win} (zimski dnevi vrednost 1), D_{sum} (poletni dnevi vrednost 1) in D_{aut} (jesenski dnevi vrednost 1), ki smo jih opredelili v poglavju 6.1.

Izpis modela prikazujemo v tabeli 6.4.

Tabela 6.4: Izpis ocenjenega ARIMAX modela

Odvisna spremenljivka: DLOG(BSP)

Spremenljivka	Koeficient	SE (koef)	t-Statistika	P
C	0.057172	0.006702	8.530777	0.0000
D _{VIK}	-0.194821	0.021875	-8.906152	0.0000
D _{WIN}	0.000222	0.002074	0.106891	0.9149
D _{SUM}	0.003072	0.002056	1.494293	0.1353
D _{AUT}	0.000653	0.001417	0.460928	0.6449
AR(1)	0.160748	0.030239	5.315862	0.0000
AR(7)	0.226226	0.027114	8.343518	0.0000
MA(1)	-0.890042	0.016279	-54.67337	0.0000
MA(7)	-0.094807	0.016107	-5.885899	0.0000
R-kvadrat	0.421484			

Opomba: c je konstanta modela, SE (koef) je standardna napaka ocene koeficienta, P pa točna stopnja značilnosti

Opazimo lahko, da prispevek slamnatih spremenljivk za sezono ni statistično značilen, če privzamemo standardno mejo 0,05. Slamnata spremenljivka za dela proste dneve pa pričakovano nakazuje, da so takrat cene v povprečju nižje.

6.2.3. Model 3: eksponentno glajenje

Eksponentno glajenje je metoda izločevanja nihanj (na primer periodičnih) iz časovne vrste, ki se lahko uporablja tudi kot preprost napovedni model.

Enojno glajeno časovno vrsto lahko zapišemo kot (EViews 2004):

$$\hat{y}_t = \alpha y_t + (1 - \alpha) \hat{y}_{t-1}$$

$$\hat{y}_t = \alpha \sum_{s=0}^{t-1} (1 - \alpha)^s y_{t-s}$$

kjer $\hat{y}$ predstavlja enojno glajeno vrsto, α pa je parameter glajenja.

Pri dvojnem glajenju postopek ponovimo ponovno z isto vrednostjo parametra glajenja.

Napovedi dobimo po spodnji enačbi (EViews 2004):

$$\widehat{y_{T+k}} = \left(2 + \frac{\alpha * k}{1 - \alpha}\right) S_t - \left(1 + \frac{\alpha * k}{1 - \alpha}\right) D_t$$

kjer je k želen korak napovedi, S_t enojno, D_t pa dvojno glajena časovna vrsta.

Parameter α lahko bodisi določimo sami arbitrarno ali pa ga, kot v našem primeru, določimo kot vrednost, ki minimizira kvadrate odstopanj.

Tabela 6.5: Izpis za model dvojnega eksponentnega glajenja

Vzorec: 1/01/2011 2/14/2015	
Metoda: dvojno eksponentno glajenje	
Parameter: Alfa	0.1480
Vsota kvadratov odstopanj (ostankov)	158323.8
Koren povprečne kvadratne napake (RMSE)	10.25323

6.2.4. Model 4: regresijsko drevo

Za izgradnjo regresijskega drevesa⁴⁶ uporabimo algoritem M5P v programu Weka (Quinlan 1992). Uporabimo podatke za obdobje od 8. 1. 2011 do 14. 2. 2015, saj med spremenljivke vključimo tudi sedem zakasnenih (lagiranih) vrednosti cene BSP (od $L1$ do $L7$). V nabor vključimo tudi slamnate spremenljivke od $D1$ do $D12$ (meseci) ter spremenljivko $DVIK$ (vikendi in dela prosti dnevi).

Metoda da tri enačbe:

1:

$$\underline{BSP} = 0.3028 * \underline{L1} + 0.1032 * \underline{L2} + 0.1431 * \underline{L3} + 0.0009 * \underline{L4} + 0.28 * \underline{L5} + 0.0627 * \underline{L6} + 0.0044 * \underline{L7} + 0.0458 * \underline{D1} - 4.3969 * \underline{D12} - 0.0216 * \underline{D3} - 2.2156 * \underline{D7} - 0.5846 * \underline{DVIK} + 9.0348$$

2:

$$\underline{BSP} = 0.7553 * \underline{L1} + 0.0045 * \underline{L2} + 0.0084 * \underline{L3} + 0.0009 * \underline{L4} + 0.0162 * \underline{L5} - 0.0043 * \underline{L6} + 0.105 * \underline{L7} + 0.0878 * \underline{D1} - 0.1726 * \underline{D12} - 0.0216 * \underline{D3} - 0.9094 * \underline{DVIK} - 0.7835$$

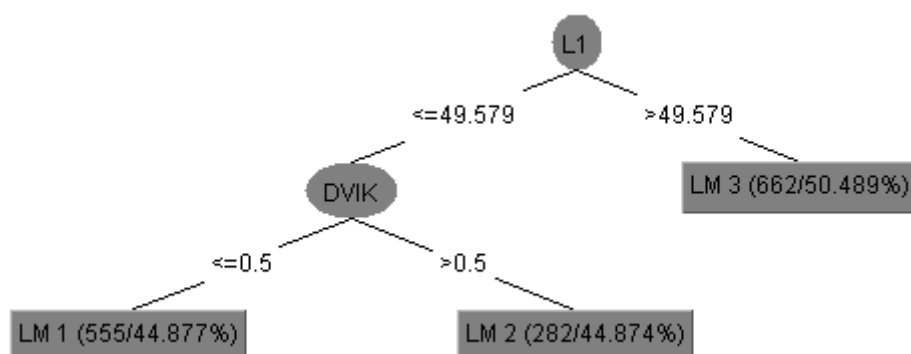
3:

$$\underline{BSP} = 0.5503 * \underline{L1} + 0.0456 * \underline{L2} + 0.1015 * \underline{L3} + 0.0456 * \underline{L4} + 0.1218 * \underline{L5} - 0.0654 * \underline{L6} + 0.1027 * \underline{L7} - 0.0298 * \underline{D12} + 2.3535 * \underline{D2} - 0.0272 * \underline{D3} - 11.269 * \underline{DVIK} + 7.5852$$

Drevo, ki opredeljuje kdaj se določena enačba uporabi, pa prikazujemo v sliki 6.5.

⁴⁶ Več o algoritmih klasifikacijskih dreves na primer v Witten in drugi (2011).

Slika 6.5: Prikaz regresijskega drevesa



Drevo je preprosto, pravila pa prevedemo enostavno takole: če je cena predhodnega dne večja od 49,579 uporabi pravilo 3, v nasprotnem primeru pravilo 2, če je dan napovedi vikend, oziroma pravilo 1 sicer. Pri vseh pravilih so v enačbo vključene spremenljivke od L1 do L7, medtem ko sta pri slamatih spremenljivkah prisotni vedno le D12 in D_{vik}. Med L spremenljivkami ima znotraj posameznega modela vedno največjo težo L1, kar potrjuje poznani vpliv cene prejšnjega dne. Predhodni dan je navadno najbolj podoben dnevu napovedi tako po stanju elektroenergetskega sistema kot tudi vremenu in drugih značilnostih, ki vplivajo na ceno. Na takem sklepanju pravzaprav temelji tudi PSF algoritem, ki smo ga predstavili v poglavju 5.3.4.

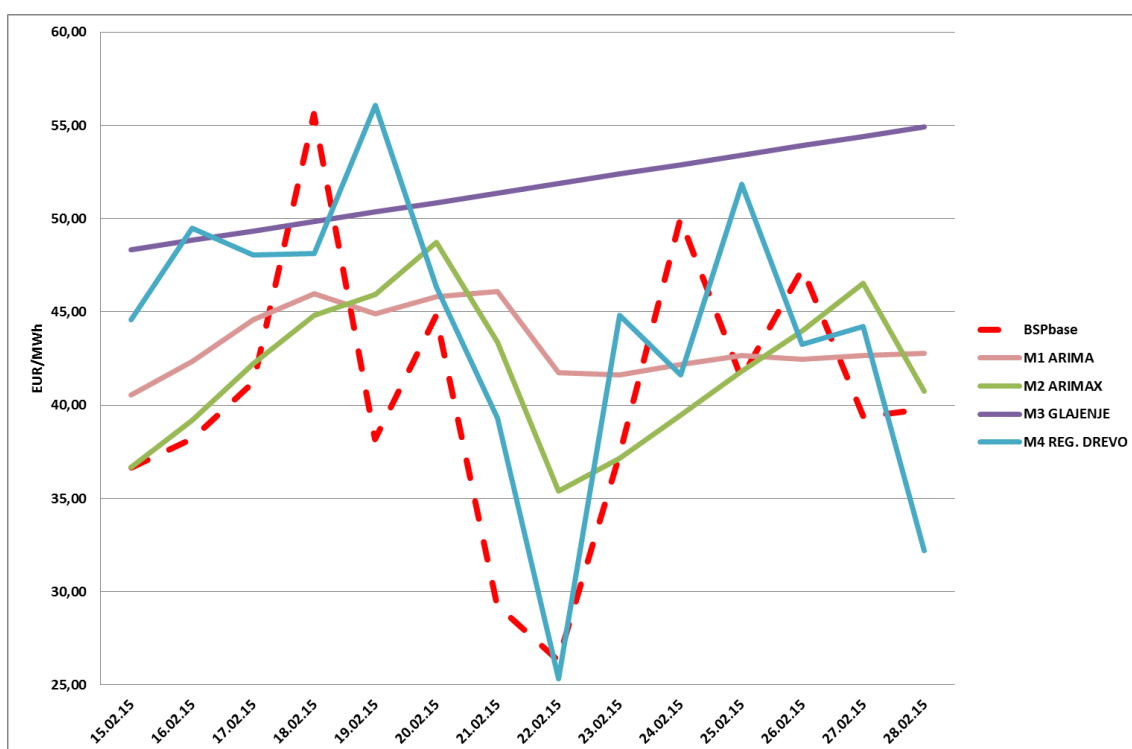
6.3. Primerjava modelov

Modele bomo primerjali v obdobju od 15. 2. 2015 do 28. 2. 2015, ki ni bilo zajeto v ocenjevanje parametrov modelov. Kot mero primerjave smo izbrali povprečno absolutno napako v odstotkih (angl. MAPE, »mean absolute percentage error«), enačbo za njen izračun podajamo spodaj. Weron sicer opozarja, da je lahko MAPE zavajajoča mera v primerih zelo nizkih, še posebno pa negativnih cen, vendar v našem primeru te težave ni (Weron 2014, 1038–1039).

$$MAPE = \left(\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \left| \frac{\hat{y}_t - y_t}{y_t} \right| \right) * 100$$

N predstavlja število obdobj, $\hat{y}_t$ je napoved, y_t pa dejanska vrednost.

Slika 6.6: Napovedi modelov ter dejanske vrednosti (BSPbase)



Legenda: abscisa: dan; ordinata: cena v EUR/MWh

Tabela 6.6: Vrednost povprečne absolutne napake v odstotkih (MAPE) za različne modele za napovedi od 15. 2. 2015 do vključno 28. 2. 2015

MODEL	M1 ARIMA	M2 ARIMAX	M3 GLAJENJE	M4 REG. DREVO
MAPE (%)	17,09	13,31	33,79	19,40

Pričakovano se najslabše odreže model eksponentnega glajenja, medtem ko so ostali relativno blizu skupaj. Pri ARIMA in ARIMAX modelih je napoved narejena tako, da se uporabljajo modelsko napovedane vrednosti, potem ko v vzorcu, na katerem je bil model ocenjen, zamaknjene vrednosti niso več na voljo. Napovedi za eksponentno glajenje se izračunajo po enačbah, navedenih v poglavju 6.2.3, pri modelu regresijskih dreves pa po treh enačbah iz poglavja 6.2.4.

Navedeni modeli so uporabni bolj v ilustrativne kot v praktične namene, saj so modeli, ki se uporabljajo v praksi, precej kompleksnejši. Z vidika upravljanja s tveganji je bolje uporabljati več modelov in ne le enega, kar omenja tudi Weron (Weron 2014, 1067).

Ne glede na ilustrativno naravo teh modelov pa za konec poudarjamo, da bi pri presoji primernosti modela v praksi morali narediti bolj poglobljeno analizo. Izbira, da primernost modelov ocenjujemo na 14-dnevnem obdobju od 15. do 28. 2. 2015 je vsekakor arbitrarna. Na primeru najbolje ocenjenega modela ARMAX v spodnji tabeli prikazujemo, kakšna bi bila ocena napake MAPE za 14-dnevno obdobje, če bi enako specifikacijo modela ocenjevali v različnih obdobjih. Vidimo, da so razlike precej velike.

Tabela 6.7: Vrednost povprečne absolutne napake v odstotkih (MAPE) za model ARMAX

Obdobje ocene modela	MAPE za 14-dnevno napoved (%)
1.1.2011-14.2.2015	13,31
1.1.2011-15.6.2014	12,85
1.1.2011-1.1.2014	31,25
1.1.2011-15.6.2013	38,81
1.1.2011-1.1.2012	28,43

Opomba: ocenjevanje modela v navedenih obdobjih; napoved, na podlagi katere ocenjujemo MAPE, vedno za 14 dni, ki sledijo obdobju ocene

V praksi bi torej morali biti pri izbiri modelov previdni ter jih preverjati v različnih okoliščinah oziroma uporabljati tudi različne tehnike in teste, ki pomagajo oceniti relevantnost in stabilnost modela (na primer Ramsay RESET test ali Chow-ov test).

6.4. Ocena modela »regime switching« za slovenski trg

Analizo podatkov slovenske borze zaključujemo s primerom ocene markovskega »regime switching« modela.

Privzeli bomo preprost osnovni avtoregresijski model, ki zajema konstanto ter člena $AR(1)$ ⁴⁷, s katerim zajamemo vztrajnost cen elektrike, in $AR(7)$, s katerim zajamemo periodo tipa dneva. Ocenjeni model prikazuje spodnja enačba, kjer so θ koeficienti modela, y časovna vrsta dnevnih cen elektrike na BSP, t časovni indeks, ε pa ostanki modela.

$$y_t = \theta_1 + \theta_2 y_{t-1} + \theta_3 y_{t-7} + \varepsilon_t$$

⁴⁷ Glej poglavje 5.3.3 glede ARIMA metodologije.

Privzamemo, da se cene gibljejo v dveh režimih.

Ocenimo modela za oba režima ter matriko verjetnosti prehoda. Modelske ocene so prikazane v tabeli 6.8.

Tabela 6.8: Ocena »regime switching« modela v obeh režimih

Režim 1				
	ocena	SE(ocena)	t-statistika	P
konstanta(s)	5.8052	1.4825	3.9158	<0.001
L1(s)	0.6480	0.0353	18.3569	<0.001
L7(s)	0.2300	0.0372	6.1828	<0.001

R-kvadrat: 0.6182				
Režim 2				
	ocena	SE(ocena)	t-statistika	P
konstanta(s)	1.7311	1.2001	1.4425	0.1492
L1(s)	0.2034	0.0338	6.0178	<0.001
L7(s)	0.7630	0.0379	20.1319	<0.001

R-kvadrat: 0.8408				

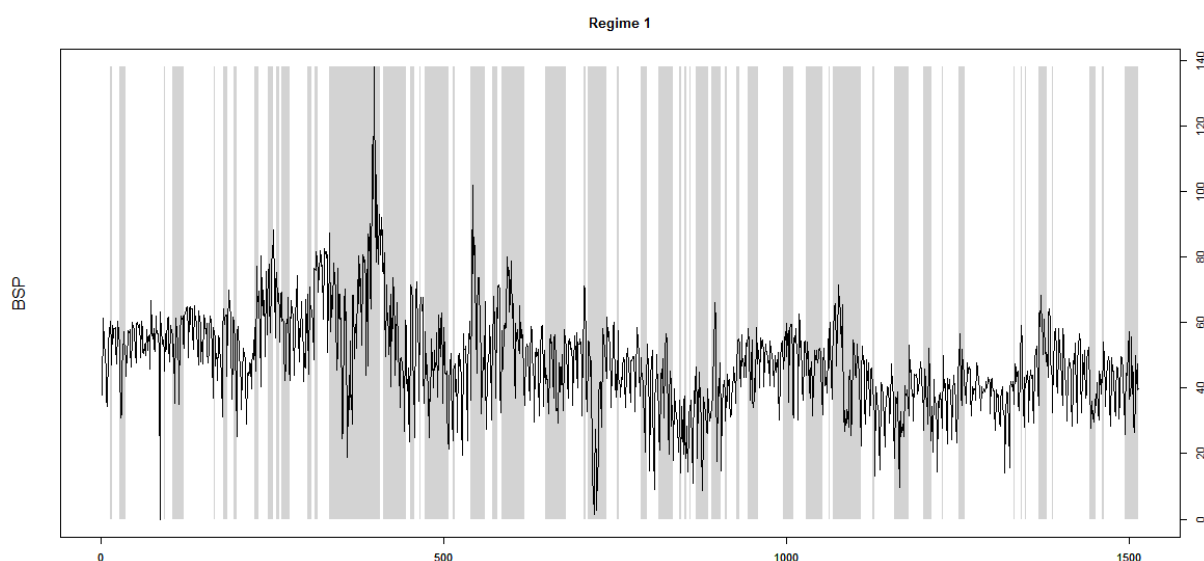
Opombe: SE je standardna napaka ocene koeficienta, P točna stopnja značilnosti, L1 je AR(1) člen, L7 pa AR(7) člen

Vrednosti markovske matrike prehoda Q podajamo spodaj, zaokrožene na dve decimalni mesti. Element q_{ij} pomeni verjetnost, da se proces nahaja v režimu »i«, ter da se bo v naslednji iteraciji v režimu »j«.

$$Q = (q_{ij}) = \begin{pmatrix} q_{11} & q_{12} \\ q_{21} & q_{22} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.89 & 0.11 \\ 0.09 & 0.91 \end{pmatrix}$$

Prikaz elementov časovne vrste, ki »pripadajo« prvemu režimu, prikazuje slika 6.7. Privzeto so preostali elementi v drugem režimu.

Slika 6.7: Prikaz pripadnosti režimu 1



Legenda: abscisa – čas; ordinata – cena v EUR/MWh; režimu 1 pripadajo osenčeni elementi časovne vrste

Na podlagi navedenih rezultatov lahko zaključimo naslednje:

- Režima sta vztrajna, saj so verjetnosti, da proces ostane v istem režimu precej visoke (okoli 0,9).
- V prvem režimu je večja teža na AR(1) elementu kot na AR(7) elementu. Povedano drugače: za napoved je pomembnejša bližnja cena.
- Na podlagi navedenega ter pregleda slike 6.7 lahko sklepamo, da gre pri prvem režimu za obdobja večje nihajnosti, kjer so bolj kot nekoliko oddaljene vrednosti za napoved bistvene bližnje.

7. KONVERGENCA CEN NA TRGIH EVROPSKE UNIJE

Eden od temeljnih postulatov energetske politike EU je oblikovanje enotnega notranjega energetskega trga. Če želimo soditi, ali se to res dogaja, si lahko pomagamo z analizo gibanja cen. Če bi se namreč trgi popolnoma zlili v enega, potem bi morala veljati tudi enotna cena. Čeprav zaradi različnih razlogov, denimo različnih naravnih danosti ali fizičnih omejitev (na primer čezmejnega prenosa elektrike), težko pričakujemo popolno poenotenje, želimo v tem poglavju predstaviti analizo zbliževanja (konvergence) cen oziroma trgov elektrike v EU. V prvem podpoglavju bomo podrobneje predstavili problem ter podali pregled literature, v

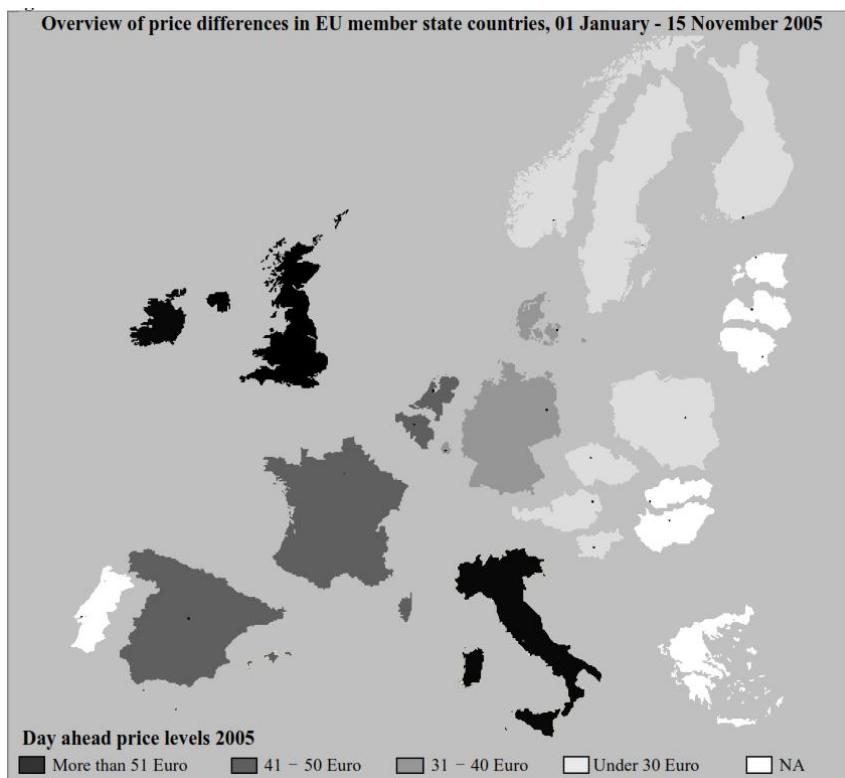
drugem pa na praktičnem primeru predstavili nekoliko drugačen pristop analize zbliževanja cen.

7.1. Predstavitev problema in pregled literature

V poglavju 3.2 smo analizirali vpliv procesov liberalizacije na višine cen tako na trgu na debelo kot na trgu končnih odjemalcev. Poleg vpliva na višine cen pa bi liberalizacija morala, vsaj v teoriji, vplivati tudi na zbliževanje med posameznimi trgi, saj naj bi odstranjevala ovire za trgovanje oziroma izmenjavo med trgi.

Na sliki 7.1 so primeroma prikazane cenovne razlike med trgi držav članic EU v letu 2005. Vidimo, da so bile razlike v relativnem smislu precej velike. Kot bomo videli v nadaljevanju tudi v novejšem času razlike ostajajo.

Slika 7.1: Pregled cenovnih razlik na trgu za dan vnaprej v članicah EU leta 2005



Vir: European Commission (2007a)

Legenda: cenovni nivoji po barvah od leve proti desni: več kot 51 EUR/MWh, 41-50 EUR/MWh, 31-40 EUR/MWh, pod 30 EUR/MWh, podatek ni na voljo

Konvergenco sicer navadno razumemo kot približevanje absolutnih vrednosti cen na trgih, lahko pa bi jo razumeli tudi kot vse večjo podobnost v gibanju oziroma procesu oblikovanja cen. Pri sami analizi moramo upoštevati več dejstev, predvsem obstoj nacionalnih posebnosti oziroma omejitvenih dejavnikov ter drugih sprememb na trgu, ki lahko zameglijo resnični vpliv liberalizacije. Nacionalne posebnosti ali omejitveni dejavniki so denimo fizične ovire za prenos, ki onemogočajo izenačitev cen ter tudi različne naravne danosti ali nenazadnje tudi politični faktorji. Ena od determinant relativno visokega cenovnega nivoja na italijanskem trgu je na primer tudi odločitev, sprejeta pred več leti, da se popolnoma odrečejo jedrski energiji. Mejno proizvodno strukturo tako predstavljajo dražje, večinoma plinske elektrarne, v preteklosti tudi elektrarne na mazut.

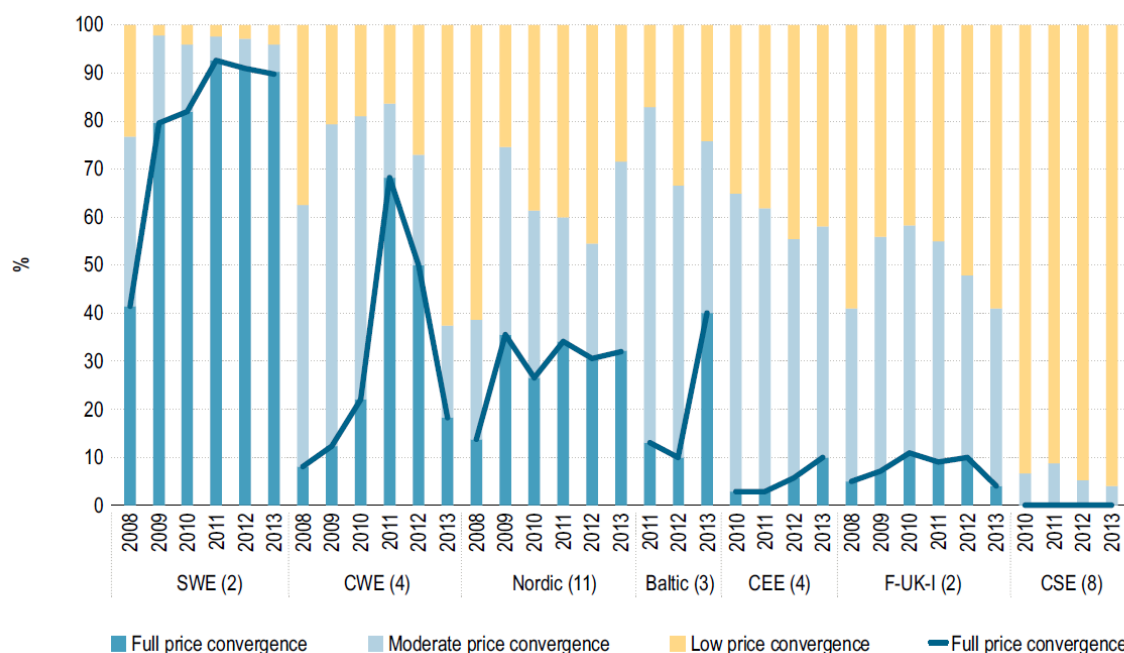
Ključna faktorja, ki sta v zadnjih letih vplivala na zblíževanje med trgi, sta vpeljava spajanja trgov ter vedno večji delež obnovljivih virov energije. Spajanje trgov (angl. »market coupling«) smo bežno že omenjali v poglavjih 2.2 ter 3.1.9. Gre za način čezmejnega trgovanja, kjer se dobrina (elektrika) in omejitvev (pravica čezmejnega prenosa) dodeljujeta hkrati preko istega mehanizma. Včasih se tak način poimenuje tudi implicitne dražbe čezmejnih prenosnih zmogljivosti (angl. »implicit auctioning of cross-border capacities«). Alternativa je dvostopenjsko dodeljevanje, kjer se najprej dodeli pravica prenosa, nato pa se na podlagi pridobljene pravice prenosa trguje še s samo dobrino. Algoritmi spajanja trgov delujejo po principu maksimiranja skupne blaginje, kjer se zmogljivost dodeli tistemu paru ponudbe in povpraševanja, kjer je cenovna razlika največja⁴⁸. Kadar algoritmi vključujejo več območij, ki so med seboj prepletena, lahko to postane zapleten optimizacijski problem. Ciljni model enotnega trga EU je tako imenovani »flow-based market coupling«, kjer se splošen koncept nadgradi še s tem, da se pri povezavah med regulacijskimi območji bolj realno upošteva pretoke moči, skratka fizično stanje v samem omrežju. V Sloveniji imamo od 1. 1. 2011 vzpostavljen tak mehanizem na slovensko – italijanski meji. Spajanje trgov se je v zadnjih letih razširilo po skoraj celotni EU, dve ključni celoti sta MRC (»Multi-Regional Coupling«), ki pokriva področje od Iberskega polotoka do Skandinavije, od februarja 2015 pa je vanj vključena tudi Slovenija, ter projekt 4MMC (»4M Market Coupling«), ki spaja Češko, Slovaško, Madžarsko ter Romunijo. Spajanje trgov samo po sebi prispeva h konvergenci trgov, saj zmanjšuje asimetrijo informacij ter tudi transakcijske stroške pri trgovanju. Zaradi optimizacijskega algoritma je alokacija čezmejnih prenosnih zmogljivosti bolj učinkovita.

⁴⁸ Za podrobnosti koncepta spajanja trgov glej na primer Šavli in drugi (2008).

Posledično se cenovne razlike med trgi zmanjšajo, vsaj v obsegu navedenih učinkov (European Commission 2014b).

O vplivu vse večjega deleža obnovljivih virov, ki prihaja na trg skozi »stranska vrata«, s pomočjo subvencij, smo že govorili v poglavju 3.1.2. ACER v poročilu za leto 2013 ugotavlja, da se je konvergenca – ki jo opredeljuje kot izenačitev cen – zmanjšala na ključnem regionalnem trgu zahodne Evrope v letu 2013 glede na predhodno leto. Gibanja za regijo zahodne Evrope (CWE) ter druge regije so prikazana na spodnji sliki. Vzrok ACER vidi v vse večji proizvodnji subvencioniranih obnovljivih virov, ki izkrivljajo cenovni signal predvsem na trgih, kjer so močno prisotni. V regiji CWE gre predvsem za nemški trg. ACER tudi pričakuje, da se bo trend obrnil z nadaljnjo širitvijo delovanja mehanizmov spajanja trgov (Agency for the Cooperation of Energy Regulators 2014).

Slika 7.2: Konvergenca cen na regionalnih trgih EU med leti 2008 in 2013



Vir: Agency for the Cooperation of Energy Regulators (2014)

Legenda: abscisa – regija in leto; ordinata – delež (%) izenačitve cen; temno modra črta označuje polno, modra srednjo, rumena slabo konvergenco cen; regije SWE = Iberski trg, CWE = zahodna Evropa, Nordic = Skandinavija, CEE = srednja Evropa, F-UK-I = VB in Irska, CSE = Apeninski trg

Zaradi navedenih učinkov je zanimivo preveriti gibanja tudi v času, ko še ni bilo vpeljanih mehanizmov spajanja oziroma velikega deleža subvencioniranih obnovljivih virov. Najstarejši trg z elektriko v Evropi, skandinavski Nord Pool, s tega stališča ni primeren, saj ima vpeljana inačico spajanja trgov praktično že od samega začetka. Drugi najpomembnejši trg je kontinentalna Evropa, kjer je najpomembnejši nemški trg. Armstrong in sodelavci so analizirali gibanja v letih do 2003 na nemškem (EEX) in nizozemskem (APX) trgu. Ugotavljajo, da razlike med trgoma niso bile konstantne, temveč da se nihajnost zelo poveča v poletnih mesecih. Upoštevali so razlike, kjer je že vključena tudi cena prenosa med trgoma. Posebej zanimivo je, da v vršnih urah ugotavljajo eno do dvodnevni zamik pri rasti cene prenosa na nizozemski trg, potem ko predhodno zraste cena elektrike (Armstrong in drugi 2004). To kaže na neučinkovitosti ter asimetrije informacij, ki jih sicer kot omenjeno odpravi mehanizem spajanja trgov. Armstrong in Galli sta analizo razširila na obdobje od 2002 do 2004, pri čemer sta poleg nemškega in nizozemskega trga vključila še španski (OMEL) ter francoski (Powernext) trg. Ugotavljajo, da so se v navedenem obdobju razlike zmanjšale, zmanjšala pa se je tudi nihajnost razlik, še posebno v vršnih urah (Armstrong in Galli 2005). Bunn in Martoccia se problema lotevata na drugi strani, pri cenah čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Za obdobje do 2001 do 2004 analizirata trge kontinentalne Evrope. Ugotavljata, da obstajajo neučinkovitosti pri dodeljevanju čezmejnih prenosnih zmogljivosti, saj cene ne sledijo pričakovanjem, oziroma še vedno obstaja možnost arbitraže. Nadalje ugotavljata, da so te neučinkovitost lahko tudi posledica zunanjih faktorjev in ne le procesa samega. Izpostavljata na primer potencial izkoriščanja monopolne moči na danskem trgu ter specifiko nizozemskega trga, kjer so proizvajalci za uvoženo elektriko iz obnovljivih virov do leta 2003 prejeli dodatno plačilo. To se odraža na trgu, saj lahko morebitne izgube pri transakciji z energijo nadomestijo s tem dodatnim plačilom (Bunn in Martoccia 2005). Zaključimo lahko, da je analiza konvergence zaradi množice vpletenih faktorjev ter same kompleksnosti trga z elektriko precej zapletena.

V literaturi je najbolj pogost statističen oziroma formalen postopek preverjanja konvergence trgov in tudi splošnih medsebojnih razmerij med cenami različnih energentov kointegracijska analiza (angl. »cointegration analysis«). V poglavju 5.3.3 smo omenjali koncept stacionarnosti. Koncept kointegracije, ki temelji predvsem na delih Engla, Grangerja ter Johansna, v bivariatnem kontekstu predpostavlja, da obstaja neka linearna kombinacija nestacionarnih časovnih vrst, ki je stacionarna. Vrsti imata nek skupni trend. Koncept je možno razširiti tudi na multivariatni kontekst, najpogostejši pa je tako imenovani pristop

»VECM« (angl. »vector error correction model«). V tem primeru za »k« spremenljivk obstaja kvečjemu »k-1« takih linearnih kombinacij – kointegracijskih vektorjev (Verbeek 2004). Poenostavljen zapis VECM modela na primeru dveh spremenljivk, torej ECM modela, podajamo v nadaljevanju (Verbeek 2004):

Izhajamo iz dolgoročnega ravnotežja, ki je opredeljeno kot:

$$Y_t = \alpha + \beta X_t$$

Možno je pokazati, da lahko razmerje med nestacionarnima spremenljivkama X in Y, ki sta kointegrirani in katerih dolgoročno ravnotežje je opredeljeno z zgornjo enačbo, zapišemo v ECM modelu kot (Verbeek 2004, 318):

$$\Delta Y_t = \phi_1 \Delta X_{t-1} - \vartheta (Y_{t-1} - \alpha - \beta X_{t-1}) + \varepsilon_t$$

Drugi člen v oklepaju predstavlja mehanizem korekcije k dolgoročnemu ravnotežju, pri čemer parameter ϑ določa hitrost korekcije, koeficienti ϕ povezave na kratek rok, ε pa napako modela, ki je neodvisno normalno porazdeljena.

Kot že omenjeno je uporaba kointegracijskih modelov pri analizi energetskih trgov pogosta, tako pri elektriki kot tudi pri plinu. Plinski trgi so glede oblikovanja cen še posebno zanimivi, saj so bile še nedolgo nazaj praktično vse pogodbe v osnovi večletne, cena pa s formulo indeksirana na cene nafte. Šele v zadnjih letih so se na nekaterih trgih začeli vzpostavljati trgi za dan vnaprej, ki delujejo bodisi na fizičnih vozliščih (primer je avstrijska borza CEGH na vozlišču Baumgarten) ali na virtualnih točkah nacionalnih sistemov (na primer italijanski PSV (»punto di scambio virtuale«), britanski NBP (»national balancing point«) ali nizozemski TTF (»title transfer facility«)) (Stern 2012). Asche in sodelavci so na osnovi podatkov britanskega (NBP), belgijskega (Zeebrugge) ter nizozemskega (TTF) plinskega trga za dan vnaprej ter cen nafte analizirali neodvisnost formiranja cen zemeljskega plina na omenjenih trgih. Na podlagi kointegracijskega modela zaključijo, da so cene plina še vedno vezane na nafto, ta pa je potem tudi skupna determinanta oziroma faktor konvergence med trgi (Asche in drugi 2013). Patricia Renou-Maissant podobno ugotavlja za cene plina za industrijske končne odjemalce. Na primeru šestih evropskih trgov (Belgija, Nemčija, Španija, Italija, Velika Britanija in Francija) potrjuje, da so se povezave med navedenimi trgi v obdobju od 1991 do 2009 okrepile. Konvergenca je močna predvsem na trgih kontinentalne Evrope z izjemo Belgije (Renou-Maissant 2012). Petrovich glede plinskih vozlišč (trgi za dan vnaprej) ugotavlja, da so rezultati druge polovice leta 2012 ter prvih desetih mesecev leta 2013 vzbudili dvom glede konvergence, saj zaznava odmik določenih trgov. Kot možne vzroke navaja tako težave na transportnih poteh (ali splošno premajhne zmogljivosti) kot tudi druge vzroke, vezane na

obnašanje tržnih akterjev, ki vodi v neoptimalne tržne rezultate (Petrovich 2014). Omeniti velja, da na plinskih trgih mehanizmi spajanja trgov niso vpeljeni.

De Jong in Scheider sta na podatkih nizozemskega trga elektrike za dan vnaprej APX ter plinskih trgov TTF, NBP ter Zeebrugge analizirala obdobje od 2004 do začetka 2009. Kar se tiče povezave med zemeljskim plinom in elektriko sta odkrila povezave predvsem na daljši rok, medtem ko na kratek rok posebne povezave ni. Povezavo na daljši rok pripisujeta dejstvu, da plinske elektrarne kupujejo plin večinoma terminsko in ne na trgu za dan vnaprej (de Jong in Schneider 2009). Za ugotovljeno povezavo med plinskimi trgi domnevata, da je vzrok v dobri fizični povezavi med trgi, čeprav je povsem možna tudi navedena interpretacija Asche in sodelavcev, da je v ozadju skupna navezava na pogodbene cene vezane na ceno nafte. Thoenes ugotavlja, da so cene elektrike in cene vhodnih goriv na splošno kointegrirane, pri čemer pa gre predvsem za smer vpliva od cen goriv oziroma vhodnih stroškov (plin, premog, cene emisijskih kuponov in tudi cene urana) k cenam elektrike (Thoenes 2014). Fritz je analiziral terminske cene na nemškem trgu. V kointegracijski analizi je potrdil obstoj dolgoročnega ravnotežja med terminskimi cenami elektrike ter cenami premoga, zemeljskega plina ter emisijskih kuponov. Bistveni element na nemškem trgu – analiza je bila narejena v obdobju od 2007 do 2011 – pa je dolgoročno cena premoga⁴⁹ (Fritz 2012).

Neposredno s tematiko konvergence cen elektrike pa so se v različnih obdobjih ukvarjali tudi Bower, Robinson ter Bollino s soavtorji. Bower v relativno stari analizi, objavljeni leta 2002, torej še pred širšo uvedbo mehanizmov spajanja trgov, proučuje 15 trgov EU. Ugotavlja konvergenco med trgi, z izjemo španskega. Poudarja, da so na dnevni ravni zelo korelirane predvsem cene v Skandinaviji⁵⁰. Zanimiva so tudi priporočila, ki jih izpelje iz svojih ugotovitev: za boljšo integracijo trgov je potrebno najprej izboljšati učinkovitost mehanizmov formiranja cen, nato povečati prenosne zmogljivosti med trgi ter rešiti probleme zlorabe monopolne moči. Sume na to je zaznal na vseh trgih z izjemo nemškega in skandinavskega (Bower 2002). Bowerjevo priporočilo glede izboljšanja učinkovitost mehanizmov formiranja cen se je uresničilo preko projektov spajanja trgov. V novejši analizi, objavljeni leta 2013 s podatki za obdobje od 2004 do 2010, Bollino in soavtorji testirajo povezavo med štirimi trgi elektrike za dan vnaprej – nemškim, francoskim, avstrijskim in italijanskim. Tudi oni potrdijo

⁴⁹ V poglavju 3.1.3 smo omenjali, da nemški trg tudi sicer velja za trg, kjer so mejne elektrarne termoelektrarne na premog.

⁵⁰ Op.a.: To lahko pripišemo dejstvu, da je mehanizem spajanja trgov takrat v Skandinaviji že deloval.

povezavo, pri čemer izpostavljajo, da je nemški trg tisti, ki diktira trend. To pripišejo predvsem dejstvu, da gre za največji trg, ki ga trgovci jemljejo za referenco, omenjajo pa tudi dejstvo, da naj bi imeli udeleženci nemškega trga največji vpliv na določanje cene zemeljskega plina, kot ene glavnih determinant trga elektrike (Bollino in drugi 2013). Specifika Robinsonove analize je zelo dolga časovna vrsta (končnih) cen elektrike. Uporabil je podatke od leta 1978 do leta 2003 ter prav tako potrdil obstoj konvergence (Robinson 2007).

Metodološko so k vprašanju konvergence nekoliko drugače pristopili Zachmann ter Huisman in Kilic. Zachmann se je problema lotil preko analize glavnih komponent s podatki za obdobje od 2002 do 2006 na podatkih desetih evropskih trgov za dan vnaprej (borz). Upošteva prvi dve glavni komponenti. Na podlagi dejstva, da je delež pojasnjene variance na prvi glavni komponenti precej pod 100 odstotki, zaključi, da do popolne integracije trga ni prišlo. Vseeno pa na primerjavi dveh pod-obdobj (2002-2004 ter 2004-2006) zaključi, da se konvergenca dogaja, saj se je delež pojasnjene variance povečal tako v vršnih (od 31% na 53%) kot v nočnih urah (od 40% do 63%). Preverjal je tudi domnevo, če so preostale razlike posledica cen prenosa ter zaključil, da temu ni tako. To interpretira kot empirični dokaz neučinkovitosti dvostopenjskega mehanizma dodeljevanja pravic čezmejnega prenosa, kjer se ločeno kupuje pravico prenosa ter energijo (Zachmann 2008). Huisman in Kilic sta analizirala belgijski, nizozemski, nemški, francoski ter skandinavski trg v obdobju od 2003 do 2010. Specifika njunega pristopa je v tem, da sta konvergenco analizirala skozi podobnost parametrov »regime switching«⁵¹ modelov med različnimi trgi skozi leta. Ugotavljata, da je smer gibanja vrednosti parametrov, z izjemo skandinavskega trga, skozi leta podobna, kar kaže na delovanje procesa konvergence (Huisman in Kilic 2013).

7.2. Analiza konvergence z metodami podatkovnega rudarjenja

Za praktičen prikaz analize konvergence bomo uporabili kombinacijo klasične analize časovnih vrst ter metod podatkovnega rudarjenja. Okvirno bomo povzeli pristop k analizi časovnih vrst, ki ga navaja skupina za strojno učenje in statistiko univerze East Anglia. Pri analizi podobnosti časovnih vrst ločijo tri vidike (UEA 2015):

- podobnost v času, kjer izhajamo iz neposredne razlike med časovnimi točkami,

⁵¹ Glej poglavje 5.3.2.

- podobnost v obliki, kjer je bistvena oblika, ne pa nujno, ali se pri dveh serijah dogaja istočasno ter
- podobnost v spremembi oziroma procesu.

Zanima nas predvsem slednja, saj smo že v poglavju 7.1 navedli, da konvergenca ne pomeni nujno izenačitve cen (čeprav se včasih tako interpretira⁵²), pač pa tudi podobnost v samem procesu. UEA navaja, da je osnovni pristop tak, da se oceni denimo ARMA modele, nato pa se gleda podobnost v samih parametrih (UEA 2015). Kot smo navedli na koncu poglavja 7.1 sta podoben pristop uporabila Huisman in Kilic na »regime switching« modelih, vendar podobnosti parametrov nista ocenjevala s formalno metodo, pač pa le vizualno (Huisman in Kilic 2013).

Vzeli smo podatke o dnevni cenah elektrike na trgu za dan vnaprej za 16 različnih evropskih trgov za obdobje od 1. 1. 2012 do 30. 6. 2015. Za vse trge smo ocenili AR(7) model časovne vrste. Rang modela je izbran tako, da zajamemo tudi poznano podobnost med dnevi v tednu. Ocenjene koeficiente uporabimo kot spremenljivke za ocenjevanje podobnosti. To dejstvo tudi diktira, da moramo v model vključiti nekoliko več spremenljivk kot le eno ali dve. Negativna stran takega pristopa je, da uporabljamo enako specifikacijo za vse trge, kar je seveda lahko problematično. Tudi zato model ohranjamo enostaven – le AR elementi s ključnimi členi.

Izbrali smo metodo hierarhičnega razvrščanja v skupine (angl. »hierarchical clustering«), ki hierarhično združuje enote iz vzorca skladno z izbrano metodo ter razdaljo. Hierarhičen pristop smo izbrali, ker želimo dobiti celotno sliko združevanja, ki nam jo prikaže dendrogram – od začetka do konca. Ker v tem poglavju govorimo o metodah podatkovnega rudarjenja, je potrebno izrecno omeniti, da si je metodo hierarhičnega razvrščanja v skupine podatkovno rudarjenje dejansko »sposodilo« od klasične multivariatne statistične analize. Gre za dolgo poznano in uporabljano metodo, ki je v naboru tako klasičnega statističnega pristopa kot tudi podatkovnega rudarjenja (Ferligoj 1989).

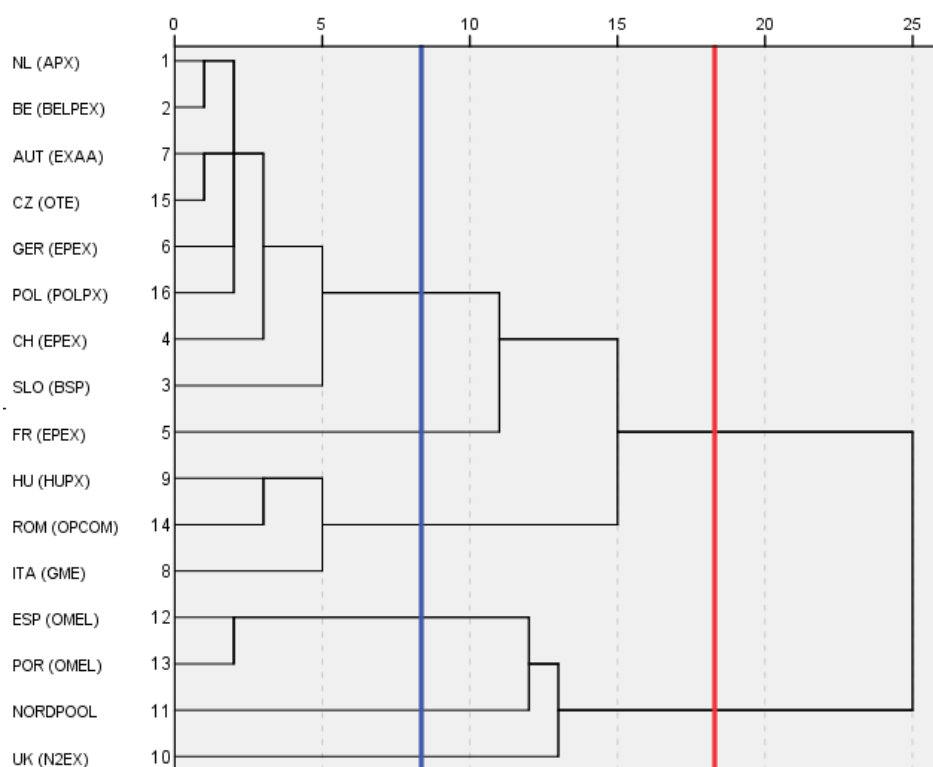
Kot mero razdalje smo izbrali kvadrat evklidske razdalje, kot metodo združevanja pa povezavo med skupinami (angl. »average (between groups) linkage«), ki iterativno združuje

⁵² Glej sliko 7.2 v poglavju 7.1.

pare z najmanjšo razdaljo (Witten in drugi 2011). Evklidska razdalja je primerna mera glede na tip spremenljivk s katerimi imamo opravka (koeficienti na skali (-1,1)). Kvadrat še dodatno »uteži« oddaljenost. Metoda združevanja je izbrana tako, da za skupine velikosti 2 ali več izračuna središčno točko (poimenovana tudi »centroid«), ki je osnova nadaljnjih izračunov za združevanja. Glede na opisano problematiko izbire pravega izhodiščnega modela se zdi tak pristop boljši, kot če bi združevali recimo na podlagi najbližjega sosedu.

Dendrogram, ki nam kaže proces združevanja posameznih trgov, prikazujemo na spodnji sliki.

Slika 7.3: Dendrogram hierarhičnega razvrščanja v skupine za 16 evropskih trgov elektrike



Legenda: abscisa - razdalje med skupinami; ordinata – trgi; številka ob imenu borze je le zaporedna številka v naboru podatkov; modra in rdeča črta označujeta dva možna preseka razdelitve v skupine (modra – 6 skupinic; rdeča – 2 skupini)

Dendrogram interpretiramo tako, da prej kot sta dve enoti ali skupini enot združeni, bolj sta si podobni. Tudi sama razdalja, na kateri sta združeni, nam kaže koliko sta različni. Rezultati so skladni s teoretičnimi pričakovanji. Zelo podobna po procesu sta si nizozemski in belgijski trg, ki sta že dlje časa povezana s spajanjem trgov, in pa španski in portugalski trg, ki skupaj tvorita iberski trg. Blizu so si tudi srednje in zahodnoevropski trgi, kjer nekoliko odstopa

francoski trg. To je skladno z ugotovitvami Bollina in soavtorjev, ki s kointegracijsko metodo ugotavljajo, da je konvergenca francoskega trga k dolgoročnemu ravnovesju – opredeljenim predvsem z nemškim trgom – počasnejša zaradi posebnosti njihove proizvodne sestave, predvsem visokega deleža nuklearnih elektrarn (Bollino in drugi 2013).

Kar se tiče določitve končnega števila enot, lahko naredimo več presekov. Na sliki sta predstavljeni dve možnosti, označeni z modro in rdečo črto. Po prvi možnosti imamo šest skupin:

1. srednje in zahodnoevropski trgi (vključno s slovenskim),
2. francoski trg,
3. madžarski, romunski in italijanski trg,
4. iberski trg,
5. skandinavski trg (Nord Pool) ter
6. britanski trg.

Presenetljiva je predvsem vključitev italijanskega trga v skupino z madžarskim in romunskim, saj ni teoretične podlage, ki bi to utemeljevala. Poznano pa je, da je italijanski trg specifičen in da se razlikuje od sosednjih trgov vsaj po nadpovprečnem nivoju cen. Ta specifičnost se očitno potrdi tudi s to metodo. Po drugi možnosti se oblikujeta le dve skupini: ena vključuje iberski, skandinavski in britanski trg, druga pa vse ostale. Tudi to je skladno s pričakovanji, saj so ti trije precej ločeni od ostalih, kar se povezav tiče.

Sklenemo lahko, da smo tudi s to metodo, ki odstopa od običajnih pristopov v relevantni literaturi o energetskih trgih, potrdili pričakovane rezultate. Povezave in bližina trga se poznata tudi v podobnosti samega procesa, ne le v cenovnih nivojih.

8. SKLEP

V tem delu smo opisali ključne procese, ki so predvsem v zadnjih dveh desetletjih temeljito spremenili energetski sektor v EU, še posebno trg elektrike in trg zemeljskega plina. Privedli so do vedno bolj razdrobljene strukture akterjev na trgu, posledično pa tudi do veliko novih povezav med njimi.

Sistem je torej vse bolj kompleksen. Pred deregulacijo sektorja je bila večina podatkov prosto dostopnih. Sodobni tržni udeleženec pa mora mnogo podatkov pridobiti oziroma kupiti na trgu ali jih celo samostojno oceniti. Pri tem so mu vedno bolj v pomoč tudi uradni, javni viri, saj se oblikovalci energetske politike zavedajo pomena ustrezne informiranost tržnih udeležencev. To se izrazi tudi v vedno večjem obsegu regulative, ki se tiče podatkov.

Pridobitev podatkov ali njihova ocena pa ni edina težava, s katero so soočeni tržni udeleženci. Pridobljene podatke morajo smiselno uporabiti oziroma analizirati z ustrezno metodo. V tem delu smo se osredotočili predvsem na problematiko modeliranja cen elektrike ter na konvergenco oziroma zbliževanje cen na trgih EU. Predstavili smo faktorje ponudbe in povpraševanja ter klasifikacijo metod modeliranja. Nekaj metod smo predstavili tudi podrobneje. Konvergenca cen je ena od ključnih predvidenih posledic povezovanja ločenih, nacionalnih trgov v enotni, evropski trg. Pokazali smo, da ne gre nujno le za približevanje cenovnih ravni, temveč tudi za vedno večjo podobnost samega procesa oblikovanja cen.

Navedeno pa predstavlja le vrh ledene gore, kar se tiče uporabe in uporabnosti statističnih metod v elektroenergetiki. Predvidevamo, da bo elektroenergetski sistem v prihodnje vse bolj slonel na razpršeni proizvodnji. Prešli bomo v fazo, ko se ne bo le proizvodnja prilagajala porabi, temveč vse bolj ali celo predvsem poraba proizvodnji. Zato kot pomembno področje prihodnjega raziskovanja izpostavljamo napovedovanje proizvodnje elektrike iz razpršenih virov ter vse metode, ki bodo olajšale iskanje ravnotežja med proizvodnjo in odjemom elektrike, v kolikor ne pride do velikega napredka pri tehnologiji shranjevanja elektrike.

9. SEZNAM LITERATURE

Agencija za energijo Republike Slovenije. 2015. *Spletna stran Agencije za energijo – O Agenciji*. Dostopno prek: http://www.agen-rs.si/web/portal/o_agenciji (17. marec 2015).

Agencija Republike Slovenije za okolje. 2015. *Spletna stran – Arhiv meteoroloških podatkov*. Dostopno prek: <http://meteo.arso.gov.si/met/sl/archive/> (17. marec 2015).

Agency for the cooperation of energy regulators (ACER). 2014. *ACER Monitoring report 2013*. Dostopno prek: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202013.pdf (18. oktober 2014).

Agentur für Erneuerbare Energien. 2015. *Spletna stran Agentur für Erneuerbare Energien*. Dostopno prek: <http://www.unendlich-viel-energie.de/english> (17. april 2015).

Alessi, Christopher in Mohammed A. Sergie. 2015: *Understanding the Libor Scandal*. CFR Backgrounders. London : CFR. Dostopno prek: <http://www.cfr.org/united-kingdom/understanding-libor-scandal/p28729> (6. april 2015).

Almeida, Isis. 2014. *Nasdaq OMX Plans First German Renewable Power Futures in 2015*. Bloomberg Business web. Dostopno prek: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-09-30/nasdaq-omx-plans-first-german-renewable-power-futures-in-2015> (27. julij 2015).

Andor, Mark, Kai Flinkerbusch, Matthias Janssen, Björn Liebau in Magnus Wobben. 2010. *Rethinking feed-in tariffs and priority dispatch for renewables*. Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie, Westfälische Wilhelms-Universität Münster. Formaet : Amsterdam. Dostopno prek: http://www.formaet.org/Findings_of_Formaet/FINDINGS_5338.aspx (12. april 2015).

Armstrong, Margaret, Sara Mrabet in Alain Galli. 2004. *Analysing the day-ahead prices on APX, EEX & TSO-auctions*. Paris : CERNA Working Paper.

Armstrong, Margaret in Alain Galli. 2005. *Are day-ahead prices for electricity converging in continental Europe*. Paris : CERNA Working Paper.

Asche, Frank, Bard Misund in Marius Sikveland. 2013. The relationship between spot and contract gas prices in Europe. *Energy Economics* 38(0): 212–217. Dostopno prek: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2013.02.010> (21. julij 2015).

Bollino, Carlo Andrea, Davide Ciferri in Paolo Polinori. 2013. *Integration and Convergence in European Electricity Markets*. MPRA Paper. Dostopno prek: <http://mpa.ub.uni-muenchen.de/44704/> (23. julij 2015).

Borenstein, Severin in James Bushnell. 2000. Electricity Restructuring - Deregulation or Reregulation. *Regulation*. 23(2), 35-55.

Borzen. 2015. *Spletna stran Borzen, organizator trga z električno energijo, d.o.o.*. Dostopno prek: <http://www.borzen.si> (15. april 2015).

Bower, John. 2002. *Seeking the Single European Electricity Market. Evidence from an Empirical Analysis of Wholesale Market Prices*. Oxford Institute for Energy Studies. EL 01. Dostopno prek: <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/EL01-SeekingTheSingleEuropeanElectricityMarketEvidenceFromAnEmpiricalAnalysisofWholesaleMarketPrices-JohnBower-2002.pdf> (23 julij 2015).

--- 2003. A Review of European Electricity Statistics. London : *Journal of Energy Literature*, IX.1(2003). 20-35.

Bower, John in Derek W. Bunn. 2000. Model-Based Comparisons of Pool and Bilateral Markets for Electricity. *The Energy Journal*. 21(3). IAEE.

Braun, John W. in Duncan J. Murdoch. 2007. *A First Course in Statistical Programming with R*. Cambridge: Cambridge University Press.

Bunn, Derek W., ur. 2004. *Modelling prices in competitive electricity markets*. Chichester : John Wiley & Sons.

Bunn, Derek W. in Maria Martoccia. 2005. *An Analysis of Interconnector Efficiency in the European Electricity Market*. London Business School. Working Paper.

Christensen, Timothy, Stan Hurn in Kenneth Lindsay. 2009. It Never Rains but it Pours: Modeling the Persistence of Spikes in Electricity Prices. *The Quarterly Journal of the IAEE's Energy Economics Education Foundation*. 30(1). IAEE.

Cludius, Johanna, Hauke Hermann in Felix C. Matthes. 2013. *The Merit Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in Germany 2008-2012*. CEEM Working Paper 3-2013. UNSW : Sydney. Dostopno prek: [http://ceem.unsw.edu.au/sites/default/files/documents/CEEM%20\(2013\)%20-%20MeritOrderEffect_GER_20082012_FINAL.pdf](http://ceem.unsw.edu.au/sites/default/files/documents/CEEM%20(2013)%20-%20MeritOrderEffect_GER_20082012_FINAL.pdf) (21. april 2015).

Crawley, Michael J. 2005. *Statistics – An introduction using R*. New York : John Wiley & Sons.

CRISP-DM. *Cross Industry Standard Process for Data Mining*. 2015. Dostopno prek: https://en.wikipedia.org/wiki/Cross_Industry_Standard_Process_for_Data_Mining (16. avgust 2015).

De Jong, Cyriel. 2006. The Nature of Power Spikes: A Regime-Switch Approach. *Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics*. 10(3).

De Jong, Cyriel in Stefan Schneider. 2009. Cointegration between gas and power spot prices. *The Journal of Energy Markets*. 2(3). Dostopno prek: http://www.kyos.com/files/uploads/publications/Cointegration_between_gas_and_power_spot_prices,_JEM_2009,_De_Jong,_Scheider.pdf (23 julij 2015).

Diko, Pavel, Steve Lawford, Valerie Limpens. 2006. Risk Premia in Electricity Forward Prices. *Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics*. 10(3).

Direktiva 2008/92/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 22. oktobra 2008 o enotnem postopku Skupnosti za večjo preglednost cen plina in električne energije ki se zaračunavajo

industrijskim končnim uporabnikom.(UL L 298, 7.11.2008, str. 9–19. Dostopno prek: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/SL/TXT/?qid=1427227300554&uri=CELEX:32008L0092> (24. marec 2015).

Energetski zakon (EZ-1). Ur. L. RS 17/2014 (7. marec 2014).

EEX 2015a. *EEX spletna stran.* Dostopno prek: <http://www.eex.de> (21. april 2015).

--- 2015b. *Energy turnaround products.* Working paper. 10/2/2005 Ver 0001A. Dostopno prek: <https://www.eex.com/blob/84590/04062091590a44b6afedaeda6ef02708/20150210-working-paper-energy-turnaround-products-data.pdf> (25. april 2015).

Energinet.dk. 2013. *Spletna stran Energinet.dk.* Dostopno prek: <http://www.energinet.dk> (2. junij 2013).

Energy Risk. 2006. *A compendium of technical papers.* London : Incisive Media.

ENTSO-E. 2015a. *ENTSO-E Transparency platform.* Dostopno prek: <https://transparency.entsoe.eu/> (21. april 2015).

--- 2015b. *Solar eclipse March 2015: The successful stress test of Europe's power grid – more ahead.* ENTSO-E & Solar Power Europe Policy Brief 15.7.2015. Dostopno prek: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/ENTSO-E%20general%20publications/entsoe_spe_pp_solar_eclipse_2015_web.pdf (27. julij 2015).

--- 2015c. *Continental Europe Operation Handbook.* ENTSO-E. Dostopno prek: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx> (8. september 2015).

EPEX Spot. 2015. *EPEX Spot Fact Sheet.* Dostopno prek: http://static.epexspot.com/document/30499/2015_EPEX_SPOT_Facts%20%26%20Figures_E.pdf (24. julij 2015).

Eydeland, Alexander in Krzysztof Wolyniec. 2002. *Energy and power risk management*. Chichester : John Wiley & Sons.

Eurelectric. 2014. *Analysis of European Power Price Increase Drivers*. An Eurelectric Study. Dostopno prek: http://www.eurelectric.org/media/131606/prices_study_final-2014-2500-0001-01-e.pdf (24. april 2015).

EurLEX – Povzetki zakonodaje EU. Dostopno prek: <http://eur-lex.europa.eu/browse/summaries.html> (27. februar 2015).

European Commission. 2007a. *Energy sector enquiry*. Luxembourg : European Commission. Dostopno prek: <http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/> (18. oktober 2014).

--- 2007b. *DG Competition report on energy sector inquiry*. SEC(2006)1724, 10 January 2007. Luxembourg : European Commission.

--- 2012. *Price developments on the EU retail markets for electricity and gas 1998 – 2011*. Dostopno prek: http://ec.europa.eu/energy/observatory/electricity/doc/analysis_retail.pdf (18. oktober 2014).

--- 2014a. *Interim report provides first full dataset on energy costs and subsidies for EU28 across power generation technologies [IP/14/1131]*. Dostopno prek: http://ec.europa.eu/energy/studies/doc/20141013_subsidies_costs_eu_energy.pdf (18. oktober 2014).

--- 2014b. *Report on the progress towards completing the Internal Energy Market*. COM(2014)634. Dostopno prek: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/2014_iem_communication.pdf (18. oktober 2014).

--- 2014c. *Communication from the Commission to the European Parliament and the Council – European Energy Security Strategy*. COM/2014/0330 final. Dostopno prek: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0330&from=EN> (18. oktober 2014).

--- 2015. *Investment perspectives in electricity markets*. Institutional paper 0003. Energy Economic Developments. Economic and Financial Affairs. Dostopno prek: http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/eeip/pdf/ip003_en.pdf (21. julij 2015).

Eurostat. 2013. *Electricity Prices – Price systems 2012*. Luxembourg : European Commision. Dostopno prek: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/documents/Electricity_prices_Price_systems_2012.pdf (18. oktober 2014).

--- 2015a. *Shares – Short Assessment of Renewable Energy Sources 2015*. Luxembourg : European Commission. Dostopno prek: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares> (9. marec 2015).

--- 2015b. *Electricity market indicators*. Luxembourg : European Commission. Dostopno prek: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_market_indicators (15. april 2015).

EViews. 2004. *EViews 5 User Guide*. Quantitative Micro Software. Irvine, California. ZDA.

Evropska Komisija. 2015. *Energetska unija: zanesljiva, trajnostna, konkurenčna in cenovno dostopna energija za vse Evropejce*. Sporočilo za medije. Dostopno prek: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-4497_sl.htm (1. marec 2015).

Ferligoj, Anuška. 1989. Razvrščanje v skupine. Teorija in uporaba v družboslovju. *Metodološki zvezki št. 4*. Jugoslovansko združenje za sociologijo, sekcija za metodologijo in statistiko. Ljubljana. Dostopno prek: <http://vlado.fmf.uni-lj.si/vlado/podstat/mva/MZ4.pdf> (1. september 2015).

Forsund, Finn R. 2004. *Hydropower economics*. University of Oslo. Dostopno prek: http://www.uio.no/studier/emner/sv/oekonomi/ECON4925/h05/undervisningsmateriale/Hydro_memo4FinnF%C3%B8rsund131005.pdf (24. julij 2015).

Fraunhofer ISE Energy Charts. 2015. Dostopno prek: <https://www.energy-charts.de/energy.htm> (13. april 2015)

Freris, Leon, David Infield. 2008. *Renewable Energy in Power Systems*. Chichester: John Wiley & Sons.

Fritz, Andreas. 2012. *European Electricity and Interrelated Futures Markets: A cointegrated Vector Autoregressive Analysis*. EWL Working paper 05/12. University of Duisburg-Essen. Dostopno prek: http://www.ewl.wiwi.uni-due.de/fileadmin/fileupload/BWL-ENERGIE/Arbeitspapiere/RePEc/pdf/wp1205_EuropeanElectricityAndInterrelatedFuturesMarketsACointegratedVectorAutoregressiveAnalysis.pdf (23 julij 2015).

German Energy Blog. 2013. Fraunhofer Study Reviews Increase of Negative Price Periods on German Electricity Market. *German Energy Blog*, 21. 8. 2013. Dostopno prek: <http://www.germanenergyblog.de/?p=13954> (5. junij 2015).

Hadsell, Lester, Hany A. Shawky. 2006. Electricity Price Volatility and the Marginal Cost of Congestion: An Empirical Study of Peak Hours on the NYISO Market, 2001-2004. *The Quarterly Journal of the IAEE's Energy Economics Education Foundation*. 27(2). IAEE.

Härdle, Wolfgang K., Stefan Trück. 2010. *The dynamics of hourly electricity prices*. Humboldt-Universität zu Berlin. SFB 649 Discussion Paper 2010-013. Dostopno prek: <http://sfb649.wiwi.hu-berlin.de/papers/pdf/SFB649DP2010-013.pdf> (28 julij 2015).

Hrovatin, Nevenka. 2013. *Temelji mikroekonomije*. Druga dopolnjena in popravljena izdaja. Učbeniki Ekonomske fakultete. Ljubljana : Ekonomska fakulteta.

Hamilton, James D. 1994. *Time series analysis*. Princeton : Princeton University Press.

Huisman, Ronald, C. Huurman, Ronald Mahieu. 2007. Hourly electricity prices in day-ahead markets. *Energy Economics*. 29(2). Dostopno prek: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=918050 (28 julij 2015).

Huisman, Ronald, Mehtap Kilic. 2013. A history of European electricity day-ahead prices. *Applied Economics*. 45(18).

Hull, John C. 2003. *Options, futures and other derivatives. Fifth edition*. New Jersey: Pearson Education.

Jameson, Rob, ur. 1999. *Energy modelling and the management of uncertainty*. London : Risk Books.

Jensen, Kenneth. 2015. *CRISP-DM process diagram*. Dostopno prek: https://commons.wikimedia.org/wiki/File%3ACRISP-DM_Process_Diagram.png (25. avgust 2015).

KEMA. 2005. *Review of European Electricity Prices*. KEMA Consulting GmbH on behalf of Eurelectric. November 2005. Dostopno prek: www.eurelectric.org/Download/Download.aspx?DocumentFileID=38520 (26. april 2015).

Kirschen, Daniel S., Goran Štrbac, Pariya Cumperayotin Dilemar de Paiva Mendes. 2000. Factoring the Elasticity of Demand in Electricity Prices. *IEEE Transactions on Power Systems*. 15(2).

Košmelj, Blaženka, Franc Arh, Franc Doberšek, Alojzija Urbanc, Anuška Ferligoj, Matjaž Omladič. 2002. *Statistični terminološki slovar*. Razširjena izdaja z dodanim slovarjem ustreznikov v angleščini. Statistično društvo Slovenije. Študentska založba.

Lassource, Adeline. 2013. *European Energy Market Transparency Report – 2013 edition*. Florence School of Regulation, European University Institute, Florence. Dostopno prek: <http://fsr.eui.eu/Publications/RESEARCHREPORT/Energy/2013/ETARreport2013.aspx> (23. marec 2015).

Lucia, Julio J. in Hipolit Torro. 2011. On the risk premium in Nordic electricity futures prices. *International Review of Economics and Finance*. 20(4).

Martinez Alvarez, Francisco. 2010. *Advanced Time Series Forecasting Using Data Mining Techniques. Intelligent Analysis to Mine Temporal Data*. Saarbrücken : LAP LAMBERT Academic Publishing.

Mayer, Johannes. 2014. *Electricity Production and Spot-Prices in Germany 2014*. Fraunhofer ISE. 31.12.2014. Dostopno prek: <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc-/electricity-spot-prices-and-production-data-in-germany-2014.pdf> (25. april 2015).

Montel. 2015. *Spletna stran Montel.no*. Dostopno prek (potrebna naročnina): <http://www.montel.no> (21. april 2015).

Moreno, Blanca in Ana Jesus Lopez. 2011. The Impact of Renewable Energies and Electric Market Liberalization on Electrical Prices in the European Union. An Econometric Panel Data Model. *BIONATURE 2011. The Second International Conference on Bioenvironment, Biodiversity and Renewable Energies*. Dostopno prek: http://www.thinkmind.org/download.php?articleid=bionature_2011_2_40_60145 (4. maj 2015).

Mountain, Bruce. 2013. Market Power and Generation from Renewables: the Case of Wind in the South Australian Electricity Market. *Economics of Energy & Environmental Policy*. 2(1). IAEE : Cleveland.

Nogales, Francisco J., Javier Contreras, Antonio J. Conejo in Rosario Espinola. 2002. Forecasting next-day electricity prices by time series models. *IEEE Transactions on Power Systems*. 17(2).

OECD. 2015. *Spletna stran OECD Factbook 2014: Economic, Environmental and Social Statistics*. Dostopno prek: http://www.oecd-ilibrary.org/economics/oecd-factbook_18147364 (17. april 2015).

Petrovich, Beatice. 2014. *European gas hubs price convergence: barriers to convergence?* OIES Paper. NG 91. Oxford Institute for Energy Studies. Dostopno prek:

<https://www.oxfordenergy.org/2014/09/european-gas-hubs-price-correlation-barriers-to-convergence> (10. julij 2015).

Pilipovic, Dragana. 2007. *Energy Risk. Valuing and Managing Energy Derivatives*. 2nd revised edition. McGraw Hill : New York.

Quinlan, J. R. 1992. Learning with continuous cases. *Proceedings AI'92*. Adams & Sterling. Singapore : World Scientific. Dostopno prek: https://www.researchgate.net/publication/2627892_Learning_With_Continuous_Classes (20. avgust 2015).

Rajer, Borut. 2002. *Modeliranje cene električne energije na primeru trga »Nord Pool«*. Diplomsko delo. Ljubljana : Ekonomska fakulteta.

Raviv, Eran, Kees E. Bouwman in Dick J. C. Van Dijk. 2013. *Forecasting Day-Ahead Electricity Prices: Utilizing Hourly Prices*. Tinbergen Institute Discussion Paper 13-068/III. Dostopno prek: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2266312 (18 maj 2015).

Renou-Maissant, Patricia. 2012. Toward the integration of european natural gas markets: a time-varying approach. *Energy Policy*. 51(0): 779–790. Dostopno prek: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.027> (21. julij 2015).

Robinson, Terry. 2007. The convergence of electricity prices in Europe. *Applied Economics Letters*. 14(7).

Sabadus, Aura. 2015. *Turkish firms baffled by electricity price spike following bourse liquidity surge*. ICIS. Dostopno prek: <http://www.icis.com/resources/news/2015/06/15/9894926/turkish-firms-baffled-by-electricity-price-spike-following-bourse-liquidity-surge/> (4. julij 2015).

Skantze, Petter L. in Marija D. Ilic. 2001. *Valuation, hedging and speculation in competitive electricity markets – a fundamental approach*. Boston : Kluwer Academic Publishers.

Shahidehpour, Mohammad, Hatim Yamin in Zuyi Li. 2002. *Market operations in electric power systems – forecasting, scheduling, and risk management*. New York : John Wiley & Sons.

CIGRE-CIRED. Slovensko društvo elektroenergetikov. 2003. *Slovar strokovnih izrazov za trg z električno energijo z razlagami v slovenskem in angleškem jeziku*. Ljubljana. Dostopno prek: http://www.cigre-cired.si/Images/files/Slovar_strokovnih_izrazov_za_trg_z_elektricno_energijo_2003.pdf (2. junij 2015).

Srednjeročni program statističnih raziskovanj za 2013–2017 (Uradni list RS, št. 79/12) Dostopno prek: <http://www.uradni-list.si/1/content?id=110180> (6. april 2015).

Statistični urad Republike Slovenije. 2015. *Spletna stran Statističnega urada Republike Slovenije*. Dostopno prek: <http://www.stat.si> (6. april 2015).

Stern, Jonathan P., ur. 2012. *The pricing of internationally traded gas*. The Oxford Institute for Energy Studies. Oxford : Oxford University Press.

Stoft, Steven. 2006. *Power system economics – designing markets for electricity*. New York : John Wiley & Sons.

Streimikiene, Dalia, Jurgita Bruneckiene in Akvile Cibinskiene. 2013. The Review of Electricity Market Liberalization Impacts on Electricity Prices. *Transformations in Business & Economics*. 12(3).

Šavli, Andraž, Borut Rajer, Tomaž Lajovic in Miloš Pantoš. 2008. Implicitne dražbe – spajanje trgov z združeno borzo in bilateralnim trgov. *Elektrotehniški vestnik* .75(4): 196-204. Dostopno prek: <http://www.dlib.si/details/URN:NBN:SI:DOC-YVN1C56G> (21. julij 2015).

Thoenes, Stefan. 2014. Understanding the Determinants of Electricity Prices and the Impact of the German Nuclear Moratorium in 2011. *The Energy Journal*. 35(4). IAEE.

Tsay, Ruey S. 2001. *Analysis of financial time series*. New York : John Wiley & Sons.

UEA. 2015. *Spletna stran University of East Anglia – Machine learning and statistics group*. Dostopno prek: <https://www.uea.ac.uk/computing/tsc> (10. julij 2015).

Uredba Komisije (EU) št. 543/2013 z dne 14. junija 2013 o predložitvi in objavi podatkov na trgih z električno energijo ter spremembi Priloge I k Uredbi (ES) št. 714/2009 Evropskega parlamenta in Sveta (UL L 163, 15.6.2013, str. 1–12) Dostopno prek: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/SL/TXT/?qid=1427228150488&uri=CELEX:32013R0543> (24. marec 2015).

Uredba (EU) št. 1227/2011 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 25. oktobra 2011 o celovitosti in preglednosti veleprodajnega energetskega trga (UL L 326, 8.12.2011, str. 1–16) Dostopno prek: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/SL/TXT/?qid=1427228346959&uri=CELEX:32011R1227> (24. marec 2015).

Verbeek, Marno. 2004. *A guide to modern econometrics*. 2nd Edition. New York : John Wiley & Sons.

Verbund. 2015. *Decision on Thermal Power Plant Portfolio*. Verbund. Dostopno prek: <http://www.verbund.com/cc/en/news-media/news/2014/05/14/entscheidung-thermisches-kraftwerksportfolio> (6 avgust 2015).

Witten, Ian H., Frank Eibe, Mark A. Hall in Geoffrey Holmes. 2011. *Data Mining: Practical Machine Learning Tools and Techniques*. 3rd edition. San Francisco: Morgan Kaufmann.

Weron, Rafal. 2006. *Modeling and forecasting electricity loads and prices – a statistical approach*. Chichester : John Wiley & Sons.

Weron, Rafal. 2014. Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. *International Journal of Forecasting*. 30 (2014) 1030-1081. International Institute of Forecasters. Dostopno prek: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijforecast.2014.08.008> (5. junij 2015).

Zachmann, Georg. 2008. Electricity Wholesale Market Prices in Europe: Convergence? *Energy Economics*. 30(4). Dostopno prek: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2007.07.002> (22. Julij 2015).

PRILOGA: METODOLOŠKE OPOMBE

Statistične obdelave v tem delu so bile izvedene z uporabo naslednjih programskih orodij: MS Excel, SPSS v20, EViews 5, Weka 3.6.12 in R 3.0.2. Podrobnosti so podane v nadaljevanju.

Poglavje 6.1: Primer analize periodične komponente je bil izveden s programom EViews.

Poglavje 6.2: Modeli ARIMA, ARIMAX ter eksponentno glajenje so bili ocenjeni s programom EViews, model regresijskega drevesa pa s programom WEKA 3.6.12.

Poglavje 6.4: Ocena markovskega »regime switching« modela je bila izvedena s programom R ter uporabo namenske knjižnice MSwM. Podrobnosti o knjižnici so dostopne tu: <https://cran.r-project.org/web/packages/MSwM/index.html>

Poglavje 7.2: Avtoregresijski model je bil ocenjen z uporabo programa EViews, metoda razvrščanja v skupinice pa izvedena s programom SPSS.