Liberalizacija tržišta električne energije u Srbiji i perspektive razvoja jedinstvene berze električne enegije Jugoistočne Evrope (SEEPEX)

By Tatjana Latas

WORD COUNT	65232	TIME SUBMITTED	15-OCT-2021 03:16PM
		PAPER ID	77748745

UNIVERZITET SINGIDUNUM
BEOGRAD
DEPARTMAN ZA POSLEDIPLOMSKE STUDIJE

DOKTORSKA DISERTACIJA

Tema:

Liberalizacija tržišta električne energije u Srbiji i perspektive razvoja jedinstvene berze električne enegije Jugoistočne Evrope (SEEPEX)

Mentor: **Prof. dr. Zoran Jeremić**

Student: **Tatjana Latas**

Broj indeksa: **450186/2010**

Beograd, 2021.

SADRŽAJ

1. UVOD 3

2. ENERGETSKA TRŽIŠTA 12

2.1 ENERGETSKA TRŽIŠTA VS FINANSIJSKA TRŽIŠTA 13
2.2 IZVORI ENERGIJE 16
2.2.1 Nafta 18
2.2.2 Ugalj 19
2.2.3 Prirodni gas 20
2.2.4 Električna energija 21
2.2.5 Obnovljivi izvori 23
2.2.6 Nuklearna energija 26
2.2.7 Hidroenergija 27
2.3 EMISIJE 27
2.4 SPECIFIČNOSTI ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA I TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE 30
2.4.1 Specifičnosti električne energije kao robe 30
2.4.2 Struktura i determinante elektroenergetskog sektora 33
2.4.3 Specifičnosti tržišta električne energije 37
2.4.4 Cena električne energije 39
2.5 REFORME NA TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE 41

3. DEREGULACIJA TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE U EVROPSKOJ UNIJI 48

3.1 REGULATIVA EVROPSKE UNIJE ZA ELEKTRIČNU ENERGIJU 48
3.2.1 I energetski paket – Direktive iz 1996. godine 49
3.2.2 II energetski paket – Direktive iz 2003. godine 50
3.2.3 III energetski paket 55
3.2.4 Četvrti energetski paket – „Čista energija za sve Evropljane“ 59
3.2.5 Klimatski paket 63
3.2 REGULATORNI OKVIR SRBIJE 66

4. ELEKTROENERGETSKA TRŽIŠTA 70

4.1 MODELI ELEKTROENERGETSKIH TRŽIŠTA 75
4.2 UČESNICI NA TRŽIŠTU 77
4.3 VRSTE TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE 78
4.3.1 Najpoznatije berze električne energije u Evropi 80
4.4 FINANSIJSKI DERIVATI NA TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE 81
4.4.1 Forvard ugovori 83
4.4.2 Fjučers ugovori 84
4.4.3 Opcije 94
4.4.4 Svop ugovori 103
4.5 PREDUSLOVI ZA RAZVOJ DERIVATNOG TRŽIŠTA U SRBIJI 104

5. ENERGETSKA ZAJEDNICA 107

5.1 REGIONALNO (WB6) TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE 109
5.2 OSNOVNE KARAKTERISTIKE TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE U WB6 REGIONU 114
5.3 KARAKTERISTIKE NACIONALNIH TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE 122

5.3.1 Albanija 122
5.3.2 Severna Makedonija 127
5.3.3 Bosna i Hercegovina 132
5.3.4 Crna Gora 138
5.3.5 Kosovo* 143
5.3.6 Srbija 148

6. BERZE ELEKTRIČNE ENERGIJE 155

6.1 SPECIFIČNOST BERZE ELEKTRIČNE ENERGIJE 155
6.2 BERZE ELEKTRIČNE ENERGIJE U SUSEDSTVU 156
6.3 ORGANIZOVANO TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE U SRBIJI 163
6.3.1 Povezivanje tržišta kao ključ razvoja SEEPEX-a 170
6.4 POREĐENJE TRŽIŠTA AKCIJA NA BEOGRADSKOJ BERZI I SEEPEX-A 171
6.5 VOLATILNOST NA BERZAMA ELEKTRIČNE ENERGIJE 175
6.6 MODELOVANJE I PREDVIĐANJE VOLATILNOSTI NA SEEPEX-U 177

7. ZAKLJUČAK 192

LITERATURA 195

POPIS TABELA: 204

POPIS SLIKA 205

1. UVOD

Proces globalizacije na svetskim tržištima za elektroenergetske sisteme prvenstveno znači restrukturiranje i liberalizaciju elektroenergetskog tržišta. Srbija je uključena u taj proces u sklopu promena koje se dešavaju u elektroenergetskom sektoru u regionu, odnosno u Evropskoj uniji. U sklopu ovih promena, početkom 2016. godine počela je da radi srpska berza električne energije SEEPEX (South East European Power Exchange) u vlasništvu AD Elektromreža Srbije (EMS) i EPEX SPOT (European Power Exchange) koji ima vodeću ulogu u spajanju tržišta električne energije u Evropi. Radi se o spot tržištu pred čijim razvojem stoje mnoge prepreke, imajući u vidu specifičnost i složenost tržišta električne energije.

Rad na disertaciji se odvijao u periodu kada je u Srbiji osnovana berza električne energije SEEPEX, što je omogućilo da se od prvog dana prate i analiziraju performanse ovog mladog tržišta i da se pristupi proučavanju čitavog spektra tema koje se već odavno proučavaju na razvijenim tržištima.

Svako tržište, a pogotovo tržišta u nastajanju, pa i SEEPEX, odlikuje se niskom likvidnošću, visokom volatilnošću i brojnim rizicima usled kojih učesnici mogu pretrpeti gubitke. Ako se berzansko tržište uspešno razvija, njegove performanse se poboljšavaju, likvidnost raste, volatilnost se smanjuje a broj učesnika povećava. U protivnom berzansko tržište ostaje neefikasno: likvidnost je niska, rizici visoki, ne formira se referentna tržišna cena, broj učesnika na tržištu se smanjuje, berzansko tržište je neefikasno i ne vrši svoju funkciju.

Predmet istraživanja

U središtu istraživanja je SEEPEX i njegove performanse, ali je neophodno da to bude stavljeno u širi kontekst proučavanja otvorenosti i organizovanosti tržišta električne energije u Srbiji. Trebalo bi imati u vidu da je uvođenje konkurencije deo složenog reformskog procesa transformacije elektroenergetskog sektora, koji je započeo osamdesetih godina prošlog veka. Ovaj proces podrazumeva promenu organizacije elektroenergetskog sektora od vertikalno integrisanih monopolskih preduzeća u državnom vlasništvu, ka tržišno orijentisanim preduzećima, javnom regulisanju sektora i u nekim slučajevima privatizaciji. Proces liberalizacije tržišta električne energije doveo je do razvoja različitih strukturnih modela sa različitim stepenima konkurencije. U svakom od ovih modela prisutan je određeni tržišni mehanizam, koji obezbeđuje uvođenje

konkurencije na tržište električne energije. Specifičnost tržišta električne energije se ogleda u jedinstvenim fizičkim svojstvima električne energije koja značajno utiču na njegovo funkcionisanje. Proces određivanja cene električne energije na konkurentskom tržištu električne energije zahteva poznavanje načina formiranja ponude i tražnje za električnom energijom, te uticaja potrošača, trgovaca i proizvođača električne energije na ponudu i tražnju. Trgovina električnom energijom je kompleksan proces koji obuhvata u osnovi smanjenje rizika. Finansijske institucije su razradile nove proizvode, uvođenjem finansijskih instrumenata koji predstavljaju izvedene finansijske instrumente, odnosno derivate (forvardi, fjučersi, opcije, svopovi), koji se u nešto složenijim oblicima koriste na tržištima električne energije. Berza električne energije SEEPEX bi trebalo da podrži razvoj konkurentskog i transparentnog tržišta, kao i da poveća obim trgovine električnom energijom kako u Srbiji, tako i u regionu. Berza bi trebalo da da referentnu cenu električne energije i jasan signal investitorima. U okviru disertacije istražuje se suština u funkcionisanju elektroenergetskog sektora, reformski procesi u tom sektoru, osnovni mehanizmi tržišta električne energije, formiranje cena, trgovina i finansiranje i uloga finansijskih derivata u uslovima većeg stepena konkurentnosti (otvorenosti) na tržištu električne energije, kao i perspektive razvoja regionalne berze.

Predmet istraživanja disertacije je proučavanje svih faktora koji utiču na razvoj mladog tržišta električne energije, a pre svega razvoja SEEPEX-a kao moderne regionalne berze električne energije. Budući da su sva energetska tržišta povezana, rad se bavi proučavanjem berze električne energije kao dela ukupnog finansijskog tržišta na kojem treba razvijati upotrebu finansijskih instrumenata kao što su derivati, pre svega opcije i fjučersi. Električna energija kao predmet trgovanja na berzi proučava se prevashodno iz ugla razvoja ekonomskih kategorija finansijskog tržišta, kao što su performanse trgovanja, formiranje referentne cene, likvidnost, volatilnost tržišta.

Uvođenjem nove tržišne filozofije, odnosno promenom tržišne logike, od one usmerene na minimiziranje troškova proizvodnje električne energije (glavni cilj kompanija u državnom vlasništvu) na težnju ka što većem profitu (preduzeća počinju da razmišljaju tržišno), menja se i raspodela rizika, pa se sada rizik raspodeljuje među svim tržišnim učesnicima podjednako. Cena električne energije počinje varirati ne samo tokom dana, nego zavisi i od godišnjeg doba i atmosferskih prilika. Sposobnost što boljeg predviđanja stanja na tržištu u budućem periodu od presudne je važnosti za tržišne učesnike, od predviđanja volatilnosti tržišta, do predviđanja

promene cena i primene modela smanjenja rizika. Uz energetski i tehničku, veoma važan postaje i tržišni, ekonomski aspekt, koji je predmet proučavanja u ovom radu.

U radu se elektroenergetska tržišta posmatraju prevashodno kao deo energetskih tržišta, koja su, opet, visokointegrisana sa celokupnim finansijskim tržištem. Stoga se znanja o funkcionisanju finansijskih tržišta u velikoj meri mogu primeniti na tržišta električne energije, naravno u ekonomskim, a ne u tehnološkim aspektima. To se najviše odnosi na berze električne energije za koje je u radu pokazano da posluju na sličnim principima kao i ostale robne energetske berze, pa i finansijske berze. U radu je, stoga, korišćena komparacija novijeg razvoja Beogradske berze kao finansijske berze, sa SEEPEX-om kao znatno mlađom berzom i učinjen je pokušaj da se neka iskustva razvoja Beogradske berze iskoriste za budući razvoj SEEPEX-a.

Cilj istraživanja

Ovim istraživanjem se želi analizirati stepen efektivnosti, efikasnosti, pouzdanosti i rizika postojećeg tržišnog sistema električne energije u uslovima demonopolizacije i reformskih procesa liberalizacije tržišta električne energije koje za cilj imaju jačanje slobodne konkurencije. Liberalizacija elektroenergetskog sektora otvara veliki broj pitanja vezanih za efikasnost novih modela organizovanja koji treba da dovedu do formiranja tržišta koje će voditi ka formiranju realne cene električne energije.

U okviru tog šireg konteksta u središtu istraživanja je proučavanje i analiza performansi SEEPEX-a, kao mlade berze koja je u početnoj fazi razvoja, ali koja bi trebalo, prema osnovnoj hipotezi rada, bitno da doprinese većoj efikasnosti korišćenja resursa, formiranju referentne tržišne cene i mogućnosti boljeg upravljanja rizikom. Takav doprinos ova mlada, novoosnovana berza može dati samo ukoliko se kvalitetno razvija u svim segmentima koji su pretpostavka uspešnog razvoja ovakvog tipa berze, te se, stoga, u radu istražuju procesi koji su pretpostavka tog potencijalno uspešnog razvoja, kao što su: uspeh u povezivanju sa drugim tržištima, transparentnost poslovanja, razvoj novih, naprednih finansijskih instrumenata, pre svega derivata, koreliranost tržišne cene električne energije sa cenama drugih energetskih tržišta, razvoj modela koji bi omogućili predviđanje kretanja volatilnosti tržišta. Uspeh na ovim segmentima omogućio bi stalno poboljšanje performansi ove berze: rast obima prometa, rast likvidnosti tržišta, rast učešća trgovanja na berzi u ukupnom obimu prometa električne energije u zemlji, formiranje referentne tržišne cene kao osnove za upravljanje rizikom, razvoj finansijskih derivata koji bi omogućili

hedžing rizika. Na bazi proučavanja navedenih segmenata bilo bi moguće dati i određene preporuke koje bi doprinele daljem razvoju ukupnog elektroenergetskog sistema, a pre svega SEEPEX-a.

Na kraju istraživanja dat je model predviđanja volatilnosti i kretanja cena na tržištu, uz sva ograničenja koja postoje usled relativno kratkog vremenskog perioda poslovanja ove berze i još uvek relativno niskog obima trgovanja i niske likvidnosti tržišta. Uspešan razvoj performansi SEEPEX-a znači rast interesovanja svih tržišnih učesnika za ovo tržište, što samo po sebi daje pozitivan impuls njegovom daljem razvoju, omogućava razvoj finansijskih derivata i privlači druge učesnike iz regiona i Evrope da dođu na ovo regionalno tržište. Time se trajno rešava problem nedovoljnog prometa i niske likvidnosti, koji nije rešen na drugoj berzi u Srbiji, na finansijskoj berzi, Beogradskoj berzi, o čemu se u radu daje komparativna analiza.

Za razvoj tržišta električne energije mogu se primeniti iskustva i znanja sa robnih berzi, finansijskih berzi i sa celokupnog finansijskog tržišta. Stoga se tržište električne energije i SEEPEX kao njegovo središte proučavaju iz ugla robnih berzi i finansijskih tržišta sa ciljem da se postulati i modeli koji se primenjuju na drugim finansijskim tržištima iskoriste u razvoju SEEPEX-a, kao i za ekstrapolaciju trendova koji će se pojaviti u budućnosti tokom predstojećih faza razvoja tržišta električne energije. Cilj je, dakle, da se primenom tih iskustava doprinese bržem i kvalitetnijem razvoju ukupnog tržišta električne energije u Srbiji, kao i da se razradi i predloži razvoj finansijskih derivata i drugih finansijskih instrumenata koji će taj razvoj ubrzati.

U radu se daju i iskustva drugih država u primeni Direktiva Evropske unije o tržištu električne energije, čime se želi ukazati na stepen efektivnosti i efikasnosti, pouzdanosti i rizika u procesima liberalizacije tržišta električne energije u Jugoistočnoj Evropi i Evropskoj uniji, sa ciljem da se ta iskustva iskoriste za razvoj tržišta u Srbiji.

Provera teoretskog metoda i iskustva država koje primenjuju Direktive Evropske unije obuhvata principe tržišnog poslovanja električnom energijom uz razradu različitih kriterijuma i instrumenata kako bi se stepen određenih rizika vezanih za proizvodnju, distribuciju i prodaju za određeni prostor i vreme sveo na minimum, a kvalitet ukupnog posla ostvarivao dugoročno i kratkoročno za celinu i delove.

Hipoteze:

Opšta hipoteza

- Osnivanjem Berze električne energije SEEPEX, Beograd, početkom 2016. godine, proces liberalizacije elektroenergetskog tržišta i uvođenja tržišnih kriterijuma u elektroprivredi Srbije ušao je u višu fazu razvoja koja treba da doprinese većoj efikasnosti korišćenja resursa, formiranju referentne tržišne cene i mogućnosti boljeg upravljanja rizikom, te su stoga za njegov uspešan razvoj zainteresovani svi učesnici na tržištu. Pri tome je osnovna hipoteza da se SEEPEX može efikasno razvijati jedino kroz uspešno spajanje sa regionalnim i evropskim energetskim tržištem EEX, uz harmonizovanje regulative i tržišnih pravila.

Pojedinačne hipoteze:

- SEEPEX može koristiti različite finansijske instrumente i alate koji se koriste na finansijskim tržištima u cilju poboljšanja upravljanja rizikom. U tom cilju moguće je korišćenje i razvoj finansijskih derivata, kao i primena modela predviđanja volatilnosti cena koji se koriste na drugim finansijskim tržištima. Pri tome je neophodno imati u vidu specifičnosti električne energije kao predmeta trgovanja u odnosu na predmete trgovanja na robnim i finansijskim berzama.
- SEEPEX može koristiti različite alate koji se koriste na finansijskim tržištima u cilju poboljšanja upravljanja rizikom. U tom cilju moguće je korišćenje i primena modela predviđanja volatilnosti cena koji se koriste na drugim finansijskim tržištima, pa se stoga u radu konstruiše i testira takav model.
- SEEPEX može koristiti iskustva u razvoju Beogradske berze kao finansijske berze, budući da posluje u istom privredno sistemskom okruženju i na istim berzanskim principima.
- **Pomoćna hipoteza** prethodne hipoteze je da SEEPEX treba da iskoristi tehnološku povezanost i standardizovanost predmeta trgovanja, kao i mogućnost uključenja u sistem kliringa i saldiranja i tako ostvari prednost u razvoju, za razliku od finansijskih berzi u regionu, kojima je to znatno teže usled različitih valuta i neharmonizovane regulative.

Navedenim hipotezama postavljen je plan i okvir istraživanja, sa ciljem da se dokaže ili opovrgne svaka od njih. Potvrđivanje postavljenih hipoteza značilo bi da je razvoj SEEPEX-a u

analiziranom periodu uspešan, a ukoliko hipoteze nisu potvrđene ili to nije neka od njih to bi značilo da je razvoj limitiran u manjoj ili većoj meri.

Posebnu pogodnost za ovakvo istraživanje čini mogućnost praćenja pojedinačnih performansi novoosnovane berze električne energije od prvog dana trgovanja početkom 2016. godine, što omogućava praćenje razvoja ovog tržišta, rasta likvidnosti, obima trgovanja i udela tržišta na kojem se slobodno formiraju cene u odnosu na ukupan promet električne energije kao i promene u volatilnosti cena kao ključnog faktora tržišnog rizika.

Provera opšte i pojedinačnih hipoteza se odnosi na sistemske i društvene varijable koje utiču na kreiranje kratkoročne i dugoročne efikasnosti i efektivnosti tržišta i njihovu međusobnu povezanost i zavisnost. To su u osnovi alternative utvrđenih ciljeva (činjenica) koje treba efikasno realizovati posmatrajući proces istraživanja u okviru njega:

- fokus (tržište električne energije – liberalizacija i finansijsko tržište – dinamičnost; okvir direktnog uticaja i proizvodnja – raznovrsnost i potrošnja – složenost; okvir posrednog uticaja),
- prioritet (tehnološki sistemi – stabilnost, regionalizam – sigurnost, ekonomski sistemi – realnost cena, finansijski sistemi – rentabilnost) i
- rezultat (tehnološki i ekonomski kvalitet izražen kroz efektivnost i efikasnost – dugoročno / kratkoročno).

Dugoročnu efektivnost posmatramo kao nestrukturirani proces (dugoročan), pri čemu je bitan rezultat (ekonomski, tehnološki, tehnički …) o kome moramo razmišljati globalno i raditi brzo.

Dugoročna efikasnost predstavlja pokazatelj u okviru koga se proces posmatra kao nestrukturiran, a prioritet je proces koji se posmatra globalno, a radi se sporo (integracije, reorganizacije, reinženjering, itd.).

Kratkoročna efektivnost zahteva postizanje rezultata u okviru koga se posmatra strukturiran proces stvaranja, pažnja se usmerava na lokalno, a zahteva se brzo reagovanje.

Kratkoročna efikasnost predstavlja pokazatelj uređenosti sistema. Odnosi se na strukturiran proces stvaranja rezultata u okviru koga se proces posmatra lokalno, a radi se sporo.

Metodologija

Pri istraživanju razvoja SEEPEX-a korišćena je komparacija sa drugim energetskim berzama, kako regionalnim koje su u fazi razvoja, tako i razvijenim, pri čemu su korišćene raspoložive baze podataka o performansama trgovanja na tim berzama.

Poseban aspekt komparacije kao metoda dolaska do zaključaka i predviđanja vezanih za dalji razvoj SEEPEX-a je komparativni metod poređenja SEEPEX-a kao vrste robne berze sa Beogradskom berzom kao finansijskom berzom u Srbiji, s obzirom na to da je isti privredno sistemski ambijent i da su berzanski principi identični, samo je predmet trgovanja različit. SEEPEX kao berza električne energije ima veći potencijal za razvoj od Beogradske berze i za uspostavljanje likvidnijeg i efikasnijeg tržišta, pre svega zbog predmeta trgovanja i zbog integrisanosti sa regionalnim i evropskim berzama električne energije, što je pre svega rezultat tehničko tehnološke povezanosti elektroprivreda različitih zemalja, dok je Beogradska berza fragmentirana, a povezivanje na nivou regiona je složeno i teško sprovodivo.

Poseban značaj ima činjenica da je kreirana baza podataka koja obuhvata kompletne podatke od prvog dana trgovanja u 2016. godini do kraja 2019. godine i u nekim delovima istraživanja do kraja 2020. godine, čime se omogućava egzaktno praćenje i analiziranje performansi mlade robne berze električne energije.

U okviru statističkih modela zasnovanih na linearnoj regresiji testirani su modeli ARMA (auto regressive moving average) sa ciljem modelovanja i predviđanja kretanja cena električne energije na berzi. Drugi model GARCH (Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity) testiran je sa ciljem predviđanja i modeliranja volatilnosti cena. Pri empirijskim istraživanjima vezanim za volatilnost tržišta i kretanje cena korišćen je uglavnom statistički i ekonometrijski softver „Stata 13“.

Ograničenja

Postoje brojna ograničenja koja su uzeta u obzir u procesu istraživačkog rada. Prvo ograničenje se odnosi na Srbiju, lokalno tržište električne energije i regulativu koja se usaglašava sa regulativom u Evropskoj uniji. U Srbiji još uvek nije završena strukturna transformacija elektroenergetskog sistema. Zahtev za jasnim razgraničenjem strukture organizacionih delova proizilazi iz ekonomskog, racionalnog pristupa ekonomskim procesima.

Drugo ograničenje se odnosi na nerazvijenost tržišta i institucija, kao i kompanija koje se pojavljuju na tržištu.

Treće ograničenje se odnosi na nerazvijenost finansijskog tržišta i nepostojanje finansijskih instrumenata, pre svega derivata, kao što su opcije, fjučersi, forvardi. Uključivanje ovih instrumenata bi doprinelo razvoju tržišta električne energije i smanjilo rizike na tom tržištu, kao što je to uostalom slučaj u razvijenim ekonomijama. Nerazvijenost finansijskih derivata znači i nedovoljno poznavanje ovih instrumenata za njihovo korišćenje na tržištu električne energije.

Sadržaj disertacije

Disertacija se sastoji od uvoda, pet logičkih i povezanih celina i zaključka.

U prvom, odnosno uvodnom delu, obrazložen je problem, predmet istraživanja i korišćene metode, hipoteze i ciljevi istraživanja.

U drugom delu obrađuju se osnovni pojmovi u vezi sa energetskim tržištima. Ovo poglavlje daje osvrt na osnovne učesnike na energetskom tržištu, njegove jedinstvene karakteristike, kao i na specifičnosti elektroenergetskog sistema i tržišta električne energije. Takođe, u ovom poglavlju dat je osvrt na tok reformi tržišta električne energije u svetu.

U trećem delu predstavljeni su energetski paketi doneti od strane EU u procesu liberalizacije tržišta. U ovom poglavlju su prikazane izmene pravnog okvira Srbije u procesu usaglašavanja sa propisima i zahtevima regulative energetske zajednice.

Četvrti deo se bavi modelima trgovanja električnom energijom, gde su razrađeni modeli i načini trgovanja, kao i tržišta u zavisnosti od načina i roka isporuke i načina trgovanja. Poseban akcenat je stavljen na savremene finansijske instrumente, koji se na energetskom tržištu pojavljuju kao sredstvo zaštite od rizika, kao što su opcije, forvardi, fjučersi i svop ugovori.

U petom delu predstavljena je energetska zajednica, sa posebnim osvrtom na zemlje Zapadnog Balkana (WB6 region). Predstavljene su osnovne karakteristike nacionalnih tržišta zemalja Zapadnog Balkana, kao i napredak u regionalnim integracijama.

U šestom delu akcenat je na organizovanom tržištu električne energije, dat je pregled organizovanih tržišta u susedstvu, prikazana komparacija finansijske i berze električne energije u Srbiji i posebno je razmatrana volatilnost na organizovanom tržištu električne energije u okviru kojeg je urađeno istraživanje u vezi sa kratkoročnim prognozama volatilnosti na SEEPEX tržištu.

U okviru sedmog dela, odnosno zaključka, istaknuti su rezultati koji potvrđuju ili osporavaju hipoteze kao i preporuke za dalji razvoj berze proistekle iz istraživanja.

Na kraju rada, shodno metodologiji naučnog rada, dat je popis tabela i slika i korišćena literatura.

2. ENERGETSKA TRŽIŠTA

Jedinstveno tržište energije ne postoji, postoje energetska tržišta za pojedini energent ili oblik energije, sa vrlo heterogenom mrežom proizvođača i još heterogenijom mrežom potrošača. Energetska tržišta su po svojoj suštini zbir povezanih biznisa, fokusiranih na isporuku energije potrošačima, koja se kreću oko traženja novih rezervi goriva, izgradnje proizvodnih kapaciteta i prenosnih sistema.

Energetska tržišta predstavljaju specifičan i kompleksan segment tržišta u kojem se uravnotežuju i globalizuju odnosi između ponude i tražnje više vrsta energije, na osnovu čega se formiraju realne i prosečne cene energije odnosno energenata (Žuvela, 1999).

Kompleksnost trgovanja energijom zasnovana je na njenim fizičkim karakteristikama, odnosno na činjenici da se ona teško transportuje i skladišti. Kao posledica problema sa transportom i skladištenjem javlja se podela energetskog tržišta na dva dela: tržišta koja vode računa o dnevnoj aktivnosti (spot tržište) i posebna tržišta koja vode računa o očekivanjima u budućnosti (forvard tržište). Za razliku od tržišta akcija ili obveznica, energetska spot i forvard tržišta nisu blisko povezana iz razloga što na primer nije moguće kupiti električnu energiju u jednom momentu, uskladištiti je i prodati kada naiđe za to povoljan momenat.

Energetska ponuda je opredeljena izgrađenim energetskim kapacitetima. Karakteriše je sporost prilagođavanja zahtevima rastuće tražnje za energijom zbog potrebe osiguranja velikih investicija i relativno dugog roka izgradnje novih energetskih kapaciteta; zastupljenost i komplementarnost više oblika proizvedene energije različite energetske i upotrebne vrednosti i različitih cena; istovremena konkurencija između dobavljača pojedinih oblika energije i monopolski položaj velikih energetskih preduzeća; sve veća i brža primena novih tehnologija i inovacija u proizvodnji pojedinih oblika energije; znatna sporost u preorijentaciji energetske opreme za potrebe novih energetskih izvora i slična tromost u preinaci uređaja za konačnu potrošnju energije, te velika raznolikost tipova i marki energetske opreme i potrošačkih uređaja, što nameće potrebu njihove standardizacije (Žuvela, 1999).

Energetska tražnja odražava ukupne potrebe za energijom koje su potrošači (industrija, transport, domaćinstva i ostali) spremni da kupe pri određenim cenama istog dobra. Tražnja, odnosno ukupna potrošnja primarne energije se u periodu 2000–2019. godine povećala za 45%, dok se procenjuje da se čak 16 puta povećala u odnosu na 1900. godinu (IEA, 2021). U razvijenim

zemljama mnogo je veća ukupna potrošnja po stanovniku nego u manje razvijenim ili nerazvijenim zemljama (npr. potrošnja primarne energije je u SAD 265,2 GJ po stanovniku, dok je u istočnoj i srednjoj Africi ispod 5 GJ po stanovniku (BP, 2021)). Razlike u tražnji energije nastaju pre svega zbog nejednakog stepena privrednog razvoja, različitih klimatskih uslova i cene, kao i zbog različitih oblika državne intervencije u energetskom sektoru.

Energetsku tražnju karakteriše različito učešće pojedinih vrsta energije (uglja, nafte, prirodnog gasa, hidroenergije, nuklearne i obnovljive energije), dnevne i godišnje fluktuacije energetske potrošnje (uslovljene raznim činiocima: ekonomski razvoj, klimatske promene …), mogućnost upotrebe i prelaza na druge oblike energije.

Pored ponude i tražnje, dimenziju energetskih tržišta određuju i mogućnost transporta i troškovi transporta. Tržište nafte ima međunarodnu dimenziju, dok su tržišta gasa, električne i toplotne energije uslovljeni prenosnom infrastrukturom.

Na formiranje cena energije, osim ponude i tražnje, utiču razni faktori kao što su tehnološki razvoj, izgradnja transportne i prenosne mreže, cene drugih energenata, opšta ekonomska konjuktura ali i brojni neenergetski razlozi kao što su uticaj države iz političkih, ekonomskih i socijalnih razloga, terorizam, ratovi, prirodne katastrofe i špekulacije.

Energetsko tržište je usko povezano sa ekonomskim razvojem. U slučaju ekonomske ekspanzije povećava se energetska potražnja i ponuda energije, dok se u vreme recesije energetsko tržište sužava, usled pada tražnje za energijom. Iako energetsko tržište ima direktan uticaj na svaki deo ekonomije, s obzirom na to da utiče na proizvodne troškove i omogućava nesmetanu proizvodnju, važniji je uticaj ekonomije na energetsko tržište opredeljujući njegovu veličinu i osiguravajući potrebna sredstva za investicije u njegov razvoj.

2.1 Energetska tržišta naspram finansijskih tržišta

Energetska tržišta su relativno mlada tržišta, koja se značajno razlikuju od finansijskih razvijenih tržišta. Uporedni prikaz finansijskih i energetskih tržišta predstavljen je u tabeli 1.

Tabela 1: Uporedni prikaz karakteristika finansijskih i energetskih tržišta

Karakteristike:	**Finansijska tržišta**	**Energetska tržišta**
Razvijenost tržišta	Nekoliko dekada	Relativno novo
Osnovni cenovni faktori	Nekoliko jednostavnih	Mnogo, kompleksni
Uticaj ekonomskih ciklusa	Visok	Slab
Frekvencija događaja	Niska	Visoka
Uticaj skladištenja i isporuke (prinos od držanja)	Ne postoji	Značajan
Korelacija između kratkoročne i dugoročne cene	Visoka	Niska
Sezonalnost	Ne postoji	Ključna za električnu energiju i gas
Regulacija	Slaba	Varira od niske do visoke
Likvidnost tržišta	Visoka	Slabija
Centralizacija tržišta	Centralizovano	Decentralizovana
Kompleksnost derivata	Uglavnom jednostavni	Relativno kompleksni

Izvor: Pilipovic, D., 2007., Energy Risk: Valuing and Modeling Energy Derivatives

Energetska tržišta su uslovno govoreći mlada tržišta koja se još uvek oblikuju, sa druge strane finansijska tržišta su zrela tržišta, sa vrlo malo nepoznanica.

Na finansijskom tržištu je relativno mali broj faktora koji utiču na cenu i relativno lako se prevode u kvantitativne cenovne modele. Sa druge strane, na energetskom tržištu veliki broj faktora ima uticaja na cenu, od mogućnosti skladištenja, transporta, vremenskih prilika, tehnološkog napretka pa do same eksploatacije i ponašanja krajnjih korisnika.

Vraćanje na prosek[1] predstavlja kritičnu razliku između energetskih i finansijskih tržišta, koji je u slučaju energetskih tržišta izuzetno izražen. Povrat na prosek kod energetskih dobara se javlja kao funkcija brzine reakcije ponude na događaje, odnosno koliko brzo ti događaji nestaju (npr.

[1] Vraćanje na prosek (mean reversion) – proces povratka tržišta na nivo ekvilibrijuma.

izuzetno niska temperatura je izazvala značajno povećanje cena gasa, cena se vraća u ekvilibrijum srazmerno rastu temperature na normalan nivo).

Na energetskom tržištu na funkciju ponude utiču dva faktora, koja se ne pojavljuju na tržištu kapitala: proizvodnja i skladištenje. Očekivane promene na strani proizvodnje u smislu tehnološkog napretka, zauzetosti kapaciteta, ponašanja troškova na dugi rok, imaju snažan uticaj na cene (npr. u slučaju hiperprodukcije električne energije i nedostatka tražnje, cene u određenom momentu mogu biti i negativne). Ograničena mogućnost skladištenja u slučaju sirove nafte, prirodnog gasa, kao i nemogućnost skladištenja toplotne i električne energije prouzrokuje daleko veću volatilnost spot cena nego što se može videti na finansijskim tržištima. Takođe, pored problema skladištenja, na cene na energetskom tržištu utiče i budući potencijal snabdevanja tržišta. Na energetskom tržištu kratkoročne cene reflektuju trenutno raspoloživu energiju, što rezultira izuzetno volatilnim spot cenama, dok dugoročne cene uključuju budući potencijal snabdevanja energijom.

Na strani tražnje se pojavljuju dva fenomena: prinos od držanja (convenience yield)[2] i sezonalnost, koji nemaju svoje paralele na finansijskim tržištima. Industrijski korisnici upravljaju tržišnom vrednošću prinosa od držanja, s obzirom na to da su oni spremni da plate premiju za obezbeđivanje energije, koja im omogućava neprekidno odvijanje proizvodnje. Premija koju su oni spremni da plate je u stvari prinos od držanja. Prinos od držanja je neto korist umanjena za trošak „čuvanja“ energije. Sezonalnost je značajnije izražena kod rezidencijalnih korisnika. Agregatna rezidencijalna tražnja kreira sezonalnost (Pilipovic, 2007, str. 30). Na primer lož ulje i/ili prirodni gas se koriste uglavnom u zimskom periodu za proizvodnju toplotne energije, pa cena tokom zime dostiže svoj maksimum.

Finansijska tržišta su razvijena, dobro regulisana i stabilna. Energetska tržišta se još uvek razvijaju u smislu standardizacije i kompleksnosti ugovora, ali s obzirom na to da se koriste primerima dobre prakse sa finansijskih tržišta, ona se brže razvijaju.

Finansijska tržišta su visoko likvidna tržišta, dok su energetska tržišta još uvek u razvoju i još uvek se preduzimaju mere za poboljšanje likvidnosti.

---

[2] Prinos od držanja (convenience yield) je korist ili premija povezana sa fizičkim posedovanjem dobra na kojem je utemeljen terminski ugovor, u odnosu na korist koju bi imao od posedovanja terminskog ugovora na tu robu.

Finansijska tržišta su strogo centralizovana u smislu lokacije, kapitala i ekspertize, dok su energetska tržišta veoma decentralizovana. Kao posledica decentralizovanosti javlja se geografski „bazni rizik“ koji je jedinstven za energetska tržišta, u smislu da je cena na energetskom tržištu uslovljena lokacijom isporuke.

Energetska tržišta se razlikuju od finansijskih i po tipovima terminskih ugovora. Terminski ugovori na energetskim tržištima su znatno kompleksniji i veoma često odražavaju kompleksnost uprosečavanja cene i prilagođavanja isporuke energetskog dobra.

Energetska tržišta se razlikuju od tržišta koja nisu fizička i u fundamentalnom i u kvantitativnom smislu. Energetska tržišta su ograničena ponudom i tražnjom, što ima značajan uticaj na evaluaciju i upravljanje energetskim rizikom.

2.2 Izvori energije

Izvori energije, u zavisnosti od toga da li se pojavljuju u prirodi, mogu se podeliti na primarne i sekundarne. Primarna energija je energija koja je uzeta iz prirode bez pretvaranja. U primarne izvore energije spadaju fosilna goriva (ugalj, nafta, prirodni gas), drvo, biomasa, nuklearna energija, kinetička energija vetra i morskih talasa, energija vodenih tokova, energija sunca i toplotna energija iz geotermalnih izvora. Zbog svog ciklusa nastanka, fosilna goriva (nafta, prirodni gas, ugalj) se smatraju neobnovljivim izvorima energije. Nuklearna energija je takođe neobnovljivi izvor energije. Obnovljivi izvori energije su izvori energije koji se obnavljaju u kratkom periodu, srazmerno vremenu korišćenja. Sekundarni izvori energije se dobijaju energetskom transformacijom primarnih izvora energije. Sekundarnim izvorima energije se smatraju električna energija, toplotna energija, naftni derivati, obogaćeno nuklearno gorivo, koks i sl.

Udeo potrošnje fosilnih goriva u ukupnoj potrošnji primarne energije se smanjuje (tabela 2), 1965. godine je iznosio 94%, dok su fosilna goriva u 2020. godini zastupljena sa 83,14%, kao posledica povećanja potrošnje obnovljivih izvora energije, ali i velikog pada u ukupnoj potrošnji energije, pogotovo nafte u 2020. godini. Prema dostupnim podacima, pre drastičnog pada u potrošnji energije izazvanog pandemijom covid 19, porast ukupne potrošnje fosilnih goriva je na nivou od 1,3% godišnje, što je ispod desetogodišnjeg proseka koji iznosi 1,6% (BP, 2020).

Tabela 2: Primarna energija – potrošnja po energentu (exajoules)

vrsta energije	1965	2020	2020/1965	2020	2009-2019
nafta	64,72	173,73	268%	-9,7%	1,4%
prirodni gas	22,69	137,62	607%	-2,3%	2,9%
ugalj	58,1	151,42	261%	-4,2%	0,9%
nuklearna energija	0,26	23,98	9223%	-4,1%	-0,2%
hidro energija	9,23	38,16	413%	1,0%	2,1%
obnovljivi izvori	0,21	31,71	15100%	9,7%	13,4%
ukupno	**155,22**	**556,63**	**359%**	**-4,5%**	**1,9%**

Izvor: bp Statistical Review of World Energy 2021, obrada autora

Potrošnja primarne energije se povećala 3,5 puta u proteklih 55 godina. U 2020. godini, je zabeležen dramatičan pad u potrošnji primarne energije, najveći od II svetskog rata, izazvan pandemijom covid 19. Sva fosilna goriva (posebno nafta), zabeležila su pad u potrošnji, dok su obnovljivi izvori rasli. U desetogodišnjem periodu pre pandemije svi oblici primarne energije, izuzev nuklearne energije, imali su trend rasta. Neizvesnost u vezi sa trajanjem pandemije, njen socijalni i ekonomski uticaj, kao i odgovor politike, imaće značajan uticaj u budućnosti na potrošnju primarne energije u svetu.

Količina dokazanih svetskih rezervi na kraju 2020. godine prema podacima objavljenim u BP Statistical Review 2021 iznose: 1.732.000 miliona barela nafte, 198.800 milijardi m^3 prirodnog gasa, te 1.074 milijardi tona uglja. Aktivnosti povezane s fosilnim izvorima energije emituju značajne količine gasova sa efektom staklene bašte, od čega su najznačajnije emisije ugljen-dioksida (CO_2).

Istorijski posmatrano, pad tražnje za primarnom energijom od 4,5% i pad emisija CO_2 od 6,3% su izuzetno značajni, ali gledajući u budućnost, da bi se dostigli pariski klimatski ciljevi[3], pad emisija na nivou prethodne godine bi trebalo zadržati na istom nivou u narednih 30 godina.

[3] Pariski klimatski sporazum potpisan je 2015. godine u okviru Konferencije ugovornih stranaka UNFCCC (Okvirna konvencija Ujedinjenih naroda o promeni klime), a stupio je na snagu 2016. godine. Glavni ciljevi sporazuma su ograničavanje povećanja prosečne temperature na nivou znatno ispod 2 stepena Celzijusa i nastavak napora za ograničavanje prosečne temperature na 1,5 stepen Celzijusa u odnosu na predindustrijski period; jačanje sposobnosti prilagođavanja posledicama klimatskih promena i podsticanje smanjenja emisija gasova sa efektom staklene bašte, na način da se ne ugrozi proizvodnja hrane; obezbeđenje finansijskih sredstava za finansiranje projekata koji se odnose na smanjenje emisija gasova sa efektom staklene bašte i povećanje otpornosti na klimatske promene.

2.2.1 Nafta

Naftno tržište karakteriše proizvodnja sirove nafte s jedne strane i rafinerijska prerada odnosno potrošnja naftnih derivata s druge strane. Specifičnost tržišta nafte ogleda se u tome što najveći proizvođači sirove nafte nisu ujedno i najveći potrošači.

Neravnomerno raspoređene geološke rezerve nafte dovele su do stvaranja jedinstvenog globalnog tržišta sa nekoliko geografskih lokacija u svetu kao glavnih markera za određivanje cene sirove nafte. Dve najpoznatije referentne tačke za naftu su WTI (West Texas Intermediate) i Brent Crude. WTI (WTI crude) je uobičajeni reper za sirovu naftu proizvedenu u Severnoj Americi. Brent sirova (Brent crude) je reper za naftu iz Severnog mora. Značajni su takođe i Dubai/Oman, OPEC, ANS (Alaska North Slope), te Tapis (Malezija) i Minas (Indonezija). Najveća tržišta su industrijalizovana tržišta Severne Amerike, Evrope i azijsko-pacifičkog regiona. Najvažnija izvozna tržišta su zemlje u razvoju na Srednjem Istoku i Južnoj Americi. Sirova nafta se klasifikuje na osnovu mesta porekla.

Potrošnja nafte u 2020. godini je pala za 9,3%, što je istorijski posmatrano najveći pad u potrošnji nafte. Pad u potrošnji nafte zabeležen je u svim regionima i čini ¾ ukupnog pada potrošnje energije.

Nafta se može smatrati pojedinačno najvažnijim primarnim gorivom i to s udelom u potrošnji od 31,2% (BP, 2021). Ukupna potrošnja nafte u svetu u 2020. godini (tabela 3) iznosila je 88,5 miliona barela na dan. Najveći udeo u potrošnji nafte u 2020. godini u svetu ima Azija Pacifik sa 38%.

Tabela 3: Potrošnja nafte po regionima

Hiljadu barela / dan	Potrošnja 2020	Godišnja stopa rasta		Udeo 2020
		2020	2009-19	
Severna Amerika	20.772	-12,4%	0,6%	23,5%
Južna i Centralna Amerika	5.274	-10,4%	0,6%	6,0%
Evropa	12.788	-13,8%	-0,4%	14,5%
Evroazija	4.149	-5,0%	2,2%	4,7%
Srednji istok	8.321	-7,7%	2,0%	9,4%
Afrika	3.559	-13,1%	2,2%	4,0%
Azija Pacifik	33.615	-5,8%	3,2%	38,0%
Ukupno svet	**88.477**	**-9,3%**	**1,5%**	**100,0%**
od kojih: OECD	40.282	-12,5%	0,2%	45,5%
Ne OECD	48.195	-6,5%	3,0%	54,5%
Evropska unija	9.774	-13,5%	-0,7%	11,0%

Izvor: bp Statistical Review of World Energy 2021, obrada autora

OPEC kao organizacija 12 zemalja izvoznica nafte kontroliše oko 70,2% ukupnih svetskih rezervi nafte dok istovremeno učestvuje u svetskoj proizvodnji sa „samo“ 31,9% (BP, 2021). Sa svojim visokim učešćem u svetskoj proizvodnji i rezervama nafte jedan je od važnih činioca kako snabdevanja tako i cene sirove nafte.

Trgovanje naftom se odvija sa isporukom i bez nje, shodno tome postoje fizička tržišta nafte (spot, OTC – Over The Counter) i finansijska tržišta. Na fizičkom tržištu se trguje fizičkim (stvarnim) količinama nafte i naftnih derivata, dok se na finansijskom tržištu odvija trgovina finansijskim derivatima u skladu sa definisanim instrumentima trgovanja, ali bez fizičke isporuke.

2.2.2 Ugalj

Ugalj je najrasprostranjenije fosilno gorivo sa najdugotrajnijim rezervama. Ugalj je sirovina koje ima skoro svugde na svetu, koja se lako skladišti i relativno jeftino proizvodi. Rezerve uglja su zastupljene širom sveta, a najviše u SAD, Rusiji, Australiji, Kini i Indiji. Međutim, ugalj je glavni izvor emisija štetnih gasova, koje ga u poslednje vreme čine sve manje poželjnim gorivom.

Ugalj je najjeftiniji način da se proizvodi električna energija. Elektrane i rudnici uglja su vrlo često locirani jedni pored drugih, tako da se na otvorenom tržištu pojavljuje vrlo mali broj učesnika koji kupuju ili prodaju ugalj. Glavni ograničavajući faktor upotrebe uglja je visok stepen zagađenja životne sredine, koje nastaje njegovim sagorevanjem.

Oko 30% svih energetskih potreba na svetskom nivou podmiruje se iz uglja. Udeo uglja u ukupnoj potrošnji u 2020. godini iznosio je 27,2%, što je neznatno povećanje u odnosnu na 2019. godinu kada je udeo bio 27,1% (BP, 2021). Potrošnja uglja je u 2020. godini (tabela 4) opala za 4,2% u odnosu na prethodnu godinu i beleži pad u potrošnji u skoro svim regionima. Međutim, na tako značajan pad u potrošnji uglja, veliki uticaj je imala pandemija covid 19.

Tabela 4: Potrošnja uglja po regionima

Exajoules	Potrošnja 2020	Godišnja stopa rasta		Udeo 2020
		2020	2009-19	
Severna Amerika	9,91	-21,1%	-5,1%	6,5%
S. & Cent. Amerika	1,48	1,5%	4,1%	1,0%
Evropa	9,40	-15,8%	-2,7%	6,2%
Evroazija	5,17	-5,2%	0,3%	3,4%
Srednji istok	0,38	-3,9%	-0,1%	0,3%
Afrika	4,11	-5,1%	0,2%	2,7%
Azija Pacifik	120,97	-1,4%	2,3%	79,9%
Ukupno svet	**151,42**	**-4,2%**	**0,9%**	**100,0%**
od kojih: OECD	27,46	-15,2%	-2,9%	18,1%
Ne OECD	123,96	-1,4%	2,2%	81,9%
Evropska unija	5,91	-19,4%	-3,0%	3,9%

Izvor: BP Statistical Review of World Energy 2021, obrada autora

Najveći udeo u potrošnji uglja u svetu u 2020. godini imala je Azija Pacifik sa 80%.

Kada je u pitanju proizvodnja električne energije onda se oko 35,1% ukupno proizvedene električne energije u svetu proizvede iz uglja, što je do sada najniži nivo od 1965. godine od kada BP objavljuje podatke. Analizirajući stanje na nivou Evrope, uočava se da je udeo uglja u proizvodnji električne energije tek oko 15% (BP, 2021).

Glavne uvozne luke za ugalj na evropskom severozapadu su Antverpen, Roterdam i Amsterdam, gde se i formiralo referentno tržište uglja za Evropu koje ima skraćeni naziv ARA.

2.2.3 Prirodni gas

Prirodni gas je fosilno gorivo koje se koristi za grejanje i proizvodnju električne energije. Sastav prirodnog gasa se razlikuje od lokacije do lokacije. Centralnu ulogu u energetskoj industriji je postigao zahvaljujući tome što je čisto, relativno jeftino gorivo.

Ukupna potrošnja prirodnog gasa u svetu u 2020. godini iznosila je 3.822,8 milijardi m^3, dok udeo prirodnog gasa u ukupnoj potrošnji energije u svetu iste godine nastavlja da raste i iznosi 24,7% (BP, 2021).

Potrošnja prirodnog gasa u 2020. godini (tabela 5) je pala za 81 bcm[4] odnosno 2,3% u odnosu na prethodnu godinu. Pad je zabeležen u svim regionima izuzev Srednjeg istoka i Azije Pacifik koje su zabeležile blagi porast u potrošnji. Pad tražnje za gasom najveći je bio u Rusiji (33 bcm,

[4] bcm – billion cubic meter – milijardu kubnih metara

odnosno 7,7%) i Americi (17 bcm odnosno 2,3%), dok su Kina (22 bcm odnosno 6,9%) i Iran (10 bcm odnosno 4%) iskazali najveća povećanja potrošnje u apsolutnim iznosima. Ove 4 zemlje ujedno su i najveći potrošači prirodnog gasa u svetu, te otuda i najveći uticaj na ukupnu potrošnju prirodnog gasa.

Tabela 5: Potrošnja prirodnog gasa po regionima

Milijarda m^3	potrošnja 2020	Godišnja stopa rasta 2020	Godišnja stopa rasta 2009-19	Udeo 2020
Severna Amerika	1.030,9	-2,6%	3,2%	27,0%
Južna i Centralna. Amerika	145,6	-11,1%	1,9%	3,8%
Evropa	541,1	-2,5%	-0,4%	14,2%
Evroazija	538,2	-6,5%	1,4%	14,1%
Srednji istok	552,3	1,2%	4,6%	14,4%
Afrika	153,0	-1,8%	5,1%	4,0%
Azija Pacifik	861,6	0,1%	5,2%	22,5%
Ukupno svet	**3.822,8**	**-2,3%**	**2,9%**	**100,0%**
od kojih: OECD	1.757,7	-2,6%	2,1%	46,0%
Ne OECD	2.065,1	-2,1%	3,6%	54,0%
Evropska unija	379,9	-3,1%	-0,1%	9,9%

Izvor: BP Statistical Review of World Energy 2021, obrada autora

Najveći udeo u potrošnji prirodnog gasa u svetu u 2020. godini ima Severna Amerika sa 27%.

U Severnoj Americi je tržište potpuno otvoreno s Henry Hub, koji se nalazi u Golfskom zalivu, kao glavnom tržišnom tačkom. Henry Hub je distributivni centar za NYMEX fjučers ugovore za prirodni gas i koristi se kao reper za sav gas prodat u SAD. Velika Britanija je razvila tržište prirodnog gasa gde je National Balancing Point (NBP) glavna tržišna tačka. U zemljama EU se kroz proces liberalizacije energetskog tržišta osnivaju tržišne tačke, te se sve više prirodnog gasa prodaje na slobodnom tržištu.

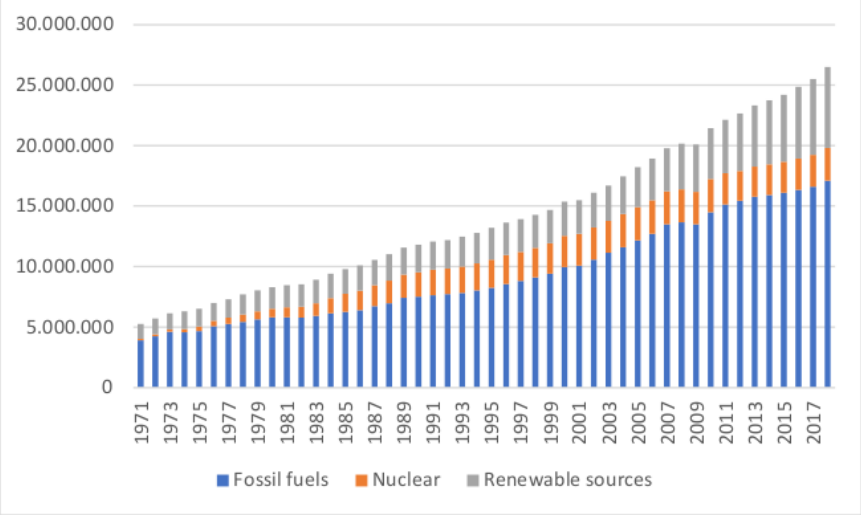
Kao i kod drugih energetskih proizvoda, forvard i spot tržište nemaju dodirnih tačaka. Postoji visoko definisana sezonska komponenta kod forvard cena. Cene na forvard tržištu preslikavaju tražnju – obe su veoma visoke zimi i dramatično padaju u proleće svake godine. Spot cene ne pokazuju takav stepen sezonaliteta.

2.2.4 Električna energija

Električna energija se smatra sekundarnim izvorom energije, s obzirom na to da se dobija pretvaranjem drugih izvora energije. Proizvodi se u elektranama koje za pogonsko gorivo koriste obnovljive ili neobnovljive izvore energije.

Ukupna proizvodnja električne energije u svetu (slika 1) u poslednjih 50 godina povećala se pet puta kako bi se zadovoljile rastuće potrebe za električnom energijom.

Slika 1: Proizvodnja električne energije u svetu od 1971. do 2018. godine (TWh)



Izvor: International Energy Agency

Najveći deo električne energije u svetu i danas se proizvodi iz fosilnih goriva, ali je primetan i značajan rast proizvodnje iz obnovljivih izvora. Udeo proizvodnje iz fosilnih goriva je 2020. godine iznosio 61,3% što je za skoro 5% manje u odnosu na desetogodišnji prosek (65,9%). Takođe udeo električne energije proizvedene u nuklearnim elektranama (2020. godine 10%) beleži neznatan pad u odnosnu na desetogodišnji prosek (10,9%), dok se udeo iz obnovljivih izvora značajno povećava iz godine u godinu, te je na kraju 2020. godine iznosio 11,7% (na početku posmatranog desetogodišnjeg perioda iznosio je 3,5%, dok je desetogodišnji prosek na nivou 6,6%). Udeo električne energije proizvedene u hidroelektranama je na nivou desetogodišnjeg proseka od 16%. Razvoju proizvodnje iz obnovljivih izvora značajno su doprineli energetsko-klimatski ciljevi EU do 2020. godine[5], odnosno do 2030. godine[6]. Očekuje se da će obnovljivi izvori energije zadovoljavati trećinu energetskih potreba do 2050. godine (Dahl, 2008, str. 10). U

[5] Evropska komisija je 2008. godine usvojila tzv. energetsko-klimatski paket zakona (poznatiji kao 20-20-20, a koji je do 2020. godine trebao dovesti do smanjenja štetnih gasova za 20% (u odnosu na 1990. godinu), do udela od 20% obnovljivih izvora u ukupnoj potrošnji i do 20% veće energetske efikasnosti.

[6] Evropska komisija je 2014. godine nadogradila tzv. energetsko-klimatski paket postavljajući strateške ciljeve do 2030. godine (smanjenje štetnih gasova 40%, udeo OIE 27%, povećanje energetske efikasnosti 27–30%).

prilog navedenom govori i evropski zeleni plan[7], koji za cilj ima da Evropa do 2050. godine postane prvi klimatski neutralan kontinent. U Evropi obnovljivi izvori sa 23,8% uzimaju najviše učešća u proizvodnji električne energije.

Ugalj je na globalnom nivou dominantno pogonsko gorivo, sa učešćem 35,1% u ukupnoj proizvodnji električne energije i nalazi se na najnižem nivou od 1965. godine od kada BP beleži podatke. Prirodni gas je drugo najčešće korišćeno gorivo sa učešćem od 23,4%, dok su obnovljivi izvori energije dostigli rekordan nivo od 11,7%. Penetracija obnovljivih izvora energije je različita po regionima, a najveći udeo ima Evropa sa 23,8% (duplo više od proseka) i južna i centralna Amerika sa udelom od 15%.

Ukupna potrošnja električne energije u svetu u 2020. godini (tabela 6) iznosila je 26.823 TWh. Potrošnja električne energije je u 2020. godini zabeležila najmanji pad od svih ostalih energenata (0,9%) u odnosu na prethodnu godinu.

Tabela 6: Potrošnja električne energije u svetu u 2020. godini

TWh	Potrošnja 2020	Godišnja stopa rasta		Udeo 2020
		2020	2009–19	
Severna Amerika	5243,6	-2,8%	0,6%	19,5%
Južna i Centralna Amerika	1282,8	-4,5%	2,1%	4,8%
Evropa	3871,3	-3,3%	0,2%	14,4%
Evroazija	1397,1	-2,5%	1,5%	5,2%
Srednji istok	1265,2	0,6%	4,5%	4,7%
Afrika	843,9	-2,5%	3,2%	3,1%
Azija Pacifik	12919,3	1,1%	5,4%	48,2%
Ukupno svet	**26823,2**	**-0,9%**	**2,9%**	**100,0%**
od kojih: OECD	10880,8	-2,8%	0,5%	40,6%
Ne OECD	15942,4	0,4%	5,1%	59,4%
Evropska unija	2770,6	-4,5%	0,2%	10,3%

Izvor: bp Statistical Review of World Energy 2021, obrada autora

Najveći udeo u potrošnji električne energije u svetu u 2020. godini ima Azija Pacifik sa 48%.

2.2.5 Obnovljivi izvori

Obnovljivi izvori energije su neiscrpan energetski resurs koji se u celosti ili delimično obnavlja određenim postupcima u određenom vremenskom intervalu. Besplatni su i relativno su dostupni

[7] Evropska Komisija je 2019. godine usvojila novu razvojnu strategiju „Evropski zeleni plan", kojom se želi preobraziti Unija u pravedno i prosperitetno društvo, poboljšavajući kvalitet života sadašnjih i budućih generacija, s modernom, resursno učinkovitom i konkurentnom privredom, u kojoj do 2050. godine neće bi neto emisija štetnih gasova, te u kome privredni rast ne zavisi od iskorišćavanja resursa.

svima. Upotreba obnovljivih izvora energije uglavnom je vezana za lokalne specifičnosti prostora i klimatske uslove. Poslednjih godina izuzetno jak razvoj tržišta tehnologija za iskorišćavanje obnovljivih izvora energije omogućio je konkurentnost obnovljivih izvora energije.

Evropska komisija je donela niz mera kojima se nastoji smanjiti emisija gasova upotrebom obnovljivih izvora energije. Cilj je da se do 2030. godine 32% ukupne potrošnje energije zadovolji iz obnovljivih izvora energije.

U većini evropskih i svetskih zemalja tržište obnovljivih izvora energije je zakonski definisano i podsticano putem različitih mehanizama podsticaja za podsticanje primene i upotrebe tehnologija za iskorišćavanje obnovljivih izvora energije.

Solarna energija je jedan od obnovljivih izvora energije sa najvećim potencijalom. Postoje dva osnovna tipa solarne energije – fotonaponska solarna energija i termalna solarna energija. Fotonaponska solarna energija, dobijena izlaganjem solarnih panela sunčevim zracima, pretvara se u električnu energiju. Oprema i intenzitet sunčevog zračenja direktno utiče na količinu proizvedene električne energije. Termalna solarna instalacija se koristi da proizvodi toplotu koja može da služi za pogon generatora ili da zameni električnu energiju koja se koristi za proizvodnju toplote. Velika prednost solarne energije što se ona relativno lako skladišti tokom dana, što omogućava neprekidan rad postrojenja.

Vetar je drugi izvor obnovljive energije. Za proizvodnju električne energije koriste se vetrenjače, koje se po pravilu grupišu u vetroparkove i locirani su na mestima gde postoje izuzetno jaki vetrovi. Njihovo najveće ograničenje je nekontinuirana proizvodnja električne energije, kao posledica različitog intenziteta vetra (u pojedinim momentima proizvedu se velike količine električne energije, dok u većini slučajeva ta proizvodnja nije dovoljna).

Geotermalna energija – toplotna energija koja se stvara u unutrašnjosti zemlje. Zalihe geotermalne energije su neiscrpne. Prednost upotrebe geotermalne energije je njena pouzdanost jer ne zavisi od meteoroloških uslova. Elektrane na geotermalnu energiju imaju vrlo niske troškove proizvodnje i mogu raditi neprestano 24 časa na dan. Najveći nedostatak je što nema dovoljno prikladnih lokacija za izgradnju postrojenja, nemogućnost transporta na veće udaljenosti, te uticaj na životnu sredinu (prilikom bušenja oslobađaju se štetni gasovi, a u zemljama gde se koristi, primetan je veći broj potresa). Postoje tri osnovna tipa geotermalnih elektrana: princip suve pare, princip separisanja pare i binarni princip.

Biomasa je takođe obnovljivi izvor energije. Raznim procesima se pretvara u upotrebljivu energiju. Iz biomase se mogu dobiti električna i toplotna energija, te biogoriva i biogas.

U svetu je u 2020. godini zabeležen rast u proizvodnji iz svih obnovljivih izvora (tabela 7).

Tabela 7: Proizvodnja iz obnovljivih izvora u svetu

	2020				2020 Stopa rasta			
TWh	Vetar	Solarna energija	Ostali obnovljivi	Ukupno	Vetar	Solarna energija	Ostali obnovljivi	Ukupno
Severna Amerika	396,7	150,3	95,1	642,1	13,61%	25,34%	-0,47%	13,72%
Južna i Centralna Amerika	85,4	22,8	84,7	192,9	8,15%	18,99%	1,14%	6,06%
Evropa	510,1	178,9	232,0	921,0	10,59%	16,77%	1,85%	9,35%
Evroazija	2,6	4,8	0,8	8,1	93,45%	179,99%	-0,94%	113,02%
Srednji istok	1,9	16,4	0,3	18,6	22,35%	37,39%	-0,27%	34,78%
Afrika	21,8	12,4	8,1	42,3	15,23%	13,45%	-2,21%	10,94%
Azija Pacifik	572,6	470,3	279,1	1322,0	12,11%	19,63%	12,31%	14,72%
Ukupno svet	**1591,2**	**855,7**	**700,1**	**3147,0**	**11,90%**	**20,55%**	**5,28%**	**12,52%**
od kojih: OECD	932,9	455,7	400,0	1788,6	11,98%	19,99%	2,34%	11,53%
Ne OECD	658,3	400,0	300,1	1358,4	11,77%	21,19%	9,47%	13,85%
Evropska unija	394,7	146,1	169,6	710,4	7,98%	16,36%	0,19%	7,58%

Izvor: bp Statistical Review of World Energy 2021, obrada autora

Uprkos padu ukupne potražnje za energijom, proizvodnja iz obnovljivih izvora (isključujući hidroenergiju, koja se u energetskim bilansima posmatra posebno) zabeležila je najveći rast ikada (358 TWh). Ovaj rast je bio podstaknut snažnim rastom proizvodnje kako iz energije vetra (173 TWh) tako i solarne energije (148 TWh). Takođe, udeo obnovljivih izvora u globalnoj proizvodnji električne energije beleži značajan rast. Tokom proteklih pet godina, proizvodnja obnovljivih izvora činila je oko 60% rasta globalne proizvodnje električne energije, s tim što se proizvodnja iz energije vetra i sunca više nego udvostručila.

Udeo obnovljivih izvora u proizvodnji električne energije u 2020. godini (tabela 8) iznosi 11,7%. Energija vetra čini polovinu ukupnih obnovljivih izvora, dok je solarna energija prisutna sa 27%. Međutim, primetan je značajan rast od 20,5% u oblasti solarne energije.

Tabela 8: Potrošnja energije iz obnovljivih izvora po regionima

Exajoules	Potrošnja 2020	Godišnja stopa rasta 2020	Godišnja stopa rasta 2009-19	Udeo 2020
Severna Amerika	7,04	7,7%	9,6%	22,2%
Južna i Centralna Amerika	2,75	1,9%	11,1%	8,7%
Evropa	8,94	8,2%	10,6%	28,2%
Evroazija	0,08	96,9%	20,5%	0,2%
Srednji istok	0,17	34,2%	43,0%	0,5%
Afrika	0,38	10,4%	21,0%	1,2%
Azija Pacifik	12,36	13,4%	21,5%	39,0%
Ukupno svet	**31,71**	**9,7%**	**13,4%**	**100,0%**
od kojih: OECD	18,04	8,6%	10,5%	56,9%
Ne OECD	13,67	11,2%	19,4%	43,1%
Evropska unija	6,97	6,7%	9,3%	22,0%

Izvor: bp Statistical Review of World Energy 2021, obrada autora

Najveći udeo u potrošnji energije iz obnovljivih izvora u svetu u 2020. godini ima Azija Pacifik sa 39%.

2.2.6 Nuklearna energija

Nuklearna energija se proizvodi fisijom. Nuklearne elektrane rade po istom principu kao i termoelektrane, jedina je razlika u načinu zagrevanja, odnosno proizvodnje toplote. Najveće ograničenje predstavlja radioaktivno zagađenje, koje se javlja kao posledica skladištenja otpada.

Potrošnja nuklearne energije u 2020. godini (tabela 9) je pala za 4,1% u odnosu na prethodnu godinu, što je značajno iznad prosečnog pada u poslednjih 10 godina koji iznosi 0,2% godišnje.

Tabela 9: Potrošnja nuklearne energije po regionima

Exajoules	Potrošnja 2020	Godišnja stopa rasta 2020	Godišnja stopa rasta 2009-19	Udeo 2020
Severna Amerika	8,35	-3,1%	-0,3%	34,8%
S. i Cent. Amerika	0,23	5,0%	0,9%	1,0%
Evropa	7,44	-10,5%	-1,3%	31,0%
Evroazija	1,94	2,6%	1,8%	8,1%
Srednji istok	0,07	23,2%	n/a	0,3%
Afrika	0,14	13,7%	♦	0,6%
Azija Pacifik	5,82	0,6%	1,0%	24,3%
Ukupno svet	**23,98**	**-4,1%**	**-0,2%**	**100,0%**
od kojih: OECD	16,67	-6,5%	-1,8%	69,5%
Ne OECD	7,31	2,0%	5,6%	30,5%
Evropska unija	6,11	-10,7%	-1,3%	25,5%

Izvor: bp Statistical Review of World Energy 2021, obrada autora

Najveći udeo u potrošnji nuklearne energije u svetu u 2020. godini ima Severna Amerika sa 35%.

2.2.7 Hidroenergija

Hidroenergija je snaga koja se dobija iz energije tekuće vodene mase. Smatra se obnovljivim izvorom energije, mada se u energetskim bilansima posmatra odvojeno. Hidroenergija je danas izvor 16% električne energije dobijene u svetu. Pored hidroenergije iz rečnih korita, koristi se još i energija plime i oseke, energija strujanja plime i oseke i energija morskih talasa.

Potrošnja hidroenergije u 2020. godini (tabela 10) je porasla za 1% u odnosu na prethodnu godinu, što je ispod prosečnog rasta u poslednjih 10 godina, koji iznosi 2,1% godišnje.

Tabela 10: Potrošnja hidroenergije po regionima

Exajoules	Potrošnja 2020	Godišnja stopa rasta		Udeo 2020
		2020	2009–19	
Severna Amerika	6,22	1,0%	-0,3%	16,3%
Južna i Centralna Amerika	5,87	-6,4%	-0,5%	15,4%
Evropa	5,82	3,7%	♦	15,3%
Evroazija	2,36	6,2%	0,7%	6,2%
Srednji istok	0,23	-23,8%	10,0%	0,6%
Afrika	1,27	3,2%	2,6%	3,3%
Azija Pacifik	16,41	2,5%	5,7%	43,0%
Ukupno svet	**38,16**	**1,0%**	**2,1%**	**100,0%**
od kojih: OECD	13,14	1,8%	♦	34,4%
Ne OECD	25,02	0,6%	3,3%	65,6%
Evropska unija	3,04	7,2%	-1,0%	8,0%

Izvor: bp Statistical Review of World Energy 2021, obrada autora

Najveći udeo u potrošnji hidroenergije u svetu u 2020. godini ima Azija Pacifik sa 43%.

2.3 Emisije

Gasovi sa efektom staklene bašte su sastavni deo atmosfere; međutim, njihova koncentracija je od industrijske revolucije značajno povećana, što dovodi do globalnog zagrevanja. Među njima najznačajniju su vodena para, ugljen-dioksid, metan, hlorfluorougljenici, azot-suboksid i troposferski ozon.

Emisije CO_2 su u 2020. godini (tabela 11) zabeležile značajan pad od 6,3%, najveći pad od 1945. godine. Tako značajan pad emisija ugljen-dioksida može se pripisati uticaju pandemije covid 19 na energetski sektor i delom rastu obnovljivih izvora energije u ukupnom energetskom miksu.

Tabela 11: Emisije CO_2 po regionima

	Potrošnja	Godišnja stopa rasta		Udeo
Milion tona CO_2	**2020**	**2020**	**2009–19**	**2020**
Severna Amerika	5.307,1	-12,1%	-0,4%	16,6%
Srednja i Centralna Amerika	1.129,5	-9,5%	1,3%	3,5%
Evropa	3.592,9	-12,3%	-1,1%	11,2%
Evroazija	1.981,0	-6,4%	1,2%	6,2%
Srednji Istok	2.025,3	-4,0%	2,7%	6,3%
Afrika	1.195,0	-8,1%	2,0%	3,7%
Azija Pacifik	16.752,9	-2,7%	2,7%	52,4%
Ukupno svet	**31.983,6**	**-6,3%**	**1,4%**	**100,0%**
od kojih: OECD	10.730,3	-11,4%	-0,4%	33,5%
Ne-OECD	21.253,3	-3,5%	2,5%	66,5%
Evropska Unija	2.549,8	-13,4%	-1,2%	8,0%

Izvor: bp Statistical Review of World Energy 2021, obrada autora

Najveći udeo emisija u svetu ima Azija Pacifik 52,4%, a pojedinačno Kina sa udelom od 30,9% ukupnih emisija CO_2 u svetu.

Međunarodno trgovanje pravima na emisiju je predviđeno Kyotskim protokolom kao jedna od mera za smanjenje emisija gasova sa efektom staklene bašte. Evropska Unija je razradila sistem trgovanja emisijskim jedinicama, zasnovan na EU–ETS direktivi (2003/87/EC[8]), kojom su utvrđena pravila za trgovanje emisijskim jedinicama unutar Evropske Zajednice. EU–ETS je zasnovan na *cap and trade* (ograniči i trguj) sistemu. Ograničava se ukupan iznos gasova sa efektom staklene bašte koje mogu emitovati fabrike, elektrane i druga postrojenja.

EU–ETS-om su obuhvaćene emisije ugljen-dioksida iz energetski intenzivnih sektora industrije, uključujući rafinerije nafte, čeličane i proizvodnju gvožđa, aluminijuma, metala, cementa, kreča, stakla, keramike, celuloze, papira, kartona, kiselina i rasutih organskih hemikalija; azot-suboksida iz proizvodnje azotne, adipinske i glioksilne kiseline i glioksala i perfluorugljenika iz proizvodnje aluminijuma.

[8] Originalni naziv: Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC. Tekst Direktive dostupan na: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32003L0087

Sistem trgovanja emisijskim jedinicama u zemljama Evropske unije započeo je 1. januara 2005. godine i odvija se u fazama. Prva faza je, bila pilot faza i obuhvatila je razdoblje 2005–2007. godine. Druga faza se poklapala s razdobljem ispunjenja prvih obaveza prema Protokolu iz Kyota, tj. od 2008. do 2012. godine. Treća faza je obuhvatila period od 2013. do 2020. godine i poklapala se sa drugim periodom obaveza prema kjotskom protokolu, potpisanim u Dohi 2012. godine. Četvrta etapa je započela 2021. godine i trajaće do 2030. godine. U EU–ETS sistem su uključene sve zemlja članice Evropske Unije, Linheštajn, Island i Norveška. Sistem obuhvata više od 10.000 instalacija, odnosno preko 40% emisija u EU.

Sistem trgovanja emisijskim jedinicama EU–ETS predviđa da svaka država članica, u skladu sa nacionalnim planom raspodele emisijskih jedinca, ograniči ukupne emisije iz postrojenja obuhvaćenih ETS direktivom, te da svakom od postrojenja izda dozvolu za emitovanje tačno određene količine emisija. Svako postrojenje dužno je da na kraju svake godine poseduje iznos emisijskih dozvola ekvivalentan stvarnoj emisiji u toku godine. Količina emisijskih dozvola se svake godine smanjuje (od 2021. godine linearni faktor je 2,2%) i raspoređuju se na način da su postrojenja prisiljena ili smanjiti svoju godišnju emisiju primenom mera na sopstvenim postrojenjima ili kupiti potrebnu količinu emisijskih dozvola na tržištu. Aukcija je osnovni princip raspodele dozvola u okviru EU–ETS sistema, što znači da su postrojenja prinuđena kupovati sve veći broj dozvola putem aukcija. Ograničen broj dozvola osigurava njihovu vrednost. Kada se sa dozvolama slobodno trguje, svako ima mogućnost da se prebaci na zelene tehnologije i proda dozvolu.

EEX je dobio ulogu zajedničke aukcijske platforme za aukcijske dozvole, koja pokriva čitav obim aukcije u okviru EU–ETS. EEX na spot tržištu održava redovne aukcije opštih dozvola (EUA) i dozvola za vazduhoplovstvo (EUAA). Na sekundarnom tržištu EEX nudi spot i terminsko trgovanje EU-ETS dozvolama (EUA i EUAA). Terminski se trguje fjučersima na EUA I EUAA, dok se opcijama trguje samo sa EUA, čija su osnova EUA decembarski fjučersi.

Pored EU sistema trgovanja emisijama, u svetu se povećava broj tržišta na kojima može da se trguje emisijama, pa nacionalni sistemi za trgovanje emisijama već funkcionišu ili su u razvoju u Kanadi, Kini, Japanu, Novom Zelandu, Južnoj Koreji, Švajcarskoj i SAD.

2.4 Specifičnosti elektroenergetskog sistema i tržišta električne energije

Električna energija se dobija pretvaranjem drugih oblika energije u električnu energiju. Stoga se električna energije ne može posmatrati odvojeno od drugih oblika energije. Snabdevanje električnom energijom odvija se kroz četiri faze: proizvodnja, prenos, distribucija i snabdevanje, koje se odvijaju praktično istovremeno, što za posledicu ima izuzetnu kompleksnost kako energetskog sistema, tako i tržišta električne energije.

Od rada i razvoja elektroenergetskog sektora zavisi iskorištavanje prirodnih resursa, efikasnost, razvitak i konkurentska sposobnost privrede, te unapređenje životnog standarda ljudi, što ukazuje na to da se elektroenergetski sektor pojavljuje kao preduslov i posledica ekonomskog razvoja (Jakovac, 2010).

2.4.1 Specifičnosti električne energije kao robe

„Električna energija danas ima status esencijalnog proizvoda, a snabdevanje električnom energijom se posmatra kao univerzalna usluga kojoj svaki potrošač mora imati slobodan pristup pri razumnim cenama“ (Filipović & Tanić, 2010, str. 10). Električna energija predstavlja apsolutnu nužnost i istovremeno ima najširu primenu u savremenom društvu.

Dugo vremena nije bilo jasno definisano da li se električna energija uopšte može smatrati robom. Iako je Evropski sud pravde, kako navode Granić i dr. (2004), 1964. godine u sporu *Costa vs ENEL* ustanovio da se električna energija smatra robom u smislu člana 23. Ugovora o Evropskoj zajednici, te da je isto potvrđeno i u slučaju Komisija vs Italija u kojem je italijanska vlada tvrdila kako električna energija nije roba nego usluga; tokom urugvajske runde trgovinskih pregovora (1986–1994) električna energija je klasifikovana kao usluga s obzirom na to da ne može da se skladišti. Međutim, razdvajanjem tržišnih i mrežnih delatnosti stekli su se uslovi i za razdvajanje tretmana električne energije, pa se tako proizvodnja klasifikuje kao roba i stoga je podložna pravilima GATT-a[9], dok su ostale tri delatnosti (prenos, distribucija i snabdevanje) klasifikovane kao uslužne i stoga su pod ingerencijom GATS-a[10]. Takođe je Svetska carinska organizacija klasifikovala električnu energiju kao robu (Jakovac & Vlahinić Lenz, 2016, str. 96).

[9] General Agreement on Tariffs and Trade –GATT – Opšti sporazum o tarifama i trgovini

[10] General Agreement on Trade in Services –GATS – Opšti ugovor o trgovini uslugama

Razvoj tržišta električne energije zasniva se na pretpostavci da se električna energija može smatrati robom, mada postoje bitne razlike između nje i ostalih energetskih proizvoda kao što su nafta, ugalj, gas i dr. Razlika se prvenstveno ogleda u brzini kojom se odvija razmena električne energije i drugih proizvoda. Električna energija se prenosi gotovo trenutno, dok je za razmenu svih drugih dobara potrebno znatno više vremena. Elektroenergetski sistem zahteva jednakost proizvodnje i potrošnje (uvećane za gubitke u prenosnoj i distributivnoj mreži) u realnom vremenu. Ukoliko se ta jednakost iz bilo kog razloga naruši može doći do sloma sistema koji za sobom povlači dalekosežne posledice (ne samo zato što tržište električne energije prestaje s radom, nego čitava zahvaćena regija ili država ostaje bez napajanja električnom energijom kroz nekoliko sati ili duže). Iako se električna energija danas tretira kao roba, njene fizičke karakteristike je čine jedinstvenom robom.

Sa stanovišta tržišta električna energija ima sledeće karakteristike (Lyakhovka, 2001):

1. proizvodi se iz drugih energetskih izvora (iz fosilnih ili nuklearnih goriva ili obnovljivih izvora energije), čija cena utiče na cenu koštanja električne energije,
2. nemoguće ju je uskladištiti i tražnja za električnom energijom kontinuirano fluktuira,
3. potreba da se prenosi na veoma udaljena mesta zahteva kapitalno intenzivnu industriju,
4. postoje značajni troškovi vezani za zaštitu životne sredine (vezani za proizvodnju i prenos).

Električna energija proizvodi se i troši u kontinuitetu, ne može se akumulirati ni uskladištiti, već se može i mora proizvoditi samo onda kada to zahtevaju potrošači, što znači da se proizvodnja električne energije, prenos, distribucija i upotreba događaju praktično istovremeno. S obzirom na to da se električna energija ne može uskladištiti, ravnoteža između ponude i tražnje je nužan uslov iz koga proizilazi i jedna od najvažnijih karakteristika tržišta električne energije, a to je nužnost balansiranja ponude i tražnje u realnom vremenu.

Tražnja za električnom energijom konstantno fluktuira, menja se u toku godine, meseca, nedelje, dana i sata. Kreiraju je potrošači sa svojim potrebama, navikama i sklonostima. Izvesne pravilnosti u potrošnji električne energije ipak postoje, pa se prepoznaju sezonske, godišnje, mesečne i dnevne varijacije. S obzirom na nužnost balansiranja ponude i tražnje, predviđanje tražnje je od izuzetnog značaja. Kratkoročna predviđanja tražnje se koriste da bi se odredilo vreme remonta elektrana, a dugoročna za planiranje novih dalekovoda, elektrana i infrastrukturnih projekata.

Za mnoge primene električna energija nema supstituta, odnosno za nju ne postoji prava zamena pa su troškovi nestašica za ekonomiju, stanovništvo i nacionalnu sigurnost jako visoki. Iz toga proizlazi da je kratkoročna tražnja za električnom energijom cenovno neelastična. Elastičnost tražnje kod električne energije vrlo je mala budući da zbog tehnoloških postupaka u jednom delu njenu potrošnju uopšte nije moguće zameniti drugim vidovima energije, dok su u drugom delu potrošnje upotrebne prednosti električne energije toliko velike da se i u tom delu potrošnje može smatrati monopolskim dobrom (Tominov, 2008).

Pri kupovini bilo kog drugog proizvoda kupac može ući u trag proizvođaču tog proizvoda. S električnom energijom nije takav slučaj. Ne postoji fizički način po kojem bi se jedinica električne energije isporučena potrošaču mogla slediti do proizvođača koji je proizveo tu jedinicu (Jakovac, 2010). Tako da potrošač nije u stanju koristiti energiju isključivo jednog proizvođača električne energije.

Sa druge strane električna energija se proizvodi i prenosi za nepoznatog potrošača što znači da su proizvodnja i prenos električne energije orijentisani na ukupnu potrošnju. Sva proizvedena energija se ujedinjuje, jer ne postoji razlika između jedinica električne energije proizvedenih od različitih proizvođača. Ovo ujedinjenje je poželjno, jer dovodi do ekonomije obima: maksimalni ukupni proizvodni kapaciteti moraju biti srazmerni maksimalnoj agregatnoj (zbirnoj) tražnji. Međutim, zahvaljujući tehničkim karakteristikama elektroenergetskog sistema, kolaps sistema u kojem se ujedinjuje električna energija ne pogađa samo individualne potrošače, već utiče na sve učesnike tog sistema (ukoliko ne bi bilo ujedinjavanja tada bi ispad jednog generatora uticao samo na potrošače koji troše električnu energiju koju on proizvodi). Veliki raspadi pogodili su npr. New York 1977. i 2003. godine i izazvali značajne ekonomske posledice.

Električna energija proizvedena u elektranama prenosi se prenosnom, odnosno distributivnom mrežom do krajnjih kupaca. Ograničene prenosne mogućnosti, kao i različiti regulatorni okviri dovode do geografske segmentiranosti tržišta. Stoga se geografska lokacija proizvodnje i potrošnje nameću kao izuzetna važna pitanja.

Električna energija kao sveprisutan i praktično nezamenjiv energent, služi zadovoljenju mnogih, posebno elementarnih potreba u svim područjima života. Trošak električne energije sastavni je deo troškova izrade svih proizvoda i usluga i troškova života, što ukazuje na to da cena

električne energije direktno (kroz potrošnju električne energije u domaćinstvima) i indirektno (preko cena svih proizvoda i usluga) utiče na nivo životnog standarda (Tominov, 2008).

2.4.2 Struktura i determinante elektroenergetskog sektora

Elektroenergetski sektor je kompleksan sistem koji se sastoji od više funkcionalnih celina koje moraju biti visoko sinhronizovane kako bi se osiguralo pouzdano i sigurno snabdevanje električnom energijom. Smatra se strateškim sektorom privrede i osnov je ekonomskog razvoja svake zemlje. Osnovna uloga elektroenergetskog sektora je isporučivanje određene količine električne energije, određenog kvaliteta i sigurnosti isporuke po prihvatljivim ekonomskim uslovima (Jakovac, 2010).

Elektroenergetski sektor obuhvata četiri međusobno povezane delatnosti i to proizvodnju, prenos, distribuciju i snabdevanje električnom energijom.

Elektroenergetski sektor se ne može deliti, jer je on živi organizam pa jedan deo bez drugog ne može raditi ni egzistirati (Udovičić, 2004, str. 134).

Pre deregulacije tržišta električne energije, jedno vertikalno integrisano preduzeće je obavljalo sve elektroenergetske delatnosti. Međutim, sa liberalizacijom tržišta električne energije nametnuta je obaveza razdvajanja tržišnih delatnosti proizvodnje i snabdevanja od mrežnih delatnosti koje se smatraju prirodnim monopolima.

Proizvodnja električne energije se odvija u elektranama koje različite oblike primarne energije pretvaraju u najčešće korišćeni oblik sekundarne energije – električnu energiju. Izvori primarne energije mogu biti neobnovljivi poput fosilnih goriva (ugalj, nafta, prirodni gas) i nuklearnih goriva (uranijum, torijum), te obnovljivi poput sunčeve energije, energije vetra, geotermalne energije, energije biomase ili hidroenergije. Postoji mnogo načina za proizvodnju električne energije, ali većina elektrana koristi sličnu tehnologiju, odnosno generatore na toplotnu energiju pare. Da bi se proizvela para, koriste se pogonska goriva i to ugalj, nafta ili gas, koji sagorevanjem proizvode CO_2.

Proizvodnja električne energije odvija se u elektranama koje mogu biti konvencionalne (termoelektrane na čvrsto i tečno gorivo, nuklearne elektrane i velike hidroelektrane) i nekonvencionalne (termoelektrane na gas (zemni i biogas), geotermalne elektrane, vetroelektrane, solarne elektrane, male hidroelektrane i elektrane na talase mora).

Termoelektrane na fosilna goriva imaju visoke varijabilne troškove usled značajnih promena cena pogonskih goriva uglja, nafte i prirodnog gasa. Poslednjih godina, troškovi proizvodnje električne energije iz termoelektrana dodatno su uvećani zbog naplata emisija CO_2.

Nuklearne elektrane imaju niske varijabilne troškove zbog niske cene ulaznih energenata i troškova održavanja. Nuklearne elektrane su danas najdiskutabilniji tip elektrana kako zbog problema zbrinjavanja radioaktivnog otpada tako i zbog mogućih nuklearnih katastrofa[11].

Hidroelektrane imaju najniže varijabilne troškove proizvodnje električne energije, ali njihova proizvodnja u mnogome zavisi od dotoka vode i klimatskih uslova.

Od nekonvencionalnih elektrana, vetroelektrane su najzastupljenije; međutim, poslednjih godina je sve više instalisanih kapaciteta na solarnu energiju (u 2020. godini dodato je 127 GW kapaciteta na solarnu energiju i 111 GW na energiju vetra). Glavno ograničenje im je uslovljenost proizvodnje klimatskim uslovima, što stvara dodatne troškove pogonske rezerve.

Prema ulozi u elektroenergetskom sistemu, razlikuju se sledeći tipovi elektrana: bazne elektrane koje su po pogonskim karakteristikama prilagođene stalnom opterećenju, vršne elektrane koje po pogonskim karakteristikama mogu da preuzmu deo vršnog opterećenja i mid merit elektrane koje popunjavaju prostor između ova dva ekstrema.

Bazne elektrane su elektrane velikih kapaciteta koje proizvode električnu energiju tokom cele godine (nuklearne elektrane, termoelektrane na fosilna goriva, i velike hidroelektrane) i imaju najniže marginalne troškove proizvodnje. Bazne elektrane je izuzetno skupo zaustaviti, odnosno njihovo zaustavljanje i ponovno pokretanje povlači izuzetno visoke troškove (na primer, hidroelektrana u određenim situacijama ne bi mogla da se zaustavi bez plavljenja okoline, nuklearnu elektranu je nemoguće zatvoriti bez hlađenja dok je termoelektranu na ugalj relativno jeftino ugasiti, ali su troškovi ponovnog pokretanja izuzetno visoki, pogotovo ako se dogodi da se u potpunosti ohladi). Većina ovih elektrana rade bez prekida i nude jeftinu električnu energiju u nameri da izbegnu zaustavljanje. Ove elektrane su retko kada marginalne.

Vršne elektrane imaju rezervnu ulogu, odnosno proizvode električnu energiju u kratkom roku za pokrivanje tražnje u vršnom razdoblju, odnosno u periodima kada je tražnja izrazito visoka. Troškovi zaustavljanja su niski, vrlo brzo se pokreću i nije neophodno da budu posebno efikasne

[11] Posebno nakon poslednje nuklearne katastrofe u Fukushimi u martu 2011. godine.

To su elektrane manjih kapaciteta, koje rade u relativno kratkom vremenu, te je električna energija proizvedena u ovim elektranama jako skupa. Većina ovih elektrana radi samo nekoliko stotina sati godišnje. Da bi nadoknadile troškove, ove elektrane prodaju električnu energiju po veoma visokim cenama (troškovi kapaciteta se raspoređuju na relativno mali broj kilovatsati, što za posledicu ima velike troškove po jedinici proizvedene električne energije).

Između ova dva ekstrema nalaze se mid merit elektrane, koje su uglavnom u prošlosti bile bazne elektrane, ali više nisu dovoljno efikasne da rade bez prestanka ili su to gasne termoelektrane koje je lakše pokrenuti i zaustaviti nego bazne.

Za pouzdano snabdevanje električnom energijom neophodno je u elektroenergetskom sistemu osigurati kombinaciju različitih baznih i vršnih proizvodnih kapaciteta, kako bi se neutralisale oscilacije kako u ponudi (ispadi elektrana, problem u proizvodnji) tako i tražnji.

Prenos i distribucija električne energije se obavljaju preko prenosne i distributivna mreže. Prenosna i distributivna mreža kao prirodni monopoli predstavljaju osnovnu infrastrukturu za funkcionisanje tržišta električne energije, koja mora biti dostupna svim korisnicima, po unapred poznatim uslovima. Zbog toga, od vantržišnih segmenata, prenosna mreža ima jednu od najbitnijih uloga u razvoju tržišta električne energije, bez obzira o kakvom modelu tržišta se radi i kakav je nivo otvorenosti tržišta.

Prenos električne energije u suštini je transport električne energije visokonaponskom mrežom od proizvođača do distributivne mreže i krajnjih velikih potrošača. Visokonaponska mreža, osim što povezuje više ili manje udaljena mesta proizvodnje i potrošnje, takođe povezuje i susedne elektroenergetske sisteme, te podrazumeva prenos jako velikih snaga. Prenosne mreža različitih naponskih nivoa povezuju se interkonektivnim transformatorima. Prenosna mreža sastoji se od elektroenergetskih vodova visokog napona (visokonaponski vazdušni i podzemni vodovi), elektroenergetskih razvodnih postrojenja i transformatorskih stanica visokog napona.

U svetu egzistiraju dva tipa prenosnih sistema i to prenosni sistemi naizmenične i jednosmerne struje. Za rastojanja do 500 km koriste se prenosni sistemi naizmenične struje, a preko 700 km prenos jednosmernom strujom je ekonomičniji, dok se između 500 i 700 km koriste oba sistema. Naponski nivo zavisi od udaljenosti mesta proizvodnje od mesta potrošnje kao i od snage koju treba preneti, a najčešće korišćeni naponski nivoi visokonaponske mreže su 400 kV, 220 kV i 110

kV, mada se u svetu koriste naponski nivoi od 750 kV, 1150 kV i 1500 kV. U Srbiji se prenos električne energije vrši na naizmeničnom naponu 110 kV, 220 kV i 400 kV.

Prenosnom mrežom se električna energija prenosi do transformatorskih stanica u kojima se transformiše sa prenosnih na distributivne napone. Krajnje tačke prenosne mreže su izvori napajanja distributivne mreže.

Distribucija električne energije je transport električne energije srednjenaponskom i niskonaponskom mrežom od krajnjih tačaka prenosa do krajnjeg potrošača električne energije.

Najčešće naponski nivoi srednjenaponske mreže su 35 kV, 20 kV i 10 kV (industrijski potrošači), a niskonaponske mreže 0,4 kV (domaćinstva, mala i srednja preduzeća).

Distributivne mreže se sastoje od vazdušnih i kablovskih vodova, transformatorskih stanica za snižavanje napona i pomoćnih uređaja i opreme. Do pojave malih hidroelektrana i elektrana koje koriste obnovljive izvore energije koji se priključuju direktno na distributivnu mrežu, tokovi snaga su bili nepromenljivi isključivo u smeru od prenosne mreže ka potrošačima. Uvođenjem distribuiranih izvora tokovi snaga su postali promenljivi. Dakle, distributivnom mrežom se električna energije preuzeta iz prenosne mreže ili manjih elektrana priključenih na distributivnu mrežu distribuira do srednjih i malih potrošača priključenih na distributivnu mrežu.

Snabdevanje električnom energijom je tržišna delatnost, nezavisna od proizvodnje, prenosa i distribucije, koja se bavi prodajom električne energije krajnjim korisnicima. Osnovni zadaci su nabavka električne energije od proizvođača na tržištu za krajnje korisnike, komunikacija sa kupcima i obračun i naplata utrošene električne energije od potrošača. Snabdevanje se ne bavi isporukom električne energije kupcima, ono se u suštini bavi finansijskim transakcijama, kupuje električnu energiju, plaća prenosnu i/ili distributivnu mrežu, plaća druge troškove (kao što je npr. merenje potrošnje) i zadužuje potrošače za potrošenu električnu energiju.

Prema Harrisu (2006, str. 87) ključne aktivnosti svih snabdevača su:

1. Odnos sa potrošačima (brend, upravljanje kol centrom, unakrsna prodaja, energetske usluge),
2. Upravljanje rizikom (nabavka energije, mrežni troškovi, troškovi zaštite životne sredine, upravljanje kreditima),
3. Fizički i podatkovni proces (merenje, upravljanje informacijama, veze, pružanje usluga).

Snabdevači su usled fluktuacija u potrošnji izloženi količinskom riziku i to kratkoročno (zbog oscilacija u potrošnji kupaca na dnevnom nivou) i dugoročno (zbog broja kupaca i njihove ukupne potrošnje). Stoga se osnovnim zadacima snabdevanja električnom energijom mogu smatrati: predviđanje potrošnje kupaca, izrada prognoze kretanja cena električne energije (kratkoročne i dugoročne), optimiziranje modela i izrada dugoročne strategije nabavke električne energije i kupovina električne energije na tržištu i prijava rasporeda operatoru tržišta (Kuliš & Baričević, 2006).

2.4.3 Specifičnosti tržišta električne energije

Osnovna specifičnost tržišta električne energije, koja je značajno razlikuje od drugih tržišta, jeste nemogućnost skladištenja, odnosno istovremenost proizvodnje i potrošnje. Stoga ponuda i tražnja u određenoj električnoj mreži moraju uvek biti u ravnoteži, odnosno uvek se moraju balansirati. Neravnoteža između ponude i tražnje električne energije izaziva odstupanje frekvencije u sistemu od standardne frekvencije (Stoft, 2002, str. 19). Za razliku od tradicionalnih tržišta, tržišta električne energije su segmentirana kako geografski tako i prema uslovima isporuke. Osnovni razlog takvog segmentiranja je nemogućnost uskladištenja.

Osnovne karakteristike tržišta električne energije:

1. Povratak na prosek – cena električne energije se vraća na srednju vrednost u periodu od nekoliko dana ili nedelja i može se objasniti neutralisanjem uzroka koji su je izazvali (ispad generatora, promena vremenskih uslova) (Burger, et al., 2004).
2. Vršne cene – važan aspekt cena električne energije su vršne cene, koje se pojavljuju kod iznenadnih skokova u tražnji, praćenih brzim povratkom na prosek.
3. Sezonalnost – veoma izražena na dnevnom, nedeljnom i godišnjem nivou.
4. Visoka volatilnost – posledica nemogućnosti skladištenja električne energije.
5. Regionalnost cena električne energije – postoje značajne razlike u ceni električne energije između različitih regiona, koje su posledica različitog nivoa proizvodnje i kapaciteta prenosne mreže.
6. Nestalnost – podaci o cenama električne energije pokazuju nestalnost, koja se pojavljuje kao posledica sezonalnosti koja iskrivljuje vremenske serije.

Učesnici na tržištu električne energije aktivno trguju između ostalog zbog upravljanja rizikom, te špekulativnih razloga. Iznenadni ispadi proizvodnih jedinica, nemogućnost skladištenja,

ograničenja u prenosu zajedno sa neelastičnošću tražnje prema cenama električne energije, izdvajaju električnu energiju od ostalih roba i tradicionalnih finansijskih proizvoda.

Sličnosti i razlike između električne energije kao robe i finansijskog tržišta (Kluge, 2006):

1. Osnovna jedinica – na konvencionalnim finansijskim tržištima osnovna jedinica je akcija određene kompanije, dok je na tržištu električne energije specifična jedinica trgovanja izražena u MWh. Teoretski posmatrano, ako bi se zanemarilo da se električna energija ne može uskladišti, jedinica električne energije bi se mogla kupiti kao bilo koje drugo dobro i/ili hartija od vrednosti i zahtevalo bi samo finansijsku transakciju bez obaveze fizičke isporuke.
2. Proizvodnja i potrošnja – na tržištu akcija, broj akcija ostaje konstantan (ukoliko kompanija ne izda nove akcije), dok se električna energija proizvodi i troši u realnom vremenu. Posmatrano sa mikroekonomskog stanovišta, očekuje se da se dugoročna cena vrati na nivo proizvodnih troškova, što je jedan od osnovnih razloga česte upotrebe modela povratka na prosek na robnim tržištima.
3. Nemogućnost uskladištenja – da bi se razumelo kretanje cena električne energije na tržištu, veoma je važno shvatiti da se električna energija, sa raspoloživom tehnologijom, ne može uskladištiti. Stoga se odnos između spot cene i fjučers cene ne može posmatrati samo kao trošak čuvanja.

Jedan od najznačajnijih izazova u upravljanju rizicima na tržištima električne energije je održanje energetskog balansa (odstupanje proizvodnje od potrošnje dovodi do poremećaja koji mogu dovesti do prekida snabdevanja električnom energijom i imati teške finansijske posledice). Da bi se sistem držao u ravnoteži, operatori prenosnih sistema su dužni da obezbede balansnu rezervu (odnosno organizuju tržište balansne energije) i ostale pomoćne usluge (naponsku podršku i black start). Balansno tržište je u suštini spot tržište na veoma kratak rok, npr. 15 minuta. Učesnici na balansnom tržištu električne energije su potrošači i proizvođači koji mogu brzo reagovati na promene u sistemu menjajući svoju potrošnju ili proizvodnju kao prodavci električne energije i operatori prenosnog sistema kao kupci električne energije (operator prenosnog sistema je neutralan na balansnom tržištu jer on učestvuje na balasnom tržištu za račun balansno odgovorne strane (učesnika na tržištu koji je odstupio od svoje planirane potrošnje ili proizvodnje).

Da bi se trgovalo električnom energijom, neophodno je obezbediti prenosne kapacitete. Alokacija kapaciteta se vrši putem aukcije, gde su učesnici sa jedne strane vlasnici prenosnih mreža, a sa druge strane trgovci električnom energijom. Aukcije se organizuju na godišnjem, mesečnom, dnevnom i unutardnevnom nivou.

Balansno tržište električne energije, tržište pomoćnih usluga i aukcije prenosnih kapaciteta su prateća tržišta tržištu električne energije, koja obezbeđuju pouzdano funkcionisanje trgovine i snabdevanja električnom energijom.

2.4.4 Cena električne energije

Cene električne energije, u periodu pre deregulacije i liberalizacije tržišta, su bile regulisane, pa samim tim stabilne i predvidive, stoga je i rizik bio nizak. Deregulacija i liberalizacija tržišta dovele su do povećanja promenljivosti cena i povećanja rizika. Od kada je električna energija prepuštena tržišnim uslovima njena cena ima vrlo visoku volatilnost i uslovljena je mnogobrojnim faktorima. Svakako najznačajniji faktori koji utiču na cenu električne energije su visoka promenljivost i nesigurnost koji deluju na ponudu i tražnju i to na strani ponude raspoloživost proizvodnje i prenosnih kapaciteta, a na strani tražnje potrošnja uslovljena navikama potrošača, vremenskim uslovima i ekonomskom aktivnošću kombinovani sa problemom održanja energetskog balansa.

Bilo kakva promena u pogledu tražnje krajnjih korisnika zajedno sa promenom vremenskih uslova, kao što su temperatura, padavine, vodne rezerve, igraju ključnu ulogu u ponašanju cena električne energije. Spoljni uticaji kao što su ispadi elektrana ili nepouzdanosti u prenosnom sistemu će rezultirati značajnim uticajem na cene električne energije (Girish & Vijayalakshmi, 2013).

Na promenljivost cena u bitnoj meri utiču odnos između ponude i tražnje, cene energenta za pogon proizvodnih postrojenja, klimatske promene, te povremeni zastoji, ispadi i preopterećenost elektroenergetskog sistema. Iz toga proizlaze sledeće karakteristike cena električne energije (Blanco, et al., 2001):

- sezonalnost: cene električne energije menjaju se u skladu s njenom tražnjom tokom sata, dana, meseca i godine,
- povrat na prosek: trend kretanja prosečnih vrednosti cena oko kojih se kreću slučajne vrednosti cena električne energije,

- povremene vršne vrednosti cena: zbog grešaka u prenosu, nestašice električne energije, preopterećenja elektroenergetskog sistema, kao i zbog velike tražnje, te ekstremnih vremenskih uslova.

Pored ponude i tražnje, cena električne energije je uslovljena i raspoloživošću proizvodnje, udelom proizvodnje iz hidroelektrana i u poslednje vreme elektrana na obnovljive izvore energije, cenama pogonskih goriva, cenama CO_2 emisija, kursevima valuta, zagušenjima u prenosu i potrošnjom.

Girish & Vijayalakshmi (2013) razlikuju 4 grupe faktora koje utiču na cenu električne energije:

1. Osnovni faktori kao što su: cena goriva, temperatura, vremenski uslovi, vremenski indeksi kao što su dan u nedelji, mesec u godini, godišnje doba, proizvodni troškovi po jedinici;
2. Operativni faktori kao što su: zagušenja na prenosnoj mreži, uslovi rada elektroenergetskog sistema, proizvodnja električne energije (višak/manjak), održavanje mreže, opterećenje;
3. Strategijski faktori kao što su kupoprodajni ugovori za električnu energiju, bilateralni ugovori, berza električne energije, strategija nuđenja, model tržišta;
4. Istorijski faktori kao što su: cena i tražnja.

Tržište električne energije je direktno povezano sa ostalim energetskim tržištima imajući u vidu da drugi energetski proizvodi mogu biti u nekom delu supstituti za električnu energiju (npr. gas, – ukoliko cene gasa padaju, deo kupaca električne energije će preći na gas), kao i činjenice da se još uvek veći deo električne energije proizvodi iz fosilnih goriva, te ista imaju značajan uticaj na cenu električne energije. Nestabilnost na ostalim energetskim tržištima prenosi se na tržišta električne energije. Posebno značajan uticaj na cenu električne energije ima promena cena prirodnog gasa, imajući u vidu to da su elektrane na gas uglavnom vršne, te da njihovi marginalni troškovi imaju veliki uticaj na promenljivost cena električne energije. S obzirom na to da je cena prirodnog gasa uglavnom vezana za američki dolar i kurs dolara prema lokalnoj valuti utiče na volatilnost cene. Pored cena gasa, veliki uticaj na cenu električne energije u Evropi ima i cena emisija CO_2, s obzirom na to da CO_2 certifikati poskupljuju proizvodnju električne energije iz uglja.

Na tržištima električne energije je uobičajeno da se pojave povremene vršne cene električne energije. One nastaju usled izloženosti velikim, naglim i iznenadnim promenama, na primer zbog prisilnih pogonskih ispada elektroenergetskih postrojenja, zastoja u prenosu električne energije itd. U literaturi je uvrežen naziv vršne cene, jer vrednosti u jednom trenutku dosegnu visoke vrednosti

i zatim se ponovno vraćaju na prosek. Uobičajene su za razdoblja visokih tarifa kad je tražnja za električnom energijom velika, odnosno kada je elektroenergetski sistem preopterećen. Vršne vrednosti cena karakteristične su za cene koje se pojavljuju u toku dana.

Cene električne energije su veoma promenljive i nestabilne u odnosu na posmatrani vremenski period (dan, vikend, nedelja, mesec, godina). Visoka promenljivost u kratkom roku gubi se dugoročno. U kratkom roku cena je opredeljena trenutnom ponudom i tražnjom, dok se dugoročna cena utvrđuje na osnovu predviđanja proizvodnje i potrošnje u budućnosti.

Generalno je pravilo da je cena električne energije na dan isporuke za sve učesnike na tržištu ista, svi proizvođači naplate istu cenu i svi potrošači plaćaju istu cenu po megavatu. To se zove preovlađujuća cena (*clearing price*) za električnu energiju. Na deregulisanom tržištu, preovlađujuća cena se zasniva na ponudama proizvođača električne energije. Te ponude sadrže cenovne šedule koje sučeljavaju volumen električne energije sa cenom. Elektrane se rangiraju od elektrane sa najnižom cenom do elektrane sa najvišom cenom, sve dok se ne zadovolji tražnja. Preovlađujuća cena je cena koju je postigla najčešće korišćena elektrana. Cena po kojoj je poslednja jedinica ušla na tržište naziva se marginalnom cenom električne energije.

2.5 Reforme na tržištu električne energije

Osnovni pokretač reformi u industriji električne energije širom sveta je težnja za većom efikasnošću. Industrijom električne energije su dominirali državni monopoli sa regulacijom cena u državnom ili privatnom vlasništvu. Industrija električne energije je funkcionisala na taj način sve do početka 1980-ih godina, kad je ovaj sektor potpomognut opštim trendom deregulacije, počeo da se pomera od monopolističke strukture prema više konkurentskoj.

Osnovna pretpostavka deregulacije elektroenergetskog sektora je razdvajanje delatnosti nekada vertikalno integrisanih elektroprivrednih preduzeća koji su obavljali sve elektroenergetske delatnosti od proizvodnje do snabdevanja krajnjih potrošača. Pri tome se u dve delatnosti može ostvariti tržišna konkurencija (proizvodnja i snabdevanje), dok dve delatnosti predstavljaju prirodne monopole (prenos i distribucija). Konačni cilj deregulacije elektroenergetskog sektora je uvođenje konkurencije na tržište električne energije.

Prethodna iskustva u procesu reformi energetskih sektora zemalja u svetu omogućila su da se uspostave opšte mere koje je neophodno preduzeti kako bi se uspostavila funkcionalna i tržišno orijentisana industrija (tabela 12).

Tabela 12: Osnovni koraci reforme elektroenergetskog sektora

Restrukturiranje	Vertikalno razdvajanje (unbundling) proizvodnje, prenosa, distribucije i snabdevanja
	Horizontalno razdvajanje proizvodnje od snabdevanja
Konkurencija i tržišta	Veleprodajno tržište i konkurencija u maloprodaji Dozvoljavanje ulaska novim proizvođačima i distributerima
Regulacija	Uspostavljanje nezavisnog regulatora
	Dozvoljavanje ulaska na mrežu trećoj strani
	Podsticaj za regulaciju prenosne i distributivne mreže
Vlasništvo	Dozvoljavanje pristupa učesnicima u privatnom vlasništvu
	Privatizacija postojećih kompanija u državnom vlasništvu

Izvor: Jamasb, T. & Pollitt, M. (2005) Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration

Osnovni cilj preduzetih reformi, odnosno liberalizacije tržišta električne energije, jeste podizanje delotvornosti elektroenergetskog sektora, radi povećanja konkurentnosti privrede. Od liberalizacije tržišta električne energije očekuje se: sniženje cena električne energije, podizanje nivoa usluge, smanjivanje razlike u cenama među državama, mogućnost biranja snabdevača za svakog kupca i povećanje efikasnosti sektora kroz smanjenu potrebu za izgradnjom i održavanjem rezervnih kapaciteta (Tominov, 2008).

Osim modela tržišta električne energije novo okruženje podrazumeva nastajanje niza drugih propratnih tržišta kao što su tržišta pomoćnih usluga i balansnih tržišta koji su u domenu operatora prenosnih sistema, tržišta zelenih certifikata za električnu energiju iz obnovljivih izvora energije, kao i tržišta emisijskih dozvola za emisije ugljen-dioksida.

Prvi koraci u pravcu deregulacije tržišta električne energije verovatno su napravljeni 1978. godine u SAD kada je donet Zakon o regulativi javnih komunalnih usluga PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act), kojim je propisano da su distributivne kompanije dužne da kupuju električnu energiju od kvalifikovanih proizvođača (kogeneratora i malih proizvođača). Iste godine Čile je uspostavio veleprodajni pul, putem koga proizvođači prodaju električnu energiju prodavcima na malo (Al-Sunaidy & Green, 2006).

Usledila je reforma elektroenergetskog sektora koja je na Novom Zelandu započela 1987. godine, Velikoj Britaniji i Argentini 1989. godine, da bi zatim isti postupak usledio i u Norveškoj (1990), Australiji i Peruu (1993), Kaliforniji, Boliviji i Kolumbiji (1994) itd. Proces deregulacije tržišta u Evropskoj uniji počeo je 1996. godine usvajanjem Direktive o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije.

U nastavku je predstavljeno nekoliko primera deregulacije tržišta električne energije i to Čilea, kao prve države koja je izvršila deregulaciju tržišta, Velike Britanije koja je često u literaturi navođena kao zlatni standard, Kalifornije, koja je izazvala najviše pažnje u javnosti zbog kalifornijske krize i Norveške kao primer dobre prakse.

Čile se smatra pionirom u procesu deregulacije elektroenergetskog sektora. Reforme su započete 1978. godine kada je osnovana Nacionalna komisija za energetiku, odnosno 1982. godine donošenjem Zakona o električnoj energiji kojim je uveden institucionalni okvir za deregulaciju i privatizaciju elektroenergetskog sektora. Prema zakonu elektroenergetski sistem je podeljen u tri segmenta: proizvodnju – tržišni segment, prenos – režim otvorenog pristupa i distribuciju – prirodni monopol. Prenos je trebalo da omogući nediskriminatoran pristup proizvođačima i u tu svrhu je stvoren nezavisni operator sistema Centro de Despacho Economico de Carga (CDEC). Kupci su podeljeni na regulisane i slobodne. Slobodni kupci su bili kupci koji su imali potrošnju iznad 2 MW i oni su slobodno mogli da ugovaraju isporuku električne energije sa proizvođačem. Regulisani kupci su bili kupci lokalne distribucije, koji su imali pravo da se snabdevaju po regulisanim cenama električne energije uvećanim za mrežne troškove. Zakonom su predviđena tri tržišta, prvo namenjeno malim kupcima, koji kupuju električnu energiju po regulisanim tarifama (tržište između proizvođača i distributivnih kompanija), drugo, namenjeno za velike kupce, koji slobodno ugovaraju električnu energiju sa proizvođačima ili distributivnim kompanijama i treće, tržište namenjeno proizvođačima, koji u okviru CDEC-a trguju električnom energijom, radi ispunjenja ugovora o snabdevanju. Započete reforme su, počevši od 1981. godine, vodile horizontalnoj i vertikalnoj dezintegraciji, komercijalizaciji i delimičnoj privatizaciji elektroenergetskog sektora (Pollitt, 2004). Privatizacija velikih razmera započela je 1986. godine, te je do danas skoro 100% proizvodnje, prenosa i distribucije u privatnom vlasništvu (Raineri, 2006, str. 86). Tri krize u snabdevanju električnom energijom su od početka procesa deregulacije pogodile Čile. Prva (1998–1999) je bila izazvana sušama koje su pogodile zemlju i ugrozile elektroenergetski sistem zasnovan uglavnom na hidroenergiji. Druga (1999) je prouzrokovana

snažnim rastom kapaciteta uglavnom na gas i nedostatkom legislative za koordinaciju brzo rastućeg sistema. Treća (2004) je nastala kao posledica političke nestabilnosti u Argentini, odnosno zbog velike zavisnosti Čilea od uvoza gasa iz Argentine, gde je ograničenje na izvoz gasa u Argentini značajno pogodilo elektroenergetski sistem Čilea.

Velika Britanija je verovatno najproučavanji primer deregulacije elektroenergetskog sektora. Reforma je započeta 1989. godine donošenjem Zakona o električnoj energiji, koji je uspostavio pravni okvir za restrukturiranje. Zakonom je uspostavljen regulator industrije DGES (Director General of Electricity Supply – Generalni direktor za snabdevanje električnom energijom) koji je bio na čelu Kancelarije za regulaciju električne energije. Vlada je vertikalno organizovanu kompaniju u državnom vlasništvu CEGB (Central Electricity Generating Board) u martu 1990. godine razdvojila na 4 preduzeća (3 proizvodna i jedno mrežno): Nuclear Electric kome su u vlasništvo dodeljene nuklearne elektrane, National Power kome je u vlasništvo pripalo 60% proizvodnih kapaciteta, PowerGen, koji je u vlasništvo dobio preostale proizvodne kapacitete i National Grid Company, kojoj je u vlasništvo dodeljena visokonaponska mreža zajedno sa 2 GW proizvodnje iz akumulacije. Istovremeno je formirano 12 distributivnih kompanija, RECs (Regional Electricity Companies). Sve kompanije su privatizovane do kraja 1996. godine (Newbery, 2006, str. 115). Uvođenjem konkurencije u proizvodnju, uvedena je i obaveza svim proizvođačima (privatnim i javnim) da prodaju električnu energiju na veleprodajnom tržištu odnosno putem obavezujućeg pula. Svi proizvođači električne energije bili su obavezni da prodaju električnu energiju pulu od kojeg su kompanije za snabdevanje kupovale. Svakog dana do 10 sati, svi uključeni proizvođači nudili su određenu količinu električne energije za svako utvrđeno polusatno razdoblje te grupu minimalnih „ponuđenih cena“ po kojima su bili voljni proizvoditi idućeg dana. Operator sistema unosio je sve informacije u plan proizvodnje za idući dan i usklađivao ponude proizvođača s predviđenom potražnjom. Na osnovu plana proizvodnje pul je izračunavao „kupovnu cenu pula“ za planirani izlaz. Snabdevači su plaćali navedenu cenu uvećanu za troškove poslovanja sistema (Prša, 2015). Tržište se otvaralo postepeno u zavisnosti od veličine kupca. U momentu privatizacije 5.000 kupaca čija je potrošnja bila preko 1 MW je steklo pravo da bira snabdevača koji je mogao da kupi električnu energiju direktno od pula, dok su svi ostali kupci morali da se snabdevaju kod lokalnog distributera (REC). Limit se 1994. godine smanjio na 100 kV, te je dodatnih 45.000 potrošača steklo pravo da bira snabdevača, da bi od 1998. godine svi potrošači stekli pravo na izbor snabdevača. Obavezujući pul je bio na snazi od 1990. do 2001.

godine, kada je isti ukinut, a uveden nov model utemeljen na modelu bilateralnog tržišta. Trgovina preko pula više nije bila obavezna već je dozvoljeno i trgovanje bilateralnim ugovorima. Centralizovano tržište Engleske i Velsa, poznatije kao „NETA“ (*New Electricity Trading Agreements*) počelo je sa radom 27. marta 2001. godine i od tada deluje kao dobrovoljni pul, odnosno bavi se samo trgovinom izvan bilateralnih ugovora između proizvođača, trgovaca na malo, kupaca i ostalih učesnika. Proizvođači električne energije ugovaraju sa kupcima fizičke količine električne energije po dogovorenoj ceni. Neposredno pre isporuke, učesnici obaveštavaju operatora sistema o svojoj ugovorenoj kupovini i prodaji, kao i o predviđenoj proizvodnji i potrošnji električne energije i cenama po kojima su voljni povećati ili smanjiti svoju proizvodnju ili potrošnju. Ponude koje su prihvaćene određuju cene koje će se koristiti za rešavanje odstupanja između merenih protoka i ugovora. Niska cena primenjuje se kod viška, a visoka cena kod manjka električne energije. Stvoren je veći broj tržišta kako bi se pomoglo prodavcima da pronađu kupce za svoje ugovore pri čemu svako tržište nudi raznovrsne ugovore (godišnje, sezonske, kvartalne, mesečne, nedeljne i dnevne) (Prša, 2015).

Proces deregulacije u Kaliforniji započeo je 1992. godine kada je Kalifornijska komisija za javna komunalna preduzeća CPUC (California Public Utilities Commission) razvila plan restrukturiranja, koji je postao osnova zakona iz 1996. godine. Restrukturiranje je započelo od liberalizacije veleprodajnih tržišta i odmah su uspostavljene berza električne energije i kalifornijski nezavisni sistem operator CAISO (California Independent System Operator). Istovremeno su maloprodajne cene fiksirane, onemogućavajući snabdevače da prenose promene cena na potrošače. Takođe, CPUC nije dozvoljavao dugoročne ugovore, zbog čega se veleprodajno tržište oslanjalo na vrlo volatilno spot tržište. Pored toga, od snabdevača se zahtevalo da prodaju svoje proizvodne pogone. Zakonom je još bilo predviđeno da se sve prodaje i kupovine električne energije moraju obavljati preko berze. Samo četiri godine nakon liberalizacije tržišta, odnosno 2000. godine, nastupila je kriza elektroenergetskog sistema u Kaliforniji, koja je praćena prekidima u isporuci električne energije domaćinstvima i industriji. Kriza je trajala do polovine naredne godine. Nedovoljno investiranje u nove kapacitete, prouzrokovano složenim sistemom izdavanja dozvola, zajedno sa povećanjem potrošnje i smanjenjem mogućnosti uvoza (zbog povećane tražnje u okruženju) dovelo je toga da su sva proizvodna postrojenja radila punim kapacitetom, te su na tržište morale biti uvedene proizvodne jedinice sa velikim troškovima (stara, manje efikasna gasna postrojenja) što je dovelo do rasta veleprodajne cene električne energije. Pored toga, povećana

tražnja za gasom je dovela do povećanja cene gasa, što je rezultiralo još većim cenama električne energije. Sve navedeno uz špekulativno ponašanje određenih kompanija na tržištu dovelo je do povećanja cena koje nisu mogle biti prebačene na krajnje potrošače, što je rezultiralo bankrotom kompanija za snabdevanje i malih proizvodnih kompanija i serijama isključenja električne energije potrošačima. Cene koje su u aprilu bile u nivou 30 USD/MWh, do juna 2000. godine su porasle na 100 USD/MWh, a do novembra su bile u nivou između 250 i 450 USD/MWh. Početak 2001. godine su takođe karakterisale rastuće veleprodajne cene i povremeni nestanci električne energije. Kriza je prekinuta intervencijom države, nakon bankrota izvesnog broja kompanija i ukidanja berze električne energije, na način da je država sredinom januara 2001. godine preuzela kupovinu električne energije od proizvođača u ime snabdevača. Do kraja avgusta država je platila 10 miliona dolara za električnu energiju, koju je prodala snabdevačima za 3 miliona dolara (Sweeney, 2002).

U Norveškoj je proces deregulacije započeo odobrenjem reforme elektroenergetskog sektora od strane parlamenta 1990. godine i njenom realizacijom u januaru 1991. godine. Kako navode Bye & Hope (2005), u momentu pokretanja reforme Norveška je imala oko 70 proizvođača električne energije i 230 vlasnika mreže, od kojih su neki bili vertikalno integrisani. Najveći među njima bio je Statkraft koji je kontrolisao 1/3 ukupne proizvodnje. Takođe, Norveška je imala razvijeno spot tržište za povremenu električnu energiju, koje je počelo sa radom 1972. godine, poznato kao 'Samkjøringen', na kome su učesnici bili proizvođači električne energije.

Suština reforme je bio decentralizovan pristup slobodnoj trgovini, u smislu da je restrukturiranje podrazumevalo odvajanje prenosne mreže od ostalih elektroenergetskih delatnosti (iz državnog vertikalno integrisanog Statkrafta se izdvojilo, takođe, državno preduzeće za prenos Statnett), reorganizaciju proizvodnih preduzeća, otvaranje maloprodaje, uspostavljanje dobrovoljnih veleprodajnih tržišta i omogućavanje trećim licima pristupa mreži. Reforma se nije odnosila na vlasništvo nad preduzećima. Berza električne energije Statnett Marked AS je uspostavljena 1993. godine. Druge nordijske zemlje integrisale su svoja tržišta sa Norveškim. Švedska se pridružila 1996. godine kada je i uspostavljena zajednička berza električne energije, preimenovana u NordPool ASA. Finska se pridružila 1998. godine, Danska 2000. godine, kada je nordijsko tržište postalo potpuno integrisano. NordPool je u zajedničkom vlasništvu operatora prenosnih sistema zemalja učesnica. Na tržištu, zbog udruživanja nacionalnih tržišta, ni jedna kompanija nema dominantu ulogu. Na nordijskom tržištu je prvi put uvedeno kombinovano trgovanje električnom energijom i prenosnim kapacitetima. Norveško tržište je prvi veliki test

imalo 2002. godine, kada je nepovoljna hidrološka situacija smanjila proizvodnju električne energije, što je dovelo do povećanja cena za tri puta. Cene su i tokom 2003. godine ostale relativno visoke, pre nego što su se postepeno normalizovale. Međutim, za razliku od Kalifornije, visoke veleprodajne cene su dovele do visokih maloprodajnih cena, što je rezultiralo smanjenjem potrošnje, što je donekle pomoglo da se kriza prevaziđe. Države nisu intervenisale u tržišnim procesima.

3. DEREGULACIJA TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE U EVROPSKOJ UNIJI

Regulatorne reforme elektroenergetskog sektora su započele istovremeno sa reformama u drugim infrastrukturnim delatnostima (transport, telekomunikacije i dr.). Politička spremnost pojedinih zemalja OECD-a da liberalizuju tržište i smanje prisustvo i intervenciju države, dovela je do kritičkog preispitivanja i reevaluacije uloge i značaja regulacije (Filipović & Tanić, 2010, str. 107).

U zemljama Evrope, proces reformi je otpočeo pre dvadeset pet godina donošenjem Direktive o električnoj energiji i gasu. Regulatorne promene su zasnovane na ideji o stvaranju jedinstvenog energetskog tržišta. One se odnose na liberalizaciju i stvaranje zajedničkog zakonodavnog okvira. Evropska unija je nosilac tih promena.

Osnovni razlog uvođenja Direktiva o električnoj energiji je u suštini mogućnost transformisanja tržišno orijentisanih delova energetskih preduzeća iz monopolskih u tržišno orijentisana preduzeća. Direktive su vođene idejom da bi tržište bilo efikasnije od monopola.

3.1 Regulativa Evropske unije za električnu energiju

Regulacija tržišta električne energije u Evropi počela je ranih devedesetih, donošenjem prvih propisa koji su regulisali tržište električne energije. Donete su dve direktive: Direktiva 90/377/EEC[12] iz 1990. godine o postupku Zajednice za poboljšanje transparentnosti cena prirodnog gasa i električne energije za industrijske kupce i Direktiva 90/547/EEC[13] isto iz 1990. godine o tranzitu električne energije prenosnim mrežama.

Uređenje elektroenergetskog sektora nastavljeno je u narednim godinama, donošenjem četiri energetska paketa, sačinjenih od direktiva i uredbi, koja se, između ostalog, odnose na uspostavljanje konkurentnog tržišta električne energije.

[12] Originalni naziv: Council Directive 90/377/EEC of 29 June 1990 concerning a Community procedure to improve the transparency of gas and electricity prices charged to industrial end-users. Tekst direktive je dostupan na: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=LEGISSUM%3Al27002.

[13] Originalni naziv: Commission Directive 98/75/EC of 1 October 1998 updating the list of entities covered by Directive 90/547/EEC on the transit of electricity through transmission grids. Tekst direktive je dostupan na: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:31998L0075&from=CS.

3.2.1 I energetski paket – Direktive iz 1996. godine

Formalni proces liberalizacije i otvaranja nacionalnih tržišta zemalja članica Evropske unije je započeo 1996. godine usvajanjem Direktive 96/92/EC[14] o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije.

Direktiva iz 1996 za električnu energiju je postavila pravila za četiri područja: proizvodnju, maloprodajno snabdevanje, prenos i distribuciju, razdvajanje i regulativu.

U području proizvodnje predviđene su dve opcije za izgradnju novih elektrana:

- javni pozivi – predviđeno je da neko službeno telo definiše potrebne kapacitete i putem javnog poziva, u otvorenom i nediskriminatornom procesu, bira ekonomski najpovoljniju ponudu za izgradnju novih kapaciteta.
- Autorizacija – pod autorizacijom se smatralo da svako u skladu sa zakonom može izgraditi elektranu u bilo koje vreme i na bilo kojem mestu. Potreba za kapacitetom nije imala uticaja na autorizaciju.

U regulaciji maloprodajnog snabdevanja potrošači električne energije su dobili priliku da izaberu ili promene dobavljača. Direktiva je tražila od zemalja članica da do februara 1999. godine omoguće potrošačima koji koriste preko 40 GWh/godinu da biraju dobavljače električne energije; do februara 2000. godine pravo da se snabdevaju na slobodnom tržištu dobili su potrošači koji godišnje koriste preko 20 GWh, a do februara 2003. godine pravo na slobodno snabdevanje stekli su potrošači koji godišnje koriste preko 9 GWh.

Mere za prenos i distribuciju, predviđene direktivom je trebalo da osiguraju nediskriminatoran pristup mreži. Predviđene su tri opcije:

- pregovorima dobijen pristup trećih strana *(third party access* – TPA), gde proizvođači i maloprodajni dobavljači za pristup mreži pregovaraju sa vlasnicima mreže,
- zakonski regulisan TPA gde je pristup mreži proizvođačima i maloprodajnim dobavljačima dozvoljen prema objavljenim tarifama,

[14] Orginalni naziv: Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity. Tekst direktive je dostupan na: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A31996L0092.

- jedan kupac *(Single Buyer)* kojim je bila predviđena centralna agencija koja bi bila odgovorna za kupovinu električne energije za sveukupne potrebe zemlje, što bi odredilo koje će se elektrane koristiti.

U prva dva slučaja vlasnici mreže mogli su zabraniti pristup na osnovu bezbednosti sistema, a operatori mreže, ukoliko nije bilo dovoljno kapaciteta, nisu bili dužni graditi nove kapacitete kako bi odgovorili na zahteve za pristup. Opcija jedan kupac od samog početka nije bila dovoljno jasna.

U nameri da spreče vertikalno integrisane kompanije da zloupotrebljavaju vlasništvo nad mrežom, Direktive iz 1996. godine su predvidele mere koje su zahtevale korporativno odvajanje mreže od aktivnosti proizvodnje/snabdevanja. Operatori sistema prenosa i distribucije (TSO (Transmission System Operator) i DSO (Distribution System Operator) mogli su biti deo vertikalno integrisanih kompanija, ali su morali izvršiti računovodstveno razdvajanje, kako bi dokazali da njihove aktivnosti nisu subvencionisane od strane proizvodnje ili snabdevanja. Stepen integracije između proizvodnje i snabdevanja, nije bio predmet regulacije ovom direktivom.

Direktiva nije propisala obavezu uspostavljanja regulatora sektora, ali je predviđeno da se formira neko telo koje bi se bavilo rešavanjem sporova između kompanija u sektoru.

U sferi međunarodne trgovine Direktiva je dopuštala državama da spreče kompanije iz država sa maloprodajnim tržištima koja nisu potpuno otvorena od učešća na tržištima odnosnih država.

Direktiva iz 1996. se ne bavi pitanjima vlasništva, odnosno da li bi trebalo započeti proces privatizacije ili ne.

3.2.2 II energetski paket – Direktive iz 2003. godine

Kako bi se ubrzao proces liberalizacije i omogućilo uspostavljanje potpuno otvorenog unutrašnjeg tržišta električne energije, 2003. godine je usvojena nova Direktiva 2003/54/EC[15] o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije (kojom se zamenjuje direktiva 96/92/EC), koja uvodi zajednička pravila o proizvodnji, prenosu, distribuciji i snabdevanju električne energije. Ova Direktiva utvrđuje pravila koja se odnose na organizaciju i delovanje elektroenergetskog sektora, definiše pristup tržištu, kao i kriterijume javnog nadmetanja, postupak

[15] Originalni naziv: Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 200 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC. Tekst Direktive je dostupan na https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32003L0054.

izdavanja dozvola za izgradnju novih proizvodnih kapaciteta i vođenje sistema. Direktiva 2003/54/EC donosi nekoliko bitnih novina (Filipović & Tanić, 2010, str. 108):

- insistira na pravnom razdvajanju mrežnih delatnosti od delatnosti proizvodnje i snabdevanja,
- promoviše slobodan ulazak u segment proizvodnje,
- insistira da pristup mreži mora da bude nediskriminatoran, transparentan i po ekonomski opravdanoj ceni, a kako bi pristup mreži bio slobodan, prenos i distribuciju moraju obavljati zakonski odvojena pravna lica ukoliko su preduzeća vertikalno integrisana,
- napušta se pregovorima dobijen pristup trećih strana i model jednog kupca i uvodi se samo regulisani pristup mreži i
- naglašava se potreba za uspostavljanjem nezavisnog regulatornog tela zaduženog za primenu regulative.

Direktiva iz 2003. godine je dodatno podstakla tržišnu konkurenciju, uvođenjem jače regulacije. Uporedni prikaz zahteva direktiva iz 1996. i 2003. godine predstavljen u tabeli 13 pokazuje koji su novi zahtevi dodati i/ili promenjeni u odnosu na Direktivu iz 1996. godine.

Tabela 13: Period pre 1996. godine i zahtevi EU direktiva

	Pre 1996. godine	**EU direktiva iz 1996. godine**	**EU direktiva iz 2003. godine**
Proizvodnja	Monopol	Autorizacija, tender	Autorizacija
Prenos i distribucija	Monopol	Regulacija, pregovori, model jednog kupca	Regulacija
Snabdevanje	Monopol	Odvajanje računa	Pravno odvajanje od prenosa i distribucije
Snabdevanje krajnjih potrošača	Nema izbora dobavljača	Izbor dobavljača važi samo za kvalifikovane kupce[16]	Od 2004. godine izbor imaju industrijski potrošači, a od 2007. godine i domaćinstva

[16] Kvalifikovani kupac je određen kao svaki kupac koji kupuje energiju za sopstvene potrebe i on po Direktivi iz 1996. godine može slobodno izabrati svog snabdevača električne energije.

Razdvajanje prenosa i distribucija	Integracija	Računovodstveno razdvajanje	Pravno razdvajanje
Trgovina izvan granice EU[17]	Monopol	Pregovori	Regulacija
Regulator	Vlada	Nije definisano	Nezavisno regulatorno telo

Izvor: VasJamasb, T., Pollitt M. (2005), Electricity Market Reform in the EU – Review of Progress towards Liberalisation and Integration

Direktiva iz 2003. godine u oblasti proizvodnje ukida opciju javnih poziva, odnosno dozvoljava je samo u posebnim slučajevima, kada sistem zasnovan na tržištu ne obezbeđuje potrebne kapacitete. Autorizacija pod ovom Direktivom postaje pravilo za izgradnju novih kapaciteta.

U oblasti prenosa i distribucije Direktivom iz 2003. opcija pregovorima dobijenog TPA i opcija jedan kupac su povučene, pa je regulisana TPA jedina opcija. Tarife za pristup mreži ili barem metodologiju njihovog izračunavanja moralo je da odobri neko zakonodavno telo.

Zahtevi za odvajanjem sistemski su se pojačavali tako da se od integrisanih kompanija koje su bile TSO-ovi ili DSO-ovi zahtevalo potpuno zakonsko odvajanje njihovih TSO ili DSO aktivnosti i aktivnosti proizvodnje ili maloprodaje. To znači da su operatori prenosnog i distributivnog sistema morali biti osnovani kao nezavisni pravni subjekti. Operatori prenosnog i distributivnog sistema mogu da budu u istom korporativnom vlasništvu kao i kompanija koja se bavi proizvodnjom i/ili snabdevanjem, ali moraju biti pravno različita preduzeća (Thomas, 2006, str. 791).

Krajnji rok za završetak pravnog razdvajanja za operatora prenosne mreže je bio 1. jul 2004. godine, a za operatora distributivne mreže 1. jul 2007. godine. Rokovi za otvaranje tržišta električne energije podudaraju se sa krajnjim rokovima razdvajanja operatora prenosne i distributivne mreže.

[17] Uslovi trgovine električnom energijom sa trećom stranom, izvan granice EU su dodatno regulisani Uputstvom o prekograničnoj razmeni br. 1228/2003.

Krajnji rok za otvaranje tržišta za sve potrošače (izuzev domaćinstava) bio je 1. jul 2004. godine, a za domaćinstva 1. jul 2007. godine.

Direktiva iz 2003. godine je tražila potpuno otvaranje tržišta, što znači da svi potrošači električne energije (nerezidentni i rezidentni) imaju pravo da biraju svoje snabdevače električnom energijom.

Klauzule o regulaciji su bile mnogo strože. Od zemalja članica tražilo se da odrede zakonskog regulatora sektora koji je morao imati minimalni skup nadležnosti, ali i dovoljno ovlašćenja za neposrednu kontrolu rada proizvođača i snabdevača i regulaciju prirodnih monopola (prenos i distribucija). Cilj je bio da se obezbede nediskriminatorni uslovi za sve učesnike na tržištu kako bi se promovisala konkurencija i funkcionisanje tržišta električne energije na transparentan, efikasan i efektivan način. To je obavezalo i Komisiju da postavi Evropsku grupu zakonskih regulatora za električnu energiju i gas sa ciljem da podstiče saradnju između zakonodavnih tela.

Direktiva iz 2003. godine zahtevala je od država članica da dostave Komisiji izveštaj o dominantnim kompanijama i antikonkurentskom ponašanju, promenama u vlasništvu i merama pokrenutim u cilju jačanja konkurencije, kao i godišnji izveštaj o ukupnom napretku u stvaranju funkcionalnog unutrašnjeg tržišta električne energije.

Međunarodna trgovina u sektoru električne energije pretpostavila je prominentniju ulogu nove Direktive za električnu energiju i promovisanje izgradnje međuveza između nacionalnih sistema. Doneta je i Uredba EC 1228/2003[18] o uslovima za pristup mreži za prekograničnu razmenu električne energije, kako bi se regulisao prenos električne energije, kao i upotreba raspoloživih interkonektivnih kapaciteta između država članica.

Pored navedenih, drugi energetski paket su činile i Direktiva o merama zaštite sigurnosti snabdevanja električnom energijom i ulaganja u infrastrukturu 2005/89/EC10[19] i Direktiva o

[18] Originalni naziv: Regulation (EC) No 1228/2003 of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exhanges in electricity. Tekst uredbe je dostupan na https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32003R1228.

[19] Originalni naziv: Directive 2005/89/EC of the European Parliament and of the Council of 18 January 2006 concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment. Tekst direktive je dostupan na:. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32005L0089.

promovisanju električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije na unutrašnjem tržištu električne energije 2001/77/EC[20], koje takođe regulišu sektor električne energije:

Direktivom o merama zaštite sigurnosti snabdevanja električnom energijom i ulaganja u infrastrukturu, koja je stupila je na snagu u decembru 2007. godine, utvrđuju se mere čiji je cilj očuvanje sigurnosti snabdevanja električnom energijom i obezbeđivanje pravilnog funkcionisanja unutrašnjeg tržišta električne energije u smislu odgovarajućeg nivoa kapaciteta proizvodnje, ravnoteže između ponude i tražnje, kao i nivoa međusobnog povezivanja između država članica.

Direktiva se odnosila na sledeća područja:

- Sigurnost mreže – zahteva se od zemalja članica da osiguraju da operatori prenosnog sistema i prema potrebi distributivnog sistema, utvrde minimalna operativna pravila i obaveze u pogledu sigurnosti sistema, te da održavaju odgovarajući nivo operativne sigurnosti mreže u saradnji sa susednim zemljama.
- Održavanje ravnoteže između ponude i tražnje – zahteva se od zemalja članica da preduzmu odgovarajuće mere radi održavanja ravnoteže između raspoloživih proizvodnih kapaciteta i tražnje, odnosno da podstiču razvoj veleprodajnog tržišta i zahtevaju od operatora prenosnog sistema da obezbedi odgovarajući nivo rezervnog kapaciteta.
- Investicije u mrežu – zahteva se da zemlje članice uspostave regulatorni okvir koji daje signale operatorima prenosnog i distributivnog sistema za razvoj mreža i olakšava održavanje i obnovu mreža.
- Izveštavanje – zahteva se od zemalja članica da zajedno sa operatorima prenosnog sistema redovno izveštavaju o operativnoj sigurnosti mreže, predviđenoj ravnoteži ponude i tražnje u narednih 5 godina, izgledima o sigurnosti snabdevanja u periodu od 5 do 15 godina i namerama ulaganja u narednih 5 ili više godina.

Direktiva o promovisanju električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije na unutrašnjem tržištu električne energije se bavi promovisanjem električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora i povećanjem udela obnovljivih izvora u proizvodnji električne energije. U ovoj

[20] Originalni naziv: Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity from renewable energy sources in the internal electricity market. Tekst direktive dostupan na https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32001L0077.

direktivi je istaknuto da je promocija obnovljivih izvora visok prioritet za EU zbog sigurnosti i diverzifikacije snabdevanja energijom, zaštite životne sredine, ekonomske i socijalne kohezije.

3.2.3 III energetski paket

Skup zakona EU o energetskom tržištu, poznat kao treći energetski paket, ima za cilj poboljšanje funkcionisanja unutrašnjeg energetskog tržišta i rešavanje određenih strukturnih problema, s obzirom na to da pravila o pravnom i funkcionalnom razdvajanju kako je dato u Direktivi 2003/54/EC nisu dovela do željenog efekta u smislu promovisanja investicija, povećanja konkurentnosti i zaštite potrošača.

Treći energetski paket stupio je na snagu u septembru 2009. godine, a njegov deo koji se odnosi na tržište električne energije sačinjen je od sledećih direktiva:

– Direktiva 2009/72/EC[21] o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije, kojom je stavljena van snage Direktiva 2003/54/EC,
– Uredba EC 714/2009[22] o uslovima za pristup mreži za prekograničnu razmenu električne energije, kojom je stavljena van snage Uredba EC 1228/2003,
– Uredba EC 713/2009[23] o osnivanju Agencije za saradnju energetskih regulatora (ACER).

Ciljevi trećeg energetskog paketa su:

– efektivnije razdvajanje prenosne mreže,
– davanje većih ovlašćenja nacionalnim regulatorima,
– formiranje evropske regulatorne agencije (ACER),
– prekogranična saradnja,
– otvoreno i fer maloprodajno tržište.

---

[21] Originalni naziv: Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. Tekst Direktive dostupan na: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0072.

[22] Originalni naziv: Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003. Tekst Uredbe dostupan na: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32009R0714.

[23] Orignalni naziv: Regulation (EC) No 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Tekst uredbe dostupan na: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32009R0713&qid=1629721159265.

U fokusu direktive 2009/72/EC je prenosni sistem. Ovom direktivom je definisano da svako preduzeće koje poseduje prenosni sistem, deluje kao operator prenosnog sistema. Precizirani su i prava i obaveze TSO. Sa namerom da se izbegne da pojedinačna kompanija istovremeno upravlja prenosnom mrežom i proizvodi ili prodaje električnu energiju, s obzirom na to da ona može imati interes da ometa konkurentskim preduzećima pristup infrastrukturi, a u cilju kreiranja lojalne konkurencije na tržištu, predviđena su tri modela razdvajanja:

– Vlasničko razdvajanje – operator prenosnog sistema mora biti potpuno organizaciono, poslovno, interesno i vlasnički odvojen od vertikalno integrisane kompanije. U ovom slučaju nijednom preduzeću za snabdevanje ili proizvodnju nije dozvoljeno da drži većinski udeo ili da se meša u rad operatora prenosnog sistema (jedna osoba ne može istovremeno biti član upravljačkih struktura prenosnog preduzeća i preduzeća za proizvodnju i/ili snabdevanje).
– Nezavisni operator sistema (ISO) – omogućava vertikalno integrisanom preduzeću da zadrži vlasništvo nad prenosnom mrežom uz obavezno razdvajanje interesa, u smislu da se celokupno poslovanje, održavanje i ulaganje u mrežu mora prepustiti nezavisnoj kompaniji. ISO je odvojen, obavlja delatnost operatora prenosnog sistema, ali njegova imovina je u vlasništvu vertikalno integrisane kompanije.
– Nezavisni operator prenosnog sistema (ITO) – ostavlja mogućnost vertikalno integrisanom preduzeću da zadrži vlasništvo nad prenosnom mrežom i da njome upravlja, ali se to mora učiniti putem ogranka, odnosno operator prenosnog sistema ostaje u okviru vertikalno integrisanog preduzeća, ali sa vlasništvom nad mrežom. Sve važne odluke se moraju donositi nezavisno od matične kompanije, a ITO ne sme imati zajedničke usluge sa matičnom kompanijom.

Evropska komisija objavljuje dodatna pravila koja objašnjavaju kako se modeli razdvajanja primenjuju sa namerom da se uspostavi regulatorni okvir kojim se obezbeđuje fer konkurencija, dovoljan obim investicija, pristup novim učesnicima na tržištu, kao i integracija tržišta električne energije.

Distributivni sistem može imati jednog ili više DSO. Prema direktivi DSO koji je deo vertikalno integrisane kompanije mora biti nezavisan od ostalih delatnosti u smislu pravnog oblika,

organizacije i odlučivanja. Takođe, direktiva daje smernice za razdvajanje delatnosti snabdevanja od rada mreže.

Prekogranični pristup za nove snabdevače i proizvođače električne energije, iz različitih energetskih izvora, dužne su da obezbede zemlje članice i njihova nacionalna regulatorna tela.

Sertifikaciju operatora prenosnog i distributivnog sistema vrše nacionalni regulatori u skladu sa pravilima o razdvajanju, a Komisija daje mišljenje o izvršenim postupcima sertifikacije od strane nacionalnih tela, objavljuje ih i redovno ažurira. Svi operatori prenosnog i distributivnog sistema u Evropi moraju biti sertifikovani od strane nacionalnih regulatora sa pozitivnim mišljenjem Komisije.

Zahtevi za osnivanje nacionalnih regulatora pretrpeli su niz promena. Obaveza uspostavljanja regulatora predviđena je Direktivom 2003/54/EC. Trećim energetskim paketom nameće se davanje većih ovlašćenja nacionalnim regulatorima.

Nacionalni regulatori moraju biti osnovani kao posebno pravno lice i nezavisni od javnih i privatnih interesa. Nacionalne vlade su dužne da im osiguraju da dobiju ovlašćenja koja im omogućavaju izvršavanje dužnosti, dovoljna sredstva za obavljanje delatnosti, ali i kontrolu nad sopstvenim budžetom. Regulator samostalno odlučuje kako će raditi i kako će biti vođen, uključujući i kadrovsku politiku. Predviđeno je da nacionalni regulatori nadziru i kontrolišu funkcionisanje tržišta, te da mogu da donose obavezujuće odluke u vezi sa svim relevantnim pitanjima ukoliko interno tržište električne energije ne funkcioniše pravilno, kao i da izriču kazne onim kompanijama koje se ne pridržavaju zakonskih obaveza.

Takođe, u nadležnosti nacionalnih regulatora je utvrđivanje ili odobravanje tarifa ili metodologija koje se koriste za izračunavanje prenosnih i distributivnih tarifa. Zadatak regulatora je da osigura da prenosne i distributivne tarife budu nediskriminatorne.

Proizvođači električne energije, operatori prenosne mreže i dobavljači energije dužni su da nacionalnim regulatorima dostavljaju redovne izveštaje o radu.

Regulatori iz različitih zemalja EU moraju međusobno sarađivati kako bi promovisali konkurenciju, otvaranje tržišta i efikasan i siguran energetski sistem.

Direktiva 2009/72/EC propisuje obavezu državama članicama da putem pravila, koja se objavljuju i podležu ispitivanju regulatornih tela, definišu uloge i odgovornosti operatora

prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema, snabdevača i kupaca u pogledu obaveza prema kupcima, vlasništva podataka i odgovornosti za merenja, a sve u cilju uspostavljanja funkcionalnog i transparentnog maloprodajnog tržišta.

Treći paket uključuje pravila kreirana da bi od njih imali koristi evropski potrošači, te da bi se zaštitila njihovih prava. Direktivom se utvrđuje obaveza javne usluge i zaštite kupaca. Države članice su dužne da obezbede domaćinstvima i ukoliko smatraju opravdanim malim preduzećima pravo na univerzalnu uslugu (snabdevanje električnom energijom određenog kvaliteta po jasno uporedivim, transparentnim, nediskriminatornim i razumnim cenama). Takođe, države članice nameću distributivnim preduzećima obavezu priključenja kupaca na distributivni sistem. Nova pravila uključuju pravo izbora ili promene dobavljača bez dodatnih troškova, dobijanje objektivnih i transparentnih informacija o sopstvenoj potrošnji električne energije i brzo i jeftino rešavanje sporova. Države članice su dužne da preduzmu odgovarajuće mere radi zaštite krajnjih kupaca, posebno ugroženih kupaca i kupaca u udaljenim područjima, odnosno da osiguraju visok nivo zaštite potrošača u pogledu opštih informacija i ugovornih uslova, kao i mehanizama rešavanja sporova. Njome se, pored ostalog, omogućava uvođenje „pametnih“ mernih sistema, koji doprinose aktivnom učešću potrošača na tržištu električne energije.

Cilj Uredbe EC 714/2009 je da osigura optimalno upravljanje prenosnom mrežom i omogući trgovinu i snabdevanje električnom energijom, odnosno da se utvrde pravila za prekograničnu saradnju, da se podstakne konkurentnost na unutrašnjem tržištu, da se osigura visok nivo sigurnosti snabdevanja električnom energijom i uspostavi dobro organizovano i transparentno veleprodajno tržište. Zbog prekogranične prirode evropskog tržišta električne energije, predviđeno je osnivanje Evropske mreže operatora prenosnog sistema za električnu energiju (ENTSO-E).

ENTSO-E, u skladu sa smernicama koje izrađuje ACER, razvija standarde i izrađuje mrežna pravila (Network codes) kako bi se olakšala harmonizacija, integracija i efikasnost evropskog tržišta električne energije. Mrežnim pravilima koje donosi ENTSO-E reguliše se prekogranična razmena. Takođe, ENTSO-E koordinira planiranje mrežnih investicija i nadgleda razvoj novih prenosnih mogućnosti i izrađuje, objavljuje i redovno ažurira desetogodišnji investicioni plan razvoja mreže.

Uredba EZ 713/2009 propisuje osnivanje Agencije za saradnju energetskih regulatora (ACER) sa namerom da potpomogne saradnju među nacionalnim regulatorima i da osigura nesmetano

funkcionisanje unutrašnjeg energetskog tržišta i saradnju na nivou Zajednice. Agencija je nezavisna od Komisije, nacionalnih vlada i energetskih kompanija.

Bitniji zadaci koje su dodeljeni ACER-u su izrada smernica za rad prekograničnih elektroenergetskih mreža, pregled sprovođenja planova razvoja mreže širom EU, odlučivanje o prekograničnim pitanjima ako se nacionalni regulatori ne mogu saglasiti ili ako zatraže da interveniše, praćenje funkcionisanja unutrašnjeg tržišta, uključujući maloprodajne cene, pristup mreži za električnu energiju proizvedenu iz obnovljivih izvora i prava potrošača, kao i nadzor nad izvršenjem zadataka ENTSO-E.

3.2.4 Četvrti energetski paket – „Čista energija za sve Evropljane“

U nameri da ispuni obaveze Pariskog sporazuma o smanjenju emisija gasova sa efektom staklene bašte, EU je 2019. godine prepravila okvir svoje energetske politike i donela paket „Čista energija za sve Evropljane“ koji je ažurirao stara pravila tržišta energije i uveo nova, istovremeno podstičući neophodna javna i privatna ulaganja zasnovana na tržišnim signalima. Usvajanje ovog paketa predstavlja značajan korak ka primeni strategije Evropske unije za postizanje ugljen-neutralnosti (neto-nula emisija) do 2050. godine.

Glavni ciljevi četvrtog energetskog paketa su:

- povećanje energetske efikasnosti,
- liderstvo na svetskom tržištu po korišćenju/proizvodnji obnovljivih izvora energije,
- pružanje poštenih rešenja za sve korisnike („Čista energija za sve Evropljane“).

Novim paketom mera utvrđen je cilj kojim se u Evropskoj uniji do 2030. godine zahteva udeo obnovljivih izvora energije (OIE) u ukupnoj potrošnji energije od 32% i povećanje energetske efikasnosti za 32,5%. Države članice dužne su da sačine integrisane nacionalne energetske i klimatske planove kojima će se obavezati na doprinose za postizanje predviđenih ciljeva.

U centru pažnje četvrtog energetskog paketa su potrošači i njihovo učešće na energetskim tržištima u budućnosti, s obzirom na to da su oni najviše izloženi bilo kakvim promenama na tržištu.

Novi paket mera, koji bi trebalo da donese značajne koristi za potrošače, životnu sredinu i ekonomiju, sastoji se od:

1. Direktive o energetskim performansama zgrada ((EU 2018/844) kojom su navedene posebne mere za građevinski sektor sa ciljem da se postigne energetska efikasnost zgrada.

2. Revidirane Direktive o obnovljivoj energiji (2018/2001 / EU), koja sadrži obavezujući cilj od 32% za obnovljive izvore energije u energetskom miksu EU do 2030. godine.
3. Direktive o energetskoj efikasnosti ((EU) 2018/2002), koja sadrži obavezujuće ciljeve za povećanje energetske efikasnosti u odnosu na sadašnji nivo za najmanje 32,5% do 2030. godine.
4. Uredbe o upravljanju Energetskom unijom i klimatskim akcijama (EU) 2018/1999 kojom se nameće obaveza zemljama članicama da uspostave integrisane desetogodišnje nacionalne energetske i klimatske planove (NECP) za 2021–2030, uključujući dugoročniji pogled prema 2050. godini.
5. Direktive o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije (EU) 2019/944, koja zamenjuje Direktivu o električnoj energiji (2009/72 / EC).
6. Uredbe o unutrašnjem tržištu električne energije (EU) 2019/943, koja zamenjuje Uredbu o električnoj energiji (EC / 714/2009).
7. Uredbe o spremnosti na rizik u elektroenergetskom sektoru (EU) 2019/941 kojom se zahteva od država članica EU da pripreme planove kako da se nose sa potencijalnim budućim krizama.
8. Uredbe (EU) 2019/942 o uspostavljanju Agencije EU za saradnju energetskih regulatora koja prepravlja Uredbu EC 713/2009.

Direktive i uredbe iz četvrtog energetskog paketa koje se odnose na električnu energiju čine okvir tzv. dizajna tržišta električne energije.

3.2.4.1. Dizajn tržišta električne energije

Elementi dizajna tržišta električne energije predviđeni „Paketom čiste energije za sve Evropljane“ imaju četiri pravca – dva nova zakona o električnoj energiji, jedan o spremnosti na rizik i jedan koji daje jaču ulogu Agenciji za saradnju energetskih regulatora (ACER). Cilj nove regulative je da tržište električne energije u EU prilagodi izazovima tranzicije čiste energije, koje će biti bolje povezano, bolje zaštićeno od nestanka električne energije, bolje sposobno za integrisanje obnovljivih izvora energije, više zasnovano na tržištu i još više potrošački orijentisano.

Direktivom o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije (EU) 2019/944[24] potrošač je stavljen u središte tranzicije čiste energije, sa namerom da se osnaži i da može bolje da kontroliše svoje izbore kada je u pitanju energija. Nova pravila omogućavaju aktivno učešće potrošača u proizvodnji i potrošnji električne energije, istovremeno uspostavljajući snažan okvir za zaštitu prava potrošača. Predviđeno je da se potrošačima obezbedi pristup informacijama i sertifikovanim alatima za upravljanje sopstvenom potrošnjom i odabir dobavljača. Krajnjim kupcima je omogućeno da biraju snabdevača bez obzira u kojoj državi članici su registrovani. Postupak promene dobavljača je pojednostavljen, a predviđeno je da se tehnička promena dobavljača mora sprovesti u roku od 24 h do 2026. godine, dok za promenu snabdevača ne bi trebalo da prođe više od tri nedelje od dana podnošenja zahteva, pored toga moći će da učestvuju u programima kolektivne promene dobavljača. Takođe, potrošačima se omogućava da traže pristup pametnim brojilima bez dodatnih troškova i ugovor o dinamičnoj ceni (stimuliše prebacivanje potrošnje u vreme kada je energija široko dostupna i jeftina). Pored navedenog, ostavlja se mogućnost potrošačima da samostalno ili u okviru energetskih zajednica, proizvode sopstvenu energiju, skladište je, dele, troše ili prodaju na tržištu.

Direktivom se zahteva slobodno formiranje cena, odnosno uklanjanje ograničenja veleprodajnih i maloprodajnih cena, te prelazak na tržišno utemeljene cene. Tokom prelaznog perioda, države članice će moći sprovoditi javne intervencije nad cenama snabdevanja električnom energijom iz kategorije domaćinstvo i mikropreduzeća, kao i nad cenama snabdevanja električnom energijom energetski ugroženih kupaca. Ove mere su ograničenog trajanja i ne smeju da stvaraju dodatne troškove na tržištu na diskriminirajući način. Nove obaveze pomažu da se preciznije identifikuju ranjivi i energetski siromašni kupci, te da se osigura zaštita energetski siromašnih i ugroženih kupaca iz kategorije domaćinstvo.

Uredbom o unutrašnjem tržištu električne energije (EU) 2019/943[25] revidirana su pravila i načela unutrašnjeg tržišta električne energije sa namerom da se osigura njegovo pravilno funkcioniranje i konkurentnost, kao i da se uklone prepreke prekograničnoj trgovini električnom energijom i osnaži dekarbonizacija energetskog sektora u EU. Uredbom je definisan skup tržišnih

[24] Originalni naziv: Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU. Tekst Direktive dostupan je na: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944&qid=1629729880992.

[25] Originalni naziv: Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity. Tekst Uredbe je dostupan na: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj.

načela, koji se između ostalog odnosi na: slobodno formiranje cena, tržišno utemeljene podsticaje za dekarbonizaciju proizvodnje električne energije, postepeno ukidanje svih prepreka prekograničnim tokovima električne energije, uslove pod kojima države članice mogu uspostaviti mehanizme za razvoj kapaciteta i načela za njihovo uvođenje, odgovornost proizvođača za prodaju električne energije, stroža pravila za subvencionisanje elektrana[26].

Uredbom o spremnosti na rizik u elektroenergetskom sektoru (EU) 2019/941[27] utvrđen je zajednički okvir pravila o načinu sprečavanja elektroenergetskih kriza, pripremanja za njih i upravljanja njima, pri čemu se uvodi više transparentnosti u pripremnoj fazi i tokom elektroenergetske krize, te se osigurava da se mere preduzimaju na koordiniran i delotvoran način.

Nova uredba zahteva da države članice, koristeći zajedničke metode definisane od strane ENTSO-E i ACER-a, identifikuju sve moguće krizne scenarije na nacionalnom i regionalnom nivou, a zatim da na osnovu tih scenarija pripreme odgovore na potencijalne krize. Poseban akcenat stavljen je na saradnju i koordinaciju na bilateralnom i regionalnom nivou u duhu solidarnosti. Svaka država EU, da bi sprečila elektroenergetske krize, mora da definiše planove spremnosti za rizik kako bi bila spremna da odgovori na neočekivane situacije, blisko sarađujući sa susednim državama članicama. Uredba zahteva od država članica EU da poboljšaju planiranje za predviđanje i odgovor na krizne situacije na tržištu električne energije, uključujući prekograničnu saradnju.

Ovom uredbom uspostavljen je novi okvir za sistematičnije nadgledanje pitanja sigurnosti snabdevanja putem Koordinacijske grupe za električnu energiju, koja je uspostavljena 2012. godine Odlukom Komisije[28].

Uredba o uspostavljanju Agencije EU za saradnju energetskih regulatora (EU) 942/2019[29] donosi jaču ulogu ACER-a. Uloga ACER-a prvobitno je bila ograničena na koordinaciju,

---

[26] Direktiva o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije (EU) 2019/944, i nova Uredba o unutrašnjem tržištu električne energije (EU) 2019/943, od 1. januara 2020. godine uvode nova ograničenja emisija za elektrane koje ispunjavaju uslove za subvencije, u smislu postupnog ukidanja subvencija za proizvodne kapacitete koji emituju 550gr CO2 / kWh ili više).

[27] Orginalni naziv: Regulation (EU) 2019/941 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on risk-preparedness in the electricity sector and repealing Directive 2005/89/EC. Tekst uredbe je dostupan na: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0941&qid=1629730537163.

[28] Originalni naziv: Commission Decision of 15 November 2012 setting up the Electricity Coordination Group. Tekst Odluke dostupan na: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32012D1117(01).

[29] Originalni naziv: Regulation (EU) 2019/942 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Tekst Uredbe je dostupan na:

savetovanje i nadzor, dok je novom regulativom ACER dobio i dodatne nadležnosti u onim oblastima u kojima pojedinačne nacionalne odluke od prekograničnog značaja mogu dovesti do problema na unutrašnjem energetskom tržištu. ACER-u se dodaje u nadležnost nadzor nad veleprodajnim tržištem i prekograničnom infrastrukturom, veća odgovornost u pogledu sastavljanja i podnošenja konačnog predloga mrežnih pravila, te uticaj na postupak revizije zone trgovanja. Takođe, ACER će direktno odobravati regulatorne procedure, umesto da ih svaka članica posebno odobrava, što bi trebalo da ubrza donošenje procedura. ACER je dobio u nadležnost nadzor nad Regionalnim koordinacionim centrima u okviru kojih će operatori prenosnog sistema moći da odlučuju o onim pitanjima gde bi neusklađene nacionalne akcije mogle negativno uticati na tržište i potrošače. Nacionalni regulatori, odlučujući većinskim glasanjem o tim pitanjima u okviru ACER-a, ostaće u potpunosti uključeni u proces. Uredbom se uvode naknade za REMIT[30] (Uredba o celovitosti i transparentnosti veleprodajnog tržišta), koje sprovodi ACER.

3.2.5 Klimatski paket

Pored navedenih energetskih paketa, Evropska komisija je 2009. godine, usvojila Energetsko-klimatski paket za 2020. godinu, koji ima tri ključna cilja:

– smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte za 20% u odnosu na 1990. godinu,

– unapređenje energetske efikasnosti za 20% i

– obezbeđenje 20% energije EU iz obnovljivih izvora.

U središtu ovog paketa je revizija EU-ETS sistema. Direktivom 2009/29/EC[31] o izmeni Direktive 2003/87/EC u svrhu poboljšanja i proširenja sistema Zajednice za trgovanje emisijskim jedinicama gasova sa efektom staklene bašte uvedeno je u sistem: jedinstveno ograničenje ukupnih emisija (smanjene od 1,74% svake godine), aukcijska nabavka dozvola (kako bi se zamenilo besplatno premeštanje proizvodnih jedinica) počevši sa energetskim sektorom i šira pokrivenost

---

https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?toc=OJ%3AL%3A2019%3A158%3ATOC&uri=uriserv%3AOJ.L_.2019.158.01.0022.01.ENG

[30] Originalni naziv: Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency. Tekst uredbe dostupan na: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:32011R1227.

[31] Originalni naziv: Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community. Tekst Direktive dostupan na: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32009L0029.

gasova sa efektom staklene bašte. Odlukom 406/2009/EC[32] o naporima koje preduzimaju države članice radi smanjenja emisija gasova sa efektom staklene bašte s ciljem ostvarenja ciljeva Zajednice vezanih za smanjenje emisija gasova sa efektom staklene bašte do 2020. godine definisani su obavezujući godišnji ciljevi za svaku zemlju za štetne gasove koji ne pokriva EU-ETS. Nacionalni ciljevi razlikuju se prema relativnom bogatstvu i kreću se od smanjenja 20% za najbogatije zemlje do povećanja 20% za siromašne zemlje. Shodno Direktivi o promociji upotrebe energije iz obnovljivih izvora 2009/28/EC[33] zemlje članice dobile su obavezujuće ciljeve kako bi se povećao udeo obnovljive energije u njihovoj potrošnji, koji zavise od nivoa korišćenja obnovljivih izvora i potencijala da povećaju proizvodnju iz OIE. Udeo obnovljive energije u transportu (biogoriva, električna energija i vodonik proizveden iz obnovljivih izvora) mora iznositi najmanje 10% ukupne potrošnje goriva u EU. Direktiva o geološkom skladištenju ugljen-dioksida pokriva podzemno skladištenje CO_2 u EU. Ciljevi za energetsku efikasnost ostvaruju se kroz Direktivu o energetskoj efikasnosti.

3.2.5.1 Fit for 55 (Spremni za 55)

Nova inicijativa Evropske komisije rezultirala je usvajanjem Fit for 55 paketa koji je sačinjen od 13 nacrta zakona (8 izmenjenih i 5 potpuno novih) kako bi se do 2030. godine dostigao cilj od 55% neto smanjenja emisija gasova sa efektom staklene bašte i Evropska unija učinila klimatski neutralnom do 2050. godine.

Paket Fit for 55 između ostalog predviđa:

- Povećanje cilja za udeo obnovljivih izvora sa 32% na 40% do 2030. godine.
- Povećanje cilja za energetsku efikasnost sa 32,5% na 36–39%, kao i smanjenje ukupne tražnje za energijom za 9%.
- Povećanje cilja za smanjenje emisija CO_2 za ETS sektore sa 40% na 61% do 2030. godine u odnosu na 2005. godinu.

---

32 Originalni naziv: Decision No 406/2009/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the effort of Member States to reduce their greenhouse gas emissions to meet the Community's greenhouse gas emission reduction commitments up to 2020. Tekst Odluke dostupan na: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32009D0406.

33 Originalni naziv: Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. Tekst Direktive dostupan na: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0028.

- Prekogranični mehanizam za prilagođavanje ugljenika (CBAM – Carbon Border Adjustment Mechanism) kojim se uvodi prekogranična taksa na CO_2 na uvoz gvožđa, čelika, cementa, đubriva, aluminijuma i električne energije, sa namerom da spreči izmeštanje evropskih pogona čija proizvodnja ima visoke emisije CO_2 u druge krajeve sveta.
- Reviziju EU Sistema za trgovanje emisijama (EU-ETS) u smislu da se predlaže postepeno ukidanje besplatnih emisionih dozvola za avio-saobraćaj i proširuje na vodeni transport.
- Uspostavljanje novog sistem trgovine emisijama CO_2 za drumski saobraćaj i grejanje.
- Inicijative *ReFuelEU* i *FuelEU* kojim se uvodi obaveza dobavljačima goriva da umešavaju sve veće količine biogoriva u goriva za avione i brodove.
- Strože standarde CO_2 za automobile i kombije, kojim se predviđa da se prosečne emisije CO_2 smanje za 55% do 2035. godine i 100% nakon 2035. godine, čime se praktično zabranjuje prodaja novih automobila sa motorima na unutrašnje sagorevanje (benzin i dizel) od 2035. godine.
- Izgradnju mreže strujnih pumpi.
- Klimatski neutralna poljoprivreda i drvna industrija – na svaku tonu CO_2 koji proizvedu, trebalo bi da vežu drugu tonu CO_2.
- Usklađivanje poreske politike.

Preduslov za primenu mera koje predviđa paket Fit for 55 je da Evropska komisija, 27 zemalja članica i Evropski parlament postignu dogovor.

3.2 Regulatorni okvir Srbije

Donošenjem Zakona o energetici[34] 2004. godine i Strategije razvoja energetike Republike Srbije[35] 2005. godine, započet je proces reformi energetskog sektora u Srbiji, kao i proces usaglašavanja sa propisima Evropske unije u oblasti energetike. Zakon o energetici donet je nakon potpisivanja I Atinskog memoranduma[36] 2003. godine, a kao preduslov za potpisivanje Ugovora o osnivanju Energetske zajednice.

Ovim zakonom u velikoj meri su implementirane odredbe II energetskog paketa. Cilj ovog zakona je bio stvaranje preduslova za povećanje efikasnosti energetskog sektora, uvođenjem tržišnih mehanizama u oblasti proizvodnje i snabdevanja električnom energijom, dok oblasti prenosa i distribucije električne energije ostaju regulisani. Zakonom iz 2004. godine predviđeno je razdvajanje delatnosti i formiranje nezavisnog regulatornog tela. U skladu sa zakonom 2005. godine osnovana je Agencija za energetiku Republike Srbije (AERS), kao nezavisno regulatorno telo, funkcionalno nezavisna od bilo kog državnog organa, energetskih subjekata i korisnika njihovih proizvoda i usluga, kao i od svih drugih pravnih lica. Iste godine, vertikalno integrisano preduzeće Elektroprivreda Srbije razdvojena je na dva nezavisna preduzeća Javno preduzeće Elektroprivreda Srbije (JP EPS) za obavljanje delatnosti proizvodnje, distribucije i snabdevanja električnom energijom i Javno preduzeće Elektromreže Srbije (JP EMS) za obavljanje delatnosti prenosa i upravljanje prenosnim sistemom. Zakonom iz 2004. godine uveden je pojam kvalifikovanog kupca (kupac koji ispunjava uslove propisane zakonom, koji kupuje energiju za sopstvene potrebe i koji može slobodno izabrati snabdevača). U prvoj fazi, počev od dan stupanja na snagu Zakona o energetici, tržište električne energije je bilo potencijalno otvoreno za sve kupce čija je godišnja potrošnja električne energije bila iznad 25 GWh. Od 1. januara 2007. godine, pravo na sticanje statusa kvalifikovanog kupca je omogućeno svim kupcima električne energije koji imaju godišnju potrošnju iznad 3 GWh, čime je potencijalno otvoreno 21% tržišta električne energije (za oko 350 kupaca). Od februara 2008. godine, pravo na sticanje statusa kvalifikovanog kupca je omogućeno svim kupcima osim domaćinstvima koja imaju godišnju potrošnju manju od 200.000 kWh, čime je potencijalno otvoreno 47% tržišta električne energije.

---

[34] Tekst zakona dostupan na: http://www.aers.rs/FILES/Zakoni/Zakon%20o%20energetici_84-04.pdf.

[35] Tekst strategije dostupan na: http://www.gs.gov.rs/lat/strategije-vs.html.

[36] Atinski memorandum o razumevanju i regionalnom energetskom tržištu Jugoistočne Evrope i njegovoj integraciji u Evropsku zajednicu potpisan 08.12.2003. godine u Atini.

Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2015. godine usvojena je u maju 2005. godine. Strategijom razvoja uređeni su osnovni prioriteti razvoja energetike i to: tehnološka modernizacija, racionalna upotreba energenata, korišćenje obnovljivih izvora energije i izgradnja novih objekata. Programom ostvarivanja strategije utvrđeni su uslovi, način i dinamika ostvarivanja strategije za sve oblasti energetskog sektora. U decembru 2015. godine usvojena je Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2025. godine, sa projekcijama do 2030. godine[37] koja predlaže put tržišnog restrukturiranja i tehnološke modernizacije. Strateški prioriteti razvoja su obezbeđenje energetske stabilnosti, tržište energije i održiva energetika.

Zakonom o energetici iz 2011. godine[38] implementiran je u potpunosti II Energetski paket EU i započeta implementacija III energetskog paketa u nacionalno zakonodavstvo. Zakon donosi reformu energetskog sektora, otvaranje tržišta električne energije, jačanje položaja Agencije za energetiku, čime je domaće zakonodavstvo usklađeno sa zakonodavstvom EU. Predviđeno je da se nadležnost za utvrđivanje cena dodeli Agenciji za energetiku počevši od 1. oktobra 2012. godine, koja bi pri utvrđivanju cena trebalo da se u velikoj meri rukovodi ekonomskim kriterijumima, s tim što bi delovi stanovništva imali olakšice. Ovim zakonom je definisano postepeno otvaranje tržišta i to na način da su od 2013. godine pravo na javno snabdevanje imali krajnji kupci priključeni na distributivni sistem; od 2014. godine to pravo su imali samo mali kupci i domaćinstva, dok su od 2015. godine svi stekli pravo da slobodno biraju snabdevača.

Zakonom o energetici iz 2014. godine[39] transponovan je III Energetski paket EU u nacionalno zakonodavstvo. Treći energetski paket je zahtevao velike promene u reformskom smislu, koje su pored donošenja Zakona o energetici, da bi se stvorili uslovi za njegovu punu primenu, zahtevale i izmenu većeg broja drugih propisa u Srbiji (Zakon o javnim preduzećima, Zakon o vladi, Zakon o ministarstvima, itd.).

Zakonom o energetici iz 2014. godine prenosno i distributivno preduzeće su stekli pravo svojine nad prenosnom i distributivnom elektroenergetskom mrežom. Pravo svojine operatora prenosnog sistema nad prenosnom mrežom je direktan zahtev direktiva iz III energetskog paketa.

---

[37] Tekst strategije dostupan na: http://www.pravno-informacioni-sistem.rs/SlGlasnikPortal/eli/rep/sgrs/skupstina/ostalo/2015/101/1/reg.

[38] Tekst zakona dostupan na: https://www.aers.rs/FILES/Zakoni/Zakon%20o%20energetici_57-11.pdf.

[39] Tekst zakona dostupan na: https://www.aers.rs/FILES/Zakoni/Zakon%20o%20energetici%20SG%20145-2014.pdf.

Ovim zakonom uvedena je delatnost snabdevanja na veliko i data mogućnost stranim pravnim licima da učestvuju na veleprodajnom tržištu. Takođe, novina u zakonu su norme u vezi sa uspostavljanjem organizovanog tržišta električne energije, odnosno stvoreni su uslovi za osnivanje organizovanog tržišta električne energije. Pored navedenog, uvodi se garantovano (javno) snabdevanje za domaćinstva i male kupce, a uvodi se i pojam energetski zaštićenog kupca. Propisana je obaveza Agencije za energetiku da jednom godišnje analizira potrebu regulisanja cena garantovanog snabdevanja i potrebu održavanja rezervnog snabdevanja. Agenciji za energetiku su proširene nadležnosti, pa joj je pored ostalog dodeljena u nadležnost i sertifikacija prenosnog sistema električne energije.

Izmenama i dopunama Zakona o energetici iz 2021 godine[40], nacionalno zakonodavstvo je počelo da se usaglašava sa četvrtim energetskim paketom. Uvedeni su novi instituti: agregiranje, agregatori, kupac-proizvođač, skladište električne energije. Pod agregiranjem se podrazumeva objedinjavanje proizvodnje i/ili potrošnje električne energije radi kupovine, prodaje ili aukcije na tržištima električne energije. Agregator je pravno ili fizičko lice koje tu uslugu pruža. Kupac-proizvođač je krajnji kupac električne energije, koji je priključio sopstveni objekat za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora na prenosnu ili distributivnu mrežu, pri čemu proizvedenu električnu energiju koristi za sopstvenu potrošnju, a višak predaje u distributivni ili prenosni sistem. Uvedena je nova energetska delatnost, skladištenje električne energije, za koju nije potrebno ishodovati licencu. Pored toga, definisano je punjenje električnih vozila, gde se pružalac usluge punjenja električnih vozila tretira kao krajnji kupac i obavezuje se operator distributivnog sistema da sarađuje sa njim.

Takođe, uvedeni su i novi učesnici na tržištu NEMO – nominovani operator tržišta električne energije, Centralna ugovorna strana i Prenosni agent. NEMO je zadužen za spajanje dan unapred i unutardnevnog tržišta električne energije sa drugim organizovanim tržištima. NEMO može biti domaće pravno lice ili pravno lice sa sedištem u EU ili Energetskoj zajednici, pod uslovom reciprociteta. Centralna ugovorna strana osigurava pravovremeno finansijsko poravnanje i organizuje fizički prenos neto pozicije zaključene na organizovanom tržištu i finansijsku realizaciju

[40] Tekst zakona dostupan na: http://www.aers.rs/FILES/Zakoni/Zakon%20o%20izmenama%20i%20dopunama%20ZoE%2040-21.pdf.

između dve zone trgovanja[41]. Prenosni agent je odgovoran za prenos neto pozicije između različitih centralnih ugovornih strana. Prenosni agent može biti operator organizovanog tržišta, operator prenosnog sistema ili pravno lice ovlašćeno za kliring i saldiranje.

Izmenama i dopunama Zakona o energetici iz 2021. godine operator prenosnog sistema je dužan da izradi pravila za priključenje objekata na prenosni sistem, koja moraju biti u skladu sa mrežnim pravilima koje donosi Vlada, a koja proizilaze iz evropskih pravila o priključenju objekata na prenosni sistem.

Operatori prenosnog i distributivnog sistema su dužni da u roku jedne godine od stupanja zakona na snagu donesu plan implementacije naprednih mernih sistema (smart metering system).

Pored navedenih izmena, među značajnim je obaveza sačinjavanja Integrisanog nacionalnog energetskog i klimatskog plana, kao i praćenje njegove realizacije u skladu sa Uredbom EU 2018/1999. Izmenjena je i odredba o energetski ugroženom kupcu u smislu načina sticanja statusa energetski ugroženog kupca. Uvodi se i pojam javnog interesa, kao osnova za eksproprijaciju, a radi izgradnje energetskih objekata.

Izmenama i dopunama Zakona iz 2021. iz zakona se brišu neke odredbe čija materija je postala sastavni deo Zakona o korišćenju obnovljivih izvora energije, koji treba da poveća udeo obnovljivih izvora i privuče investicije u obnovljive izvore. Između ostalog, ovim zakonom se uvode tržišne premije umesto dosadašnjih feed in tarifa, koje se zadržavaju samo u posebnim slučajevima, a u skladu sa pravilima državne pomoći EU. U okviru ovog paketa zakona donet je još Zakon o energetskoj efikasnosti i racionalnoj upotrebi energije.

[41] Zona trgovanja – najveće geografsko područje unutar koga učesnici na tržištu mogu razmenjivati električnu energiju bez upotrebe prenosnih kapaciteta.

4. ELEKTROENERGETSKA TRŽIŠTA

Ekonomski model elektroenergetskog tržišta posmatra se kao kompleksan sistem tehničko-tehnoloških, ekonomskih i društvenih procesa koji se odvijaju u Srbiji, internom i međunarodnom okruženju u uslovima globalizacije posmatrajući:

- Dugoročno – kratkoročno
- Efektivno – efikasno

Dugoročno se posmatraju prioriteti usmereni na rezultat i proces. Kratkoročno se posmatra vremenski aspekt delovanja brzo, sporo. Efektivnost je usmerena na rezultat koji traje, a efikasnost na procese koji to obezbeđuju.

Dugoročnu efektivnost obezbeđuje preduzimanje aktivnosti u oblastima tržišnog poslovanja, finansija, znanja i informacija posvećenih prognozama, projekcijama tehnološkog i ekonomskog kvaliteta. Dugoročnu efikasnost obezbeđuju procesi integracija kojima se odnosi između potrošača i proizvodnje organizuju. To je proces kojim se identifikuju potrošači, njihove potrebe i kako ih zadovoljiti i ko su poslovni oslonci koje treba zadovoljiti time što ćemo zadovoljiti potrebe potrošača.

Kratkoročnu efektivnost obezbeđuju aktivnosti na tržištu usmerene na brzo delovanje na lokalnom nivou u uslovima rizika. Kratkoročnu efikasnost obezbeđuju aktivnosti organizovanja usmerene na detalje, temeljnost, red i disciplinu.

Uticaj internog i eksternog okruženja izražen je različitim autputima, koji za posledicu imaju određeni stepen ekonomskog odnosno tehnološkog kvaliteta. Dugoročni i kratkoročni tehnološki i ekonomski kvalitet se posmatra preko ostvarenog stepena realizovanog rezultata u okviru kompleksnih odnosa koji se ostvaruju unutar i između internog i eksternog okruženja u okviru procesa koje nameće globalizacija. Rezultati su uvek posledica preduzetih aktivnosti, procesa i odnosa unutar i između određenih varijabli. U slučaju elektroenergetskih tržišta oni su određeni karakteristikama internog okruženja preko proizvodnje (raznolikost), potrošnje (složenost), tržišta električne energije (liberalizacija), finansijskog tržišta (dinamičnost) i karakteristikama međunarodnog okruženja preko tehnoloških sistema čiji rezultat (dugoročno i kratkoročno) se meri ostvarenim stepenom stabilnosti sistema i regionalizma koji obezbeđuje sigurnost tehnološkog sistema, ekonomski sistem obezbeđuje realnost cena, dok finansijski sistem zahteva rentabilnost

na kratak i dugi rok. Svi rezultati zavise od ostvarenog sistema efikasnosti – kratkoročno, uticajem na pojedinačne aktivnosti i procese i dugoročno, uticajem na određeni stepen integracija, koje nameće proces globalizacije.

Interne i eksterne varijable koje utiču na kreiranje kratkoročne i dugoročne efikasnosti i efektivnosti tržišta i njihova međusobna povezanost i zavisnost predstavljene su u tabeli 14.

Tabela 14: Liberalizacija tržišta električne energije u Srbiji u uslovima globalizacije

		INTERNO OKRUŽENJE				Efektivnost
						Rezultati Dugor./kratk.
	Varijable	Proizvodnja	Potrošnja	Tržište električne energije	Finansijsko tržište	Tehnološki kvalitet
MEĐUNARODNO OKRUŽENJE	Tehnološki sistemi	Rizik prekida proizvodnje	Rizik nestabilnosti / rizik adekvatnosti kapitala	Rizik zagušenja	Rizik finansiranja	Stabilnost sistema
	Ekonomski sistemi	Rizik zaštite životne sredine	Rizik regulisanja potrošnje / tržišni cenovni rizik	Pravno regulatorni rizik	Rizik koncentracije tržišta	Realnost cena
	Finansijski sistemi	Investicioni rizik	Rizik osiguranja potrošnje / kreditni i kamatni rizik	Rizik izvršenja ugovora	Politički rizik	Rentabilnost
	Regionalizam	Rizik tehničkog zastarevanja	Rizik sigurnosti snabdevanja / rizik prenosnog sistema	Rizik povezivanja tržišta	Rizik likvidnosti / rizik delatnosti	Sigurnost
		Rizik upotrebe resursa	Količinski rizik	Rizik organizacije tržišta		
	Efikasnost	Raznolikost	Složenost	Liberalizacija	Dinamičnost	Ekonomski kvalitet
	Rezultati Kratk./dugor.					
		↑	↑	↑	↑	
		GLOBALIZACIJA				

Interno okruženje je definisano kao okvirni uticaj bitnih varijabli koje sa najvećim stepenom utiču na kreiranje kratkoročne i dugoročne efikasnosti i efektivnosti tržišta, a obuhvata zemlje Energetske zajednice. Ono se odnosi na proizvodnju i potrošnju kao okvir posrednog uticaja i tržište električne energije i finansijsko tržište kao okvir direktnog uticaja na kreiranje kratkoročne i dugoročne efikasnosti i efektivnosti tržišta.

Proizvodnja sa svojim karakteristikama (raznolikost) obezbeđuje uslove dugoročne i kratkoročne efektivnosti i efikasnosti određenog stepena tehnološkog i ekonomskog kvaliteta.

Proizvodnja, posmatrana kao interna varijabla, predstavlja ukupnu instalisanu snagu za proizvodnju električne energije, kojom raspolaže jedna zemlja, koja je u vlasništvu jedne ili više proizvodnih kompanija. Proizvodna kompanija proizvodi i prodaje električnu energiju u velikom

obimu i poseduje jednu ili više (portfelj) elektrana koje mogu biti različitih tehnologija. Cilj proizvodne kompanije je maksimizacija ostvarenog profita od prodaje električne energije. Visina profita zavisi od proizvodnih troškova i cene električne energije na tržištu. Proizvodne kompanije teže da smanje troškove, kako bi na berzi bile u mogućnosti da ponude konkurentnu cenu. Optimalna strategija upravljanja rizikom podrazumeva upotrebu finansijskih derivata za hedžovanje ulaznih i izlaznih cena, odnosno upotrebu finansijskih derivata na goriva radi zaštite od promene cene goriva na tržištu, kao najznačajnijeg proizvodnog troška i upotrebu finansijskih derivata na električnu energiju radi zaštite od promene cene finalnog proizvoda na tržištu.

Potrošnja sa svojim karakteristikama (složenost) posredno utiče na ostvareni stepen efektivnosti i efikasnosti tehnološkog i ekonomskog kvaliteta. Ukupna potrošnja električne energije jedne zemlje je zbir industrijske potrošnje, potrošnje u transportnom i uslužnom sektoru, potrošnje domaćinstava, potrošnje u poljoprivredi, uključujući šumarstvo i ribarstvo i ostale potrošnje. Potrošnja električne energije je usko povezana sa ekonomskim razvojem svake zemlje. Istorijski posmatrano rast BDP-a je dugo pratio rast u potrošnji električne energije (od 1973. do 1996. godine BDP je porastao 92%, a potrošnja električne energije 90%); međutim, taj trend je zaustavljen pa je BDP u periodu 1996–2007. godine porastao za 41%, a potrošnja električne energije za samo 19%, da bi od 2007–2014. godine ta korelacija potpuno izostala, te je na rast BDP od 8% potrošnja električne energije ostala nepromenjena (Hirsh & Koomey, 2015). Odnos između stope rasta BDP-a i potrošnje električne energije u velikoj meri zavisi od nivoa razvijenosti zemlje, elektrifikacije, strukture privrede i potrošnje električne energije, kao i nivoa prihoda.

Tržište električne energije je okvir koji se istražuje. Proces liberalizacije bi trebalo da obezbedi tehnološki i ekonomski kvalitet na kratak i dugi rok, odnosno kratkoročnu i dugoročnu efektivnost i efikasnost tehnološkog i ekonomskog sistema.

Finansijsko tržište se posmatra kao okvir tržišnih procesa koji direktno i bitno utiče na kreiranje kratkoročne i dugoročne efikasnosti i efektivnosti tržišta.

61

Finansijsko tržište je javno mesto gde se proizvodi i usluge kupuju i prodaju direktno ili preko posrednika (Erić, 2003, str. 11). Finansijsko tržište se može posmatrati u užem i širem smislu. U užem smislu je to standardizovano tržište gde je tačno određeno mesto, vreme i način funkcionisanja, odnosno berza. U širem smislu to je izvanberzovno tržište, gde se takođe susreću ponuda i tražnja za različitim finansijskim instrumentima, ali se finansijske transakcije zaključuju

„preko šaltera“ (OTC odnosno bilateralna tržišta). Mogu biti primarna, gde se prodaju nove emisije hartija od vrednosti ili sekundarna, gde se trguje ranije emitovanim hartijama od vrednosti. Sekundarna tržišta mogu biti organizovana kao berze ili vanberzanska tržišta.

Tržište električne energije se mora posmatrati kao skup nacionalnih tržišta u regionu i u Evropi. Uloga finansijskih instrumenata u povezivanju tih procesa je bitna i predstavlja određenu polugu efikasnog funkcionisanja. Njihovim dinamičnim, sistemskim shvatanjem i pravilnim tržišnim angažovanjem se obezbeđuje kratkoročna efektivnost i dugoročna efikasnost.

Međunarodno okruženje (EU) predstavlja indirektan okvir koji posredno deluje na interno okruženje. Ono se odnosi na tehnološke sisteme koji za rezultat kratkoročno i dugoročno obezbeđuju efektivnost preko stabilnosti sistema. Regionalizam obezbeđuje tehnološku sigurnost kratkoročno i dugoročno. Ekonomski sistem u okviru međunarodnih procesa bi trebalo da obezbedi realnost cena unutar internog okruženja, a finansijski sistem da obezbedi ekonomski kvalitet – kratkoročno i dugoročno, preko koeficijenta rentabilnosti.

Tehnološki sistem je skup međusobno povezanih komponenti koje zajedno rade na transformaciji, transportu, skladištenju ili kontroli energije, materijala i informacija. Svaki element koji čini tehnološki sistem ima posebnu i važnu ulogu. Sagledavanje međusobnih veza i uticaja elemenata tehnološkog sistema je značajno kako sa aspekta upravljanja tako i sa aspekta sagledavanja granica tehnološkog sistema. Upravo iz tehnoloških karakteristika elektroenergetskog sistema proizilazi jedna od najvažnijih karakteristika tržišta električne energije, nužnost balansiranja između ponude i tražnje u realnom vremenu.

Rezultat tehnološkog sistema se kratkoročno i dugoročno meri stepenom stabilnosti sistema. Sistem bi trebalo da ostane u stabilnom stanju bez obzira na iznenadne nepredviđene događaje (ispad generatora, zagušenje u prenosnoj mreži, promena opterećenja, itd.).

Ekonomski sistemi predstavljaju kombinaciju institucija koje pojedinačna društva uspostavljaju, razvijaju i koriste u rešavanju makroekonomskih problema i nalaženju odgovora na mikroekonomska pitanja u procesu reprodukcije (proizvodnje, razmene, raspodele i potrošnje) (Dašić & Džombić, 2009, str. 116). Ekonomski sistem je regulisan Ustavom, zakonima i podzakonskim aktima. On je u interakciji i deo je međunarodnog okruženja. Najvažniji je društveni sistem i usko je povezan sa svim ostalim društvenim sistemima.

Kako bi bilo moguće modelirati bilo koji ekonomski sistem, nužno je poznavati mikroponašanja učesnika u njemu, načine komunikacije i interakcije među učesnicima, te globalne zakonitosti i pravilnosti posmatranog ekonomskog sistema. Takvi modeli trebali bi biti sposobni nositi se sa stvarnim problemima prisutnim u ekonomskim sistemima kao što su nesimetričnost informacija, nesavršena kompetitivnost, strateška interakcija, kolektivno učenje, mogućnost postojanja višestruke ravnoteže sistema i drugim.

Ekonomski sistem bi putem svojih mehanizama trebalo da obezbedi realnost cena. Cilj deregulacije tržišta električne energije je strukturiranje konkurentskog tržišta s dovoljnim brojem proizvođača kako bi se eliminisala tržišna moć, odnosno sposobnost preduzeća ili grupe preduzeća da određuju cene veće od troškova proizvodnje.

Finansijski sistem je integralni deo ekonomskog sistema. Finansijski sistem se sastoji od seta tržišta, pojedinaca i organizacija koje trguju na tim tržištima i supervizorskih tela koja su odgovorna za njihovo regulisanje (Howells & Bain, 2007, str. 1). On je neposredno i posredno deo međunarodnog okruženja kojim se država (interno okruženje) uključuje u međunarodno okruženje i globalizaciju. Osnovne karakteristike finansijskog sistema su dinamičnost, otvorenost i kompleksnost. Dinamičnost znači da sistem nikada nije statičan, odnosno da se stalno dešavaju promene koje ga dovode u privremena stanja ravnoteže i neravnoteže. Internacionalizacija, globalizacija, deregulacioni tokovi i razvoj informacionih tehnologija kreirali su kontinualne finansijske tokove. Otvorenost ukazuje na globalni karakter finansijskih sistema, imajući u vidu da međunarodni tokovi finansijskih sredstava i kapitala uzimaju tolike razmere, da je praktično nemoguće delovati izolovano od međunarodne zajednice. Kompleksnost finansijskog sistema se ogleda u činjenici da se on sastoji od većeg broja činioca, pre svega institucija (centralna banka, banke, fondovi, osiguravajuća društva, posredničke organizacije i sl.), instrumenata (instrumenti duga, vlasnički instrumenti, izvedeni instrumenti) i tržišta (tržište novca, kapitala, deviznog tržišta i sl.) koji su ujedno i njegovi najvažniji elementi.

Finansijski sistem zahteva rentabilnost na dug i kratak rok. Izgradnja novih proizvodnih i prenosnih kapaciteta direktno je oslonjena na finansijske sisteme, odnosno na mogućnost da se iz sopstvene ili uvezene akumulacije (štednje) ili kreiranjem novca (prodajom hartija od vrednosti na finansijskom tržištu) finansira izgradnja novih kapaciteta.

Regionalizam. – Države sve teže rešavaju pojedine probleme isključivo na nacionalnom nivou (energija, infrastruktura, zaštita životne sredine), uglavnom zbog nedostatka kapaciteta i resursa da se samostalno nose sa promenama koje nameće globalizacija. Regionalizam se nameće kao jedno od rešenja problema, pogotovo imajući u vidu činjenicu da su ekonomske politike ili pojedinačne sektorske politike, koje su usaglašene na regionalnom nivou, po pravilu stabilnije i koherentnije, jer se kršenje sporazuma sankcioniše. Takođe, stvaranje regionalnog privrednog prostora doprinosi povećanju ekonomske stabilnosti i kreiranju podsticajnog privrednog ambijenta. Regionalizam obezbeđuje sigurnost tehnološkog sistema.

Evropska komisija 2001. godine je, potpisivanjem Memoranduma o razumevanju o osnivanju konkurentnog regionalnog tržišta električne energije u Jugoistočnoj Evropi, direktno inicirala stvaranje regionalnog tržišta jugoistočne Evrope. Razvoj regionalnog tržišta jugoistočne Evrope trebalo bi da omogući sigurno i pouzdano snabdevanje potrošača električnom energijom uz niže troškove. Postojanje regionalnog tržišta omogućava i zemljama u kojima je veličina i struktura tržišta takva da je teško ili čak nemoguće ostvariti konkurentno tržište na nacionalnom nivou (Crna Gora, Albanija, Makedonija i dr.), da koriste prednosti koje donosi konkurentno tržište (pritisak na smanjenje cena, mogućnost izbora snabdevača).

4.1 Modeli elektroenergetskih tržišta

Proces liberalizacije i deregulacije tržišta električne energije doveo je do razvoja različitih strukturnih modela. U svakom od modela je prisutan određeni tržišni mehanizam, koji opredeljuje nivo konkurencije.

Osnovna četiri modela organizacije elektroenergetskog sektora su:

a. Vertikalno integrisani monopol u kome nema konkurencije ni u proizvodnji ni u prodaji, što znači da nema nezavisnih proizvođača na tržištu niti kupci mogu birati snabdevača. Ovaj model podrazumeva da je elektroenergetski sektor pod kontrolom jednog vertikalno integrisanog preduzeća, te da je strogo regulisan u pogledu cena, tarife i investicione politike.

b. Model jednog kupca podrazumeva postojanje jednog kupca koji može nabavljati električnu energiju od više nezavisnih proizvođača za potrebe snabdevanja potrošača jednog područja.

Ovaj model podstiče konkurenciju među proizvođačima, ali ne i snabdevačima, jer kupuju električnu energiju i dalje od jednog prodavca.

c. Model veleprodajnog tržišta u kome je omogućeno proizvođačima električne energije da električnu energiju prodaju direktno distributivnim kompanijama i velikim industrijskim proizvođačima da izaberu svog dobavljača. Lokalna distributivna preduzeća snabdevaju potrošače na svom području, te kako krajnji potrošači nemaju mogućnost da biraju izbor snabdevanja, distributivna preduzeća imaju monopol na svom području. Prenosna mreža se smatra prirodnim monopolom, uz uslov da svi proizvođači imaju slobodan pristup mreži.

d. Model maloprodajnog tržišta u kome svi kupci imaju pravo da vrše izbor svog dobavljača. Svi potrošači imaju slobodan pristup svim proizvođačima direktno ili preko posrednika što podrazumeva potpunu konkurenciju. Prenosna i distributivna mreža su razdvojene od delatnosti proizvodnje i snabdevanja, a pristup prenosnim i distributivnim vodovima je slobodan i nediskriminatoran.

Uporedni pregled karakteristika tržišnih modela predstavljen je u tabeli 15.

Tabela 15: Uporedni pregled karakteristika tržišnih modela

	Monopol	Model jednog kupca	Model veleprodajnog tržišta	Model maloprodajnog tržišta
Konkurencija između proizvođača	Ne	Da	Da	Da
Izbor za snabdevače	Ne	Ne	Da	Da
Izbor za kupce	Ne	Ne	Ne	Da

Izvor: Kessides, I. N. (2004), Reforming infrastructure – Privatization, Regulation and Competition

Navedeni modeli predstavljaju faze koje sve zemlje moraju proći u reformskom procesu elektroenergetskog sektora, odnosno na putu ka potpunoj liberalizaciji tržišta električne energije.

U mnogim zemljama je uvođenje konkurencije na tržište električne energije pratila privatizacija svih ili pojedinih delova elektroenergetskog sektora. Međutim, privatizacija nije

preduslov za stvaranje konkurentskog tržišta. Ni jedan od navedenih modela ne zahteva bilo koju formu vlasništva.

4.2 Učesnici na tržištu

S obzirom na to da su se tržišta razvijala različitim stopama i u različitim pravcima u svakoj zemlji ili regionu, značajno je predstaviti vrste kompanija i organizacija koje igraju ulogu na tržištu električne energije.

Prilikom razvoja tržišta električne energije pojavile su se određene kompanije i organizacije koje imaju značajnu ulogu na tržištu u određenim fazama razvoja. S obzirom na funkciju koje obavljaju na tržištu pojavljuju se (Kirschen & Strbac, 2004, str. 2):

1. Vertikalno integrisane kompanije, kompanije koje u svom vlasništvu imaju proizvodne pogone, prenosnu i distributivnu mrežu i obavljaju delatnost snabdevanja. U tradicionalno regulisanom okruženju, ove kompanije imaju monopol na određenom geografskom području. U procesu liberalizacije tržišta njihove aktivnosti se razdvajaju.
2. Proizvođači električne energije (generating companies – gencos) su kompanije koje obavljaju delatnost proizvodnje električne energije. Ove kompanije u svom vlasništvu mogu imati jednu ili više elektrana koje koriste različite tehnologije proizvodnje električne energije. Proizvodne kompanije koje koegzistiraju sa vertikalno integrisanim kompanijama ponekad se nazivaju nezavisni proizvođači električne energije (Independent Power Producer (IPP))
3. Distributivne kompanije (distributing companies – discos) su kompanije koje imaju vlasništvo nad distributivnom mrežom i upravljaju njom. U tradicionalnom okruženju one imaju monopol nad prodajom električne energije svim kupcima povezanim na njihovu mrežu. Na potpuno deregulisanom tržištu distributivne kompanije su razdvojene od snabdevača.
4. Snabdevači (retailers) su kompanije koje kupuju električnu energiju na veleprodajnom tržištu i prodaju je potrošačima koji ne žele ili im nije dozvoljeno da kupuju električnu energiju na veleprodajnom tržištu. Snabdevači ne moraju da poseduju proizvodne jedinice, niti prenosne i distributivne sisteme. Snabdevač može da ima kupce, koji su povezani na različite distributivne mreže.

5. Operator tržišta (market operator) se bavi upravljanjem računarskim sistemom koji uparuje ponude kupaca i prodavaca za električnu energiju. Takođe se brine o poravnanju prihvaćenih ponuda i izvršenju plaćanja.
6. Nezavisni sistem operator (independet system operator – ISO) ima primarnu odgovornost za održavanje sigurnosti elektroenergetskog sistema. Naziva se nezavisnim jer u konkurentskom okruženju sistem mora da funkcioniše na način koji ne favorizuje jednog učesnika na tržištu nad drugim. ISO obično poseduje samo opremu i komunikaciona sredstva potrebna za nadgledanje i kontrolu elektroenergetskog sistema. ISO obično kombinuje odgovornost za rad svog sistema sa ulogom operatora tržišta.
7. Kompanije za prenos električne energije (transmision company – transco) imaju vlasništvo nad prenosnom mrežom. One upravljaju visokonaponskom mrežom prema instrukcijama ISO. Nezavisna prenosna kompanija (independent transmission company ITC) je prenosna kompanija koja nije vlasnik proizvodnih postrojenja i takođe deluje kao nezavisni operator sistema.
8. Regulator je vladino telo koje je dužno da osigura fer i efikasno upravljanje u energetskom sektoru. Utvrđuje ili odobrava pravila tržišta električne energije i istražuje sumnjive slučajeve zloupotrebe tržišne moći. Regulator, takođe, određuje cene proizvoda i usluga koje pružaju monopoli.
9. Mali kupac kupuje električnu energiju od snabdevača i povezan je na distributivnu mrežu.
10. Veliki kupac ima aktivnu ulogu, jer električnu energiju kupuje direktno na veleprodajnom tržištu. Neki od njih mogu ponuditi svoju sposobnost upravljanja svojim opterećenjem kao resurs koji ISO može da koristi pri kontroli sistema. Najveći potrošači su ponekad povezani direktno na prenosni sistem.

Svi ovi entiteti nisu prisutni na svakom tržištu; u nekim slučajevima jedna kompanija ili organizacija može obavljati više funkcija.

4.3 Vrste tržišta električne energije

Postoje različiti modeli i načini trgovanja električnom energijom. Podela tržišta električne energije može se izvršiti prema tri kriterijuma:

- prema načinu isporuke – fizičko i finansijsko,
- prema roku isporuke –spot i terminsko tržište,

- prema načinu trgovanja – bilateralno tržište i berza.

Fizička tržišta. – Kompleksnost fizičkog tržišta se ogleda u kompleksnosti fizičkih karakteristika električne energije kao robe. Kao i kod drugih robnih tržišta, veliki deo trgovine podrazumeva fizičku isporuku dobara. Fizički ugovori su zasnovani na fizičkom prenosu robe od jednog vlasnika drugom. Kompleksnost fizičkih spot tržišta u stvari definiše trgovinu električnom energijom.

Finansijska tržišta. – Najlikvidnija energetska tržišta su finansijska spot tržišta. Finansijske ugovore koriste investitori koji ne žele da im se fizički isporuči roba, ali se izlažu tržišnom riziku cene.

Spot tržište je tržište za promptnu isporuku. Trgovina na spot tržištu podrazumeva fizičku isporuku ugovorene količine, standardnog kvaliteta po ugovorenoj ceni. Spot transakcije koriste uglavnom potrošači koji kupuju male količine električne energije za zadovoljavanje trenutnih potreba. Trgovanje na spot tržištu električne energije je ograničeno na učesnike koji mogu promptno da isporuče ili upotrebe električnu energiju. Spot tržište predstavlja tržište dan unapred sa fizičkom isporukom, te je na njemu prisutan relativno mali broj proizvoda (obično se trguje osnovni, vršni i noćni dijagram).

Terminska tržišta omogućavaju kupcima i prodavcima da se dogovore o transakciji unapred. Za fizičke ugovore ostavljaju dovoljno vremena obema stranama da se pripreme za transakciju. Trgovina na terminskom tržištu je uglavnom određena sledećim faktorima: vrsta robe kojom se trguje i kvalitet, količina, cena, rok isporuke, mesto isporuke. Posmatrano iz ekonomske perspektive, omogućavanje kupcima i prodavcima da ugovaraju prodaju odnosno kupovinu unapred, smanjuje volatilnost cena. Terminsko tržište može biti terminsko tržište za kratkoročne poslove i terminsko tržište za dugoročne poslove. Takođe, terminsko tržište može biti berzovno i vanberzovno.

Bileteralna tržišta. – direktna trgovina između dva učesnika naziva se bilateralna ili OTC trgovina (OTC – over the counter – trgovina preko tezge). OTC trgovina obavlja se ili direktno s drugom stranom ili preko posrednika (brokera). Ona je u suštini direktan ugovor između 2 strane, koje potpisuju ugovor za svako posebno trgovanje. OTC ugovori mogu biti vrlo kompleksni. Postoji veliki broj različitih ugovora od spot ugovora, forvarda, preko sving opcija, do ugovora s mogućnošću prekida trgovanja na bilateralnoj osnovi. Da bi se pojednostavilo trgovanje i

pregovaranje, većina OTC ugovora su zasnovani na standardnom ugovoru koji je pripremila Međunarodna asocijacija za svop i derivate (ISDA – International Swaps and Derivatives Association). Najvažnija odrednica ISDA ugovora je da svi ugovori između dve strane predstavljaju jedan ugovor, što je od izuzetnog značaja u slučaju bankrotstva, jer je kreditni rizik kod ISDA ugovora ograničen na neto vrednost svih ugovora. Glavna ograničenja OTC tržišta su kreditni rizik, kompleksni ugovori i teškoće u vezi sa započinjanjem i završavanjem trgovine.

Berza. – Zbog teškoća vezanih za direktno ugovaranje broj učesnika koji se mogu pojaviti na OTC tržištu je veoma ograničen. Da bi tržište bilo pristupačnije većem broju učesnika, vrlo često se obavlja preko berze. Berza trguje direktno sa svim registrovanim učesnicima, tj. kupci ili prodavci trguju direktno sa berzom. Na njoj se trguje standardnim proizvodima, na način da se njihova cena određuje aukcijom, odnosno javnim nadmetanjem specijalizovanih posrednika (brokera) koji zastupaju svoje klijente. Osnovna prednost trgovanja na berzi je u likvidnosti i sigurnosti trgovanja. Likvidnost omogućava svakom učesniku na berzi da zatvori svoju poziciju. Berza, odnosno klirinška kuća, preuzima rizik druge strane i mora izmiriti obavezu prema prodavcu u slučaju da to kupac nije učinio. Berza štiti svoje poslovanje putem depozita koji se naziva margina. Reč je o osiguranju pozicije koju zauzima investitor i garancije da će izvršiti ugovorom preuzetu obavezu. Glavno ograničenje berze je što ne nudi veliki izbor ugovora. Da bi se ponuda dostavila velikom broju zainteresovanih strana ona mora biti ograničena, te obično postoji samo nekoliko vrsta ugovora za svako dobro. Postoje tri vrste standardizovanih ugovora kojima se trguje na berzama: spot ugovori, fjučersi i opcije. Spot ugovori su po pravilu satni ugovori koji sadrže obavezu isporuke električne energije, što znači da kupac ima obavezu da u određeno vreme i na određenoj lokaciji primi, a prodavac da isporuči ugovorenu količinu električne energije. Cene se određuju putem zatvorene aukcije jednom dnevno, za isporuku narednog dana. Na osnovu satnih proizvoda berze kombinacijom različitih sati kreiraju različite proizvode. Na berzi se trguje odobrenim i standardnim terminskim (fjučers i opcijskim) ugovorima. Može se trgovati za svaki sat posebno unutar dana, dan unapred, pa do nekoliko godina unapred. Ipak preko berze se još uvek trguje manjim delom ukupnog obima trgovine, ali je cena postignuta na berzi često referentna i za bilateralne ugovore.

4.3.1 Najpoznatije berze električne energije u Evropi

U Evropi postoji više berzi električne energije od kojih su najveće EEX, EPEX i Nord Pool.

EEX (European Energy Exchange) je nastala 2002. g. spajanjem LPX-a (Leipzig Power Exchange) i dotadašnjeg European Energy Exchange-a (sa sedištem u Frankfurtu) u jedinstvenu berzu sa sedištem u Lajpcigu. Od tog vremena se od male berze električne energije transformisala u vodeću svetsku berzu električne energije i srodnih roba. Danas se na njoj trguje derivatima na električnu energiju, dok se spot trgovina električnom energijom odvija na EPEX-u. U okviru EEX grupe godišnji obim trgovine električnom energijom u 2020. godini zabeležio je rast od 10% i iznosio je 7.077 TWh, od kojih 4.736 TWh u evropskim derivatima na električnu energiju, a 1.719 TWh u američkim derivatima na električnu energiju, dok je na spot tržištu obim trgovine bio na 622 TWh. Na tržištu je bilo prisutno 776 učesnika iz 40 zemalja. U većinskom vlasništvu je nemačke berze (Deutsche Borse Group).

EPEX spot je deo EEX grupe, nastala 2008. godine spajanjem spot tržišta električne energije Powernext-a (francuska berze električne energije) i EEX-a, sa sedištem u Parizu. Upravlja organizovanim tržištem električne energije u 13 zemalja. Nudi usluge trgovine na dnevnom i unutardnevnom tržištu. EEX ima 51% vlasništva, dok 49% drže operatori prenosa organizovani u holding HGRT. Servisira organizovana tržišta Srbije, Mađarske i Irske, pored toga pruža usluge spajanja tržišta za Mađarsku i Slovačku u okviru 4M MC[42]. U 2020. godini je 303 člana iz 12 evropskih zemalja prometovalo 615 TWh električne energije.

Nord Pool je prva međunarodna berza za trgovinu električne energije, uspostavljena 1996. godine. Danas je ona vodeće evropsko tržište električne energije, sa prometom od 995 TWh u 2020. godini. Nord Pool nudi usluge trgovine, kliringa i poravnanja na dan unapred tržištu i unutar dana tržištu u 16 evropskih zemalja. 360 kompanija iz 20 zemalja trguju na Nord Pool-u. Nord Pool je nominovani operator tržišta (NEMO) u 15 evropskih zemalja i istovremeno servisira organizovana tržišta Hrvatske i Bugarske. U većinskom je vlasništvu Euronext-a (66%).

4.4 Finansijski derivati na tržištu električne energije

Savremeno finansijsko tržište je danas nemoguće zamisliti bez izvedenih finansijskih elemenata (derivata). Derivati su se pojavili kao svojevrsna posledica nastojanja da se unapredi trgovina. Nastanak organizovanog tržišta derivatima vezuje se za poboljšanje trgovanja žitom i

[42] Projekat spajanja tržišta Mađarske, Češke, Slovačke i Rumunije naziva se 4M Market Coupling ili kraće 4M MC).

stokom u američkom trgovačkom centru Čikagu, odnosno kao odgovor na potrebu neutralisanja oscilacija cena zbog izrazito sezonskog karaktera poljoprivredne proizvodnje. Nastojanja da se unapredi trgovina žitom i stokom dovela je do osnivanja Čikaške trgovinske komore Chicago Board of Trade (CBOT), koja je danas najpoznatije svetsko terminsko tržište (CBOT).

Finansijski derivati su u suštini novi proizvodi i načini za plasman sredstava na netipičan način, razvijeni iz potrebe smanjivanja rizika u poslovanju. Najvažniji finansijski derivati su: forvard, fjučers, opcijski i svop ugovori. Oni su veoma efikasni u smanjenju rizika što omogućava zaštitu od rizika, odnosno upuštanje u finansijske transakcije koje smanjuju pa i eliminišu rizik. Finansijski derivati se mogu koristiti na osnovu principa hedžinga: eliminisanje rizika podrazumeva upuštanje u finansijsku transakciju kojom se duga pozicija eliminiše na osnovu dodatne kratke pozicije ili se kratka pozicija eliminiše dodatnom dugom pozicijom (Miskin, 2006).

Derivati su finansijski instrumenti (i u slučajevima kada se izdaju za neku robu), najčešće hartije od vrednosti, što omogućava postojanje njihovog sekundarnog trgovanja, odnosno prilagođeni su svim učesnicima finansijskog tržišta. Derivati su dobili naziv zbog činjenice da je njihova vrednost, odnosno cena, izvedena iz druge varijable, odnosno iz vrednosti / cene imovine za koju je derivat sastavljen, tzv. vezana imovina. Kao vezana imovina može se javiti bilo koja imovina, roba ili finansijski instrument.

Upravljanje rizikom na tržištu električne energije, se značajno razlikuje od metoda upravljanja rizicima na finansijskim tržištima. Specifičnost derivata na električnu energiju ogleda se u njihovoj složenoj strukturi, koja pored ostalog uključuje i specifičnosti elektroenergetskog sistema (npr. rad elektrana, upravljanje akumulacijama, potrošnju, itd.).

U periodu koji je prethodio liberalizaciji, kompanije su imale regulisane tarife i garantovanu stopu povrata investicija. Međutim, uvođenjem konkurencije u proizvodnju i snabdevanje, do tada monopolska preduzeća su izložena tržišnim mehanizmima, te sada tržište na osnovu ponude i tražnje, opredeljuje uspeh kompanije, ali i nivo investicija u nove proizvodne objekte. Izloženost preduzeća tržištu, te visoka volatilnost cena električne energije doprineli su da se upravljanju rizicima u elektoenergetskom sektoru posvećuje sve veća pažnja.

Razlozi za hedžovanje rizika na tržištu električne energije mogu biti raznovrsni. Zbog izrazite volatilnosti cena električne energije, cenovni rizik predstavlja posebnu pretnju za uspeh kompanija, koji se može ublažiti upotrebom robnih derivata za hedžiranje. Upotrebom robnih derivata za

hedžiranje korisnici mogu imati višestruke koristi: izbegavanje nepovoljnih cenovnih kretanja, osiguranje sigurne prodaje/nabavke, sigurni dugoročni novčani tokovi (Latas & Jeremić, 2019).

Na tržištu derivata za električnu energiju, za razliku od spot tržišta, ugovaraju se isporuke za duži vremenski period, cene odražavaju buduća očekivanja spot cena, pa su ova tržišta daleko veća po obimu trgovanja, sa relativno niskom volatilnošću. Cene se na tržištu derivata formiraju pod uticajem mnogobrojnih faktora: spot cena (vreme, raspoloživost, sezona, doba dana, operativni troškovi, strani ponuđači) ekonomski rast, situacija na drugim tržištima, posebni događaji (moratorijum na elektrane), politička situacija (Latas & Jeremić, 2019).

Trgovanje finansijskim derivatima na električnu energiju može biti organizovano na berzi i na OTC tržištu. Na berzi se trguje standardizovan finansijskim derivatima, dok je na OTC tržištu moguće izraditi finansijski derivat u skladu sa potrebama klijenata.

Razlike između terminskih berzovnih i vanberzovnih ugovora se ogledaju u sledećem (Tešnjak, 2009, str. 58):

- iz terminskog berzovnog ugovora je jeftinije je istupiti,
- terminskim berzovnim ugovorima trguje se na berzi, za razliku od vanberzovnih ugovora,
- terminski berzovni ugovori sadrže standardne uslove,
- terminski berzovni ugovori su znatno kraći od vanberzovnih ugovora,
- terminski berzanski ugovori imaju osobinu prilagođavanja tržištu jer se vrednost ugovora svaki dan ponovo utvrđuje, što znači da se dobit ili gubitak ostvaruju dnevno,
- terminski berzovni ugovor sklapa se između klijenta i berze, a terminski vanberzovni ugovor između 2 učesnika na tržištu,
- u slučaju berzanskog terminskog ugovora dve ugovorom vezane strane ne moraju se nužno poznavati.

Učesnici tržišta električne energije poput proizvođača, dobavljača, snabdevača, te ostalih učesnika sposobnih za upravljanje rizicima, koriste se različitim finansijskim instrumentima (forvardima, fjučersima, opcijama i svopovima) u nameri da se zaštite od rizika promena cena.

4.4.1 Forvard ugovori

Forvard ugovori (forwards contracts) predstavljaju sporazum potvrđen ugovorom o kupoprodaji određene robe, odnosno određene vezane imovine na određeno buduće vreme,

odnosno dospeće forvard ugovora po određenoj ceni (Orsag, 2006, str. 38). Cena forvard ugovora u trenutku njegovog sastavljanja jednaka je nuli, odnosno forvard cena je jednaka trenutnoj ceni na tržištu. U momentu sastavljanja ugovora ni jedna strana ne ostvaruje dobit odnosno gubitak, ali kasnije kako se cena isporuke odmiče od spot cene vezane imovine, ostvaruju se određeni dobici i gubici ugovornih strana. Forvard ugovor se obračunava po njegovom dospeću, kada jedna strana isporučuje vezanu imovinu, a druga strana plaća za to ugovorenu cenu. Ako je spot cena po dospeću veća od cene isporuke kupac ostvaruje profit, ako je spot cena po dospeću manja od cene isporuke prodavac ostvaruje profit.

Forvard ugovor na tržištu električne energije je ugovor koji predstavlja obavezu kupovine ili prodaje fiksne količine električne energije u nekom momentu u budućnosti prema unapred definisanoj ceni. Forvardima za električnu energiju se trguje od par sati do par godina unapred, s tim da tržišta iznad dve godine nisu likvidna. Uobičajeno se forvard ugovori vezuju za fizička tržišta (ugovori sa fizičkom isporukom električne energije koji mogu biti kratkoročni, srednjoročni, dugoročni), mada se sa njima može trgovati i na finansijskim tržištima. S obzirom na to da forvard ugovori nisu standardizovani sa njima se obično trguje direktno (over the counter).

4.4.2 Fjučers ugovori[43]

Jedan od najšire primenjenih derivata na tržištu električne energije su fjučersi. Učesnici tržišta električne energije najčešće koriste fjučers ugovore da bi se zaštitili od gubitaka zbog stalnih promena spot cena na tržištu električne energije. Da bi se postigao cilj, odnosno da bi se zaštitili od rizika, mora im prethoditi uspešno savladavanje tehnike njihovog korišćenja, kao i pravilna primena hedžing metode.

Fjučersi za električnu energiju su, kao i ostali berzanski ugovori, visoko standardizovani u ugovornim uslovima i strukturi trgovanja, odnosno mestu, vremenu i načinu trgovanja. Ta standardizovanost im omogućava da postanu roba široke potrošnje, zbog čega i imaju razvijeno sekundarno tržište. Imaju ograničen broj proizvoda, lokacija i rokova isporuke. Dobra moraju biti isporučena na mestu, u vreme i stepenu kvaliteta određenom na berzi. Pravilima berze je određeno kako i kada se kupci i prodavci sreću. Kod trgovanja fjučersima izuzetno je važan pojam margina. Margina je depozit koji zahteva berza kako bi se osigurala da će zainteresovane strane ispuniti

[43] Deo teksta objavljen u kooaturskom radu Latas & Jeremić, Upotreba fjučersa za hedžovanje rizika na tržištu električne energije, 2019.

svoje obaveze. Tržišni učesnici mogu izvoditi fjučers ugovore samo pod uslovom da otvore račun na kojem će polagati novac, garancije ili hartije od vrednosti za pokrivanje margina u slučaju kad terminske cene električne energije rastu u odnosu na fiksno utvrđenu cenu. U suprotnom, učesnik tržišta na tom računu sakuplja kredite koje će iskoristiti u trenucima ponovnog rasta terminskih cena. Upravo taj mehanizam trgovanja čini berzu likvidnom. Vrednost inicijalne margine je zasnovana na veličini ugovora i volatilnosti. Takođe postoje dnevna prilagođavanja margina na bazi dnevne promene cena, tzv. varijacijska margina. U suštini dnevno prilagođavanje cenama na tržištu se transferiše između trgovaca. Svakodnevno fjučersima se kreira cena, ona je ista i za prodavca i za kupca i određuje da li će primiti ili dati novac. Po objavljivanju zvanične cene na zatvaranju mora da dođe do transfera novca. Zbog varijacijske margine fjučersi se mogu okarakterisati kao male dnevne uplate tokom ugovora. Sasvim suprotno, u slučaju OTC forvarda, novac se kreće samo na dan isporuke.

Fjučers ugovorom se definiše: ukupna količina električne energije, cena, mesto isporuke, trajanje isporuke, količina električne energije tokom razdoblja isporuke, te poslednji dan za trgovanje.

Fjučersima za električnu energiju se trguje u kontinuiranoj trgovini. Standardni fjučers proizvodi su bazni dijagram i vršna energija. Rok dospeća fjučersa za električnu energiju je od sat vremena do godinu dana. Fjučersi imaju prosečnu spot cenu i mogu biti sa finansijskim ili fizičkim poravnanjem (u praksi se češće koriste sa finansijskim poravnanjem). Obično su ugovori sa fizičkim poravnanjem ugovori koji dospevaju u roku jednog sata ili jednog dana, dok se ugovori koji dospevaju u roku nedelju dana ili duže realizuju uglavnom finansijski. Ugovori sa fizičkim poravnanjem obavezuju kupca da u određenom vremenskom periodu kupi ugovorenu količinu električne energije po ugovorenoj ceni, a prodavca da u istom vremenskom periodu isporuči ugovorenu količinu električne energije za ugovorenu cenu. Kod ugovora sa finansijskim poravnanjem ne postoji obaveza fizičke isporuke, a obračun dobiti ili gubitka vrši se na osnovu razlike prosečne spot cene u vremenu isporuke i ugovorne cene fjučersa. Većina fjučersa je sa finansijskim poravnanjem, a imaoci fjučersa kojima je potrebna i isporuka električne energije istu kupuju na spot tržištu, te je njihova ukupna pozicija zbir finansijske i fizičke pozicije, što znači da cena kupovine ili prodaje na spot tržištu u kombinaciji sa fjučersom iznosi tačno koliko i ugovorna cena.

Najuočljivija razlika između forvarda i fjučersa je količina energije kojom se trguje. Količina energije kojom se trguje u fjučersima za električnu energiju znatno je manja nego u forvardima (Deng & Oren, 2006). S obzirom na to da se fjučersima trguje na berzama, fjučers ugovori su standardizovani u smislu vezane imovine, količine, vremena i uslova isporuke i trgovanja, dok su forvard ugovori predmet dogovora dve ugovorne strane. Cene fjučersa su transparentne i svima dostupne, dok su kod forvarda predmet dogovora između kupca i prodavca. Takođe, fluktuacija cena kod fjučersa je ograničena pravilima berze, za razliku od forvarda gde ona zavisi od trenda na tržištu. Dospeće fjučersa je standardizovano prema pravilima berze, dok se kod forvarda ugovara prema potrebama klijenta. Kreditni rizik kod fjučersa je manji nego kod forvarda jer berze primenjuju stroge zahteve za marginama da bi osigurale finansijsko poslovanje svih strana (preuzima ga klirinška kuća). Kod forvarda postoji rizik neizvršenja. Obračun dobiti je isti za fjučerse i forvarde, međutim, činjenica da se dobici i gubici kod fjučersa isplaćuju dnevno, za razliku od kumulativne isplate na kraju ugovora u slučaju forvarda, takođe smanjuje kreditni rizik u trgovanju fjučersima. Većina fjučersa ne dočeka dospeće i zaista se izvrši za razliku od forvard ugovora koji se izvršavaju po dospeću po dogovorenim uslovima. Fjučersi su regulisani pravilima i propisima berze, a forvardi bankarskim i drugim zakonskim propisima. Prednost fjučersa u odnosu na forvard za električnu energiju leži u tržišnom konsenzusu, transparentnosti određivanja cena, likvidnosti trgovanja i smanjenim transakcijskim troškovima i troškovima nadzora, dok su ograničenja različiti rizici povezani sa specifikacijom fjučersa i ograničenim količinama koje se trguju ovim ugovorima (Deng & Oren, 2006).

4.1.1.1 Vrednost fjučers ugovora sa fiksnom cenom

Za fjučers ugovor je neophodno odrediti njegovu vrednost u svakom trenutku (t) do trenutka (T) kada on ističe, a u odnosu na kupoprodaju električne energije po fiksno utvrđenoj ceni (X) po jedinici električne energije. Cena fjučersa za električnu energiju na dan isporuke je jednaka spot ceni električne energije na taj dan, s obzirom na to da se približavanjem dana dospeća fjučersa, razlika između cene fjučersa i spot cene smanjuje, jer se gubi neizvesnost kretanja cena koja je davala vrednost fjučersu ($F_{T,T}=S_T$ – pretpostavka konvergencije – široko rasprostranjena pretpostavka da cena fjučersa po isteku ugovora konvergira sa spot cenom vezane imovine koja je u osnovi fjučers ugovora).

Iz pretpostavke konvergencije proizlazi da je vrednost fjučers ugovora za imaoca duge pozicije (pozicija kupca fjučers ugovora koja ga obavezuje da preuzme električnu energiju o dospeću) jednaka (Eydeland & Wolyniec, 2003, str. 21):

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

a za imaoca kratke pozicije (pozicija prodavca koja ga obavezuje da isporuči električnu energiju o dospeću):

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

gde je: $V(t, F_{tT})$ – vrednost fjučersa, r – bezrizična kamata, a $F_{t,T}$ – cena električne energije u trenutku *t* utvrđena prema fjučers ugovoru, X – fiksno utvrđena cena.

Suština dinamičkog ili delta hedžinga sa fjučersima je da je vrednost imovine na početku hedžing perioda jednaka vrednosti imovine uvećanoj za vrednosti hedžinga na kraju perioda (korigovano za obračunatu kamatu). Drugim rečima, delta hedžing čuva vrednost imovine obezbeđujući da se vrednost portfolija koji se sastoji od imovine i zaštite ne menja s vremenom. Uspešni delta hedžing proizlazi iz sledeće jednačine (Eydeland & Wolyniec, 2003, str. 22):

$$V(T, F_{TT}) + e^{r(T-t_1)}\delta_0\Delta F_0 + e^{r(T-t_2)}\delta_1\Delta F_1 + \cdots + e^{r(T-t_{i+1})}\delta_i\Delta F_i \ldots + \delta_{n-1}\Delta F_{n-1} = e^{r(T-t_0)}V(t_0, F_{t_0T}) \quad (3)$$

gde su:

$$\delta 1 = \frac{\partial V}{\partial F(T_i F_{ti} T)} \quad (4)$$

$$\Delta Fi = F_{ti+1,T} - F_{ti,T} \quad (5)$$

uvrštavajući u prethodne izraze pretpostavku konvergencije dobijamo:

$$(S_T - X) + e^{r(T-t_1)}\delta_0\Delta F_0 + \cdots + \delta_{n-1}\Delta F_{n-1} = (F_{t0,T} - X) \quad (6)$$

koji se odnosi na imaoca duge pozicije (primaoca električne energije koji plaća fiksnu cenu električne energije),

$$(X - S_T) + e^{r(T-t_1)}\delta_0\Delta F_0 + \cdots + \delta_{n-1}\Delta F_{n-1} = (X - F_{t0,T}) \quad (7)$$

koji se odnosi na imaoca kratke pozicije (isporučioca električne energije za fiksno ugovorenu cenu).

Značenje parametara i izraza je sledeće: X – fiksno utvrđena cena električne energije, S_T – spot cena električne energije, $e^{r(T-t1)}\delta_0\Delta F_0 + ... + \delta_{n-1}\Delta F_{n-1}$ – obračun margina (marginski račun), $F_{t0,T}$ – cena električne energije u trenutku t_0 prema fjučers ugovoru.

Primena hedžing metode kod fjučers ugovora može se prikazati sledećim primerom (Eydeland & Wolyniec, 2003, str. 26). Snabdevač električnom energijom za određeno područje, s ciljem da ostvari što veću dobit, polazi od pretpostavke da bi spot cena električne energije u letnjem periodu mogla biti visoka i varijabilna. U nameri da se zaštiti od mogućih gubitaka donosi odluku da se zaštiti, odnosno da što je pre moguće utvrdi cenu za taj period u godini, na primer 1. januara. Snabdevač pregovara s dobavljačem električne energije oko utvrđivanja cene električne energije za isporuku u julu posmatrane godine. Na dan 1. januara (t_0) utvrđena cena julskog fjučersa jednaka je X=50 EUR/MWh. Obe ugovorne strane (snabdevač i dobavljač) su se dogovorile da će u julu posmatrane godine dobavljač isporučiti ugovorenu količinu vršne električne energije u iznosu od 73.600 MWh, koju će snabdevač platiti po fiksno utvrđenoj ceni od X=50 EUR/MWh. Snabdevač je na taj način minimizirao svoj rizik od promena spot cena tokom letnjeg perioda i prebacio ga na dobavljača. Kako je ovakav ugovor dobavljača električne energije izložio riziku, on je takođe odmah počeo primenjivati različite strategije dinamičkog hedžiranja.

U tabelama 16 i 17 dat je prikaz strategije dinamičkog hedžiranja dobavljača u oba scenarija, kad terminske cene električne energije rastu i kada padaju.

Tabela 16: Strategija dinamičkog hedžiranja kod rasta terminskih cena

korak hedžiranja	Datum	Terminska cena EUR/MWh	Vrednost ugovora (EUR)	Razlika u vrednosti ugovora (EUR)	Delta hedžing (MWh)	Broj ugovora	Račun margina (EUR)	Razlika u računu margina (EUR)
1	1. jan.	50	0		71.501,15	97	0	
2	1. feb.	55	-359.332,20	-359.332,20	71.866,44	98	358.783,67	358.783,67
3	1. mar.	60	-721.979,86	-362.647,65	72.197,99	98	722.742,62	363.958,95
4	1. apr.	70	-1.451.336,76	-729.356,90	72.566,84	99	1.451.399,99	728.657,37
5	1. maj	80	-2.187.767,57	-736.430,81	72.925,59	99	2.190.817,42	739.417,43
6	1. jun	90	-2.931.926,20	-744.158,63	73.298,15	100	2.934.372,63	743.555,21
Istek ugovora	26. jun	100	-3.680.000,00	-748.073,80			3.685.487,39	751.114,76

Izvor: Eydeland, A., Volyniec, K., (2003), Energy Power and Risk Menagement

U tabeli 16 je prikazan slučaj rasta terminskih cena, koji ide na štetu dobavljača. Na kraju ugovornog perioda da nije hedžovao svoju poziciju suočio bi se sa gubitkom od 3,68 miliona evra, jer se obavezao isporučiti snabdevaču električnu energiju po fiksnoj ceni od 50 EUR/MWh, koja je u trenutku isporuke dostigla cenu od 100 EUR/MWh. Međutim, sredstva akumulirana na marginskom računu anuliraju taj gubitak.

Prikazane vrednosti u tabeli su izračunate na sledeći način:

Vrednost ugovora u 2. koraku hedžiranja:

$V(t, F_{tT})=e^{-r(T-t)}(X-F_{tT}) = e^{-0,06((176-31)/365)}\cdot(50-55)\cdot 73.600= -359.332,20$ EUR

gde je 6% bezrizična kamatna stopa, 176 broj dana između 01.01. i 26.06, korigovan za 31 dan, što je jednako broju dana između 1. i 2. koraka hedžiranja.

Delta hedžing:

$\delta_2= e^{-r(T-t)} \cdot 73.600=e^{-0,06((176-31)/365)} \cdot 73.600=71.866,44$ MWh

Broj ugovora:

$n= e^{-r(T-t)}.=e^{-0,06((176-31)/365)} =0,976*100=98$

Obračun margina:

$e^{0,06(31/365)} \cdot 0,97\cdot(55-50)\cdot 73.600=358.783,67$ EUR

Vrednosti u tabeli 17 su izračunate na isti način.

Tabela 17: Strategija dinamičkog hedžiranja kod pada terminskih cena

korak hedžiranja	Datum	Terminska cena EUR/MWh	Vrednost ugovora (EUR)	Razlika u vrednosti ugovora (EUR)	Delta hedžing (MWh)	Broj ugovora	Račun margina (EUR)	Razlika u računu margina (EUR)
1	01. jan	50	0		71.501,15	97	0	
2	01. feb	47	215.599,32	215.599,32	71.866,44	98	-215.270,20	-215.270,20
3	01. mar	43	505.385,90	289.786,58	72.197,99	98	-506.106,33	-290.836,13
4	01. apr	40	725.668,38	220.282,48	72.566,84	99	-726.181,45	-220.075,12
5	01. maj	35	1.093.883,78	368.215,41	72.925,59	99	-1.095.892,55	-369.711,10
6	01. jun	33	1.246.068,63	152.184,85	73.298,15	100	-1.247.963,86	-152.071,31
Istek ugovora	26. jun	27	1.692.800,00	446.731,37			-1.696.521,56	-448.557,70

Izvor: Eydeland, A., Volyniec, K., (2003) Energy Power and Risk Menagement

U slučaju kad terminske cene padaju (tabela 17), dobavljač će u trenutku isteka fjučers ugovora kupiti električnu energiju po spot ceni od 27 EUR/MWh i isporučiti je snabdevaču po fiksno utvrđenoj ceni od 50 EUR/MWh. Zaradom koju je ostvario na isporuci električne energije, dobavljač će pokriti dug koji je stvorio na marginskom računu.

Ako pretpostavimo da se dobavljač odlučio za drugačiju strategiju kako bi se zaštitio od rizika, odnosno izabrao statičnu hedžing metodu, te da je odmah kupio fjučerse za punu količinu električne energije koju je bio dužan isporučiti kupcu, u tom slučaju, to bi bilo 73.600 MWh ili 100 fjučers ugovora po ceni od 50 EUR/MWh. Na prvi pogled izgleda da se dobro zaštitio, budući da će po dospeću dobavljač preuzeti isporuku za svoju dugu poziciju fjučersa od 73.600 MWh plaćajući 50 EUR/MWh, a zatim isporučiti električnu energiju snabdevaču, primajući 50 EUR/MWh. Međutim, ova statička hedžing strategija ima neke rizike kao što je prikazano u tabeli 18, gde je statična hedžing strategija prikazana u slučaju pada terminskih cena.

Tabela 18: Statična hedžing metoda u slučaju pada terminskih cena

korak hedžiranja	Datum	Terminska cena EUR/MWh	Vrednost ugovora (EUR)	Razlika u vrednosti ugovora (EUR)	Delta hedžing (MWh)	Broj ugovora	Račun margina (EUR)	Razlika u računu margina (EUR)
1	01. jan	50	0		71.501,15	100		
2	01. feb	47	215.599,32	215.599,32	71.866,44	100	221.928,04	221.928,04
3	01. mar	43	505.385,90	289.786,58	72.197,99	100	518.710,05	296.782,01
4	01. apr	40	725.668,38	220.282,48	72.566,84	100	743.288,13	224.578,08
5	01. maj	35	1.093.883,78	368.215,41	72.925,59	100	1.116.781,99	373.493,86
6	01. jun	33	1.246.068,63	152.184,85	73.298,15	100	1.270.439,54	153.657,55
Istek ugovora	26. jun	27	1.692.800,00	446.731,37			1.719.089,80	448.650,26

Izvor: Eydeland, A., Volyniec, K., (2003) Energy Power and Risk Menagement,

Kao što se u tabeli 18 može videti, snabdevač će primenjujući ovu strategiju imati deficit od 23.698,57 EUR na isteku ročnosti fjučersa i neće biti u mogućnosti da pokrije marginu. Razlika koja se pojavljuje na marginskom računu je akumulirana kamata.

Na početku, vrednost posla je nula. Savršena hedžing strategija samo će sačuvati nultu vrednost pod tržišnim kretanjima. Prema tome, ako dobavljač odluči da se zaštiti, jedini način da se zaštiti je odabirom adekvatne hedžing metode.

4.1.1.2 Primena fjučers ugovora na EEX

Osnov za uspostavljanje fjučers ugovora na EEX je isporuka ili prihvatanje isporuke električne energije sa stalnom snagom od 1 MW u maksimalnom naponskom nivou definisanog tržišta u toku vremena isporuke za svaki dan isporuke u periodu isporuke. EEX nudi fjučerse za 20 tržišnih zona (između ostalih i Srbiju od 2019. godine). Trguje se dnevnim, vikend, nedeljnim, mesečnim, kvartalnim, sezonskim (zimska sezona oktobar–mart ili letnja sezona april–septembar) i godišnjim fjučersima. Dnevnim fjučersima se može trgovati za naredna 34 dana, vikend fjučersima za narednih 5 vikenda, nedeljnim za tekuću i četiri naredne nedelje, mesečnim za tekući i narednih 6 ili 9 meseci u zavisnosti od tržišta na koji se odnose, kvartalnim za narednih punih 7 ili 11 kvartala u zavisnosti od tržišta na koje se odnose, sezonskim za narednih punih 6 sezona i godišnjim za narednih punih 9 godina. Prema vremenu isporuke fjučersi mogu biti kreirani za bazni (Base – odnosi na bazno opterećenje elektroenergetskog sistema (00–24h svakog dana)), vršni (Peak – odnosi se na vršno opterećenje elektroenergetskog sistema (08–20 svakog dana – radni dan / vikend)) i period van vršnog opterećenja (Off-Peak – odnosi se na periode van vršnog opterećenja (00–08 i 20–24 od ponedeljka do petka i 00–24 vikendom), što je navedeno u samom imenu fjučersa. Obim ugovora se izračunava množenjem broja sati isporuke, tokom perioda isporuke (h) sa konstantnim outputom (MW) navedenim u odgovarajućem ugovoru (EEX, 2021c). Na EEX-u je moguće ugovoriti fjučerse samo sa finansijskim poravnanjem u odnosu na spot cenu za hedžovanu električnu energiju, gde kupac/prodavac prima razliku između cene fjučersa i spot cene na tržištu kao finansijsku nadoknadu.

Berza EEX zahteva da se odmah nakon zaključenja ugovora, kod klirinške kuće ECC položi sigurnosni depozit kako bi se smanjio mogući rizik neizmirenja obaveza. Taj sigurnosni depozit naziva se inicijalna margina i utvrđuje se od strane ECC-a na osnovu veličine ugovora i parametara volatilnosti za ugovor. Inicijalne margine se vraćaju ugovornim stranama, nakon dospelosti fjučers ugovora. Ove margine se računaju u EUR/MWh. Na primer, neka je parametar inicijalnih margina za ugovor tipa EEX-PXE Serbian Power Week Futures jednak 2 EUR/MWh, to znači da će u slučaju ugovorene količine električne energije od 168 MWh ukupne inicijalne margine iznositi: 2 EUR/MWh x 168 MWh = 336 EUR.

EEX Power Future ugovori su dizajnirani da služe kao savršeno osiguranje za spot tržište na koje se odnose. Uzimajući aktuelne cene na spot tržištu za fizičku isporuku kao osnovu za konačnu

cenu poravnanja, osnovni rizik se izbegava pošto se plaćanja balansiraju između ugovornih strana (Stojčevski, 2018).

Utvrđivanje dnevne dobiti i gubitka je jedna od osnovnih karakteristika fjučers ugovora. Promene u vrednosti fjučersa se svakodnevno utvrđuju nakon čega sledi formiranje nove cene poravnanja koja je odraz trenutne spot cene na tržištu. Za usklađivanje fjučers pozicija sa dnevnim promenama cena poravnanja koriste se varijacijske margine, koje se računaju na osnovu cena poravnanja.

Za određivanje cena poravnanja, tzv. teoretske cene poravnanja, koriste se različiti algoritmi u zavisnosti da li je u prethodnom periodu bilo važećih trgovina na berzi i naloga koji ispunjavaju uslove specifične za proizvod. U načelu izvori cena su trgovine, narudžbe, postupak glavnog trgovca (prikupljene fer vrednosti i druge informacije). Cene dnevnog poravnanja za nastupajući mesec i nastupajuću nedelju računaju se kao prosek raspoloživih spot cena i raspoloživih dnevnih cena poravnanja za odgovarajuće dnevne i/ili nedeljne fjučerse i procenjene cene (EEX, 2021b). Na taj način se eliminiše bazni rizik (bazni rizik se povećava kada raste vremenska razlika između isteka hedža i meseca dospeća (Hull, 2018, str. 57).

Varijacijska margina odražava promene tržišne cene fjučersa i realizuje se svakodnevno. Budući da inicijalna margina pokriva potencijalne gubitke u periodu dospelosti, svakodnevne promene na tržištu se usklađuju sa tržišnom vrednošću. Dnevne uplate povezane sa usklađivanjem prema tržištu nazivaju se varijacijska margina, gde nepovoljna kretanja na tržištu izazivaju zahteve za uplatom, a povoljna kretanja na tržištu se evidentiraju kao marginski kredit. Akumulirana varijacijska margina na dan dospeća predstavlja ukupan gubitak neprofitabilne pozicije koja se drži do dospeća i ukupnu dobit profitabilne pozicije (ECC, 2021b).

Varijacijske margine računaju se na sledeći način: broj ugovora x ugovorena količina x (utvrđena cena na tekući dan trgovanja na berzi – utvrđena cena na prethodni dan trgovanja na berzi).

Na primer, snabdevač planira da kupi svakog sata 1 MW bazne električne energije u periodu 23–29.03.2019. godine, što znači 7 dana, 24 sata, primenom satnih ugovora. Snabdevač, suočen sa rizikom promene cene na spot tržištu, odlučuje da se zaštiti od gubitka, na način da kupi 1 nedeljni fjučers za mart 2019. godine, po ceni od 30 GBP/MWh. Planirani budžet za nabavku električne energije iznosi: 1 MW x 24 sata/dan x 7 dana x 30 GBP/MWh = 5.040 GBP. Na spot tržištu

snabdevač kupuje električnu energiju počevši od 23. marta 2019. godine, a završava 29. marta 2019. godine. To znači da snabdevač svakih 24 sata daje ponudu po kojoj kupuje 1 MW električne energije svakog sata po određenoj spot ceni (tabela 19).

Tabela 19: Uklapanje fizičke i finansijske izloženosti „perfect hedge“

	19.sep	20.sep	23.sep	24.sep	25.sep	26.sep	27.sep	28.sep	29.sep	30.sep	rezultat - planirano - nehedžovano	rezultat - planirano - hedžovano sa nedeljnim EEX fjučersom
	četvrtak	petak	ponedeljak	utorak	sreda	četvrtak	petak	subota	nedelja	ponedeljak		
spot cena (DA) (GBP/MWh)			32	29	32	33	34	29	28			
razlika u odnosu na plan (30 GBP/MWh)			-2	1	-2	-3	-4	1	2			
broj MWh			24	24	24	24	24	24	24			
razlika			**-48**	**24**	**-48**	**-72**	**-96**	**24**	**48**		**-168**	**-168**
cena fjučersa (GBP/MWh)	30											
cena poravnanja fjučersa (GBP/MWh)	30,5	29,5	30,5	29	30	30,5	31,5					
konačna cena poravnjanja fjučersa (GBP/MWh)										31		
promena (GBP)	0,5	-1	1	-1,5	1	0,5	1			-0,5		
obim ugovora (MWh)	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168		
pozicija (MW)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
varijacijska margina	**84**	**-168**	**168**	**-252**	**168**	**84**	**168**			**-84**		**168**
ukupna razlika											**-168**	**0**

Izvor: EEX – Matching physical and financial exposures – the perfect hedge, (2021)

Prosečna cena koju snabdevač postigne trgovanjem na spot tržištu jednaka je finalnoj ceni poravnanja za fjučers ugovor. Cena poravnanja raste iznad planirane vrednosti od 30 GBP/MWh. Snabdevač je na spot tržištu nabavio električnu energiju po prosečnoj ceni od 31,00 GBP/MWh i zbog toga mu se planirani troškovi uvećavaju za 168 GBP. Varijacijskom marginom je pokrio nedostatak od 168 GBP, te ostvario planirani trošak od ukupno 5.040 GBP. Ukupan trošak je jednak planiranom i sastoji se od cene ostvarene na spot tržištu: 168 MWh x 31 GBP/MWh = 5.208 GBP, korigovane za prihod ostvaren na tržištu derivatima: 168 MWh x (30,00 EUR/MWh – 31,00 EUR/MWh) = -168 GBP.

Kao dodatnu meru obezbeđenja snabdevač je dužan da nakon zaključenja fjučers ugovora položi i inicijalnu marginu, koja se vraća po ugovornim stranama po završetku ugovornog perioda (u navedenom primeru, ako uzmemo da se inicijalna margina zasniva na parametru jednakom 2,00 GBP/MWh, snabdevač bi, preko svoje kliring kuće, morao u inicijalnu marginu položiti: 1 MW x 24 sata/dan x 7 dana x 2,00 GBP/MWh = 336 EUR od momenta preuzimanja fjučers pozicije pa

sve do zatvaranja fjučers pozicije, kada bi mu ta inicijalna margina, opet preko kliring kuće, bila vraćena.

Ispunjenje na finansijskom tržištu je izvršeno slanjem cenovno nezavisne ponude koja prihvata sve cene. Na taj način, skoro da nema rizika ispunjenja. Nepovoljna cenovna kretanja su hedžovana putem fjučersa i obrnuto. Ovo zahvaljujući tome da je finalna cena poravnanja fjučersa od 31 GBP/MWh prosek svih relevantnih dnevnih spot cena. U obrnutoj situaciji, kada prosečna spot cena pada na dan unapred tržištu, snabdevač električne energije može nabaviti jeftinije električnu energiju na spot tržištu nego što je obezbedio fjučers ugovorom. U svakom slučaju, cilj primene hedžing tehnike je zaštita od rizika sa kojim se učesnici na tržištu susreću (ako izuzmemo spekulante na tržištu, koji koriste fjučerse za ostvarivanje profita).

4.4.3 Opcije[44]

Opcija, kao finansijski instrument, obezbeđuje kupcu opcije pravo da kupi ili proda određenu količinu aktive do roka dospeća ili na dan dospeća opcije (*exercise day*) po fiksnoj, unapred utvrđenoj ceni (*strike price* – izvršna cena). Izvršna cena je cena fiksirana u opciji po kojoj njen vlasnik može kupiti odnosno prodati hartije od vrednosti ili drugu vezanu imovinu koja je predmet opcije. To je cena na osnovu koje kupac opcije špekuliše porast odnosno pad cena hartija od vrednosti (Orsag, 2006, str. 141). Osnovna razlika između opcija i fjučersa je u tome što opcije ne predstavljaju obligaciju za njenog imaoca, dok su fjučersi dvostrano obavezni.

Osnovna karakteristika opcija je da kupac opcije nema obavezu da izvrši transakciju, za razliku od prodavca opcije koji je u obavezi da odgovori na zahtev kupca opcije. Stoga kupac opcije plaća cenu opcije koja se naziva premija. Vrednost prava kupca opcije proizlazi iz vrednosti vezane imovine (akcije, berzanski indeksi, strane valute, instrumenti dugova, roba i budući ugovori), dok se na tržištu električne energije izvode na osnovu terminske cena (*future price*) koja se određuje na osnovu sklopljenog terminskog ugovora. Kupac opcije (*option holder*) može izvoditi opciju do dana njenog dospeća. Prodavac opcije (*option writer*) obavezan je uvažiti sve stavke iz ugovora o opciji.

[44] Deo teksta objavljen u koautorskom radu (Latas & Jeremić, The option on electric energy for the decrease of risk on the example of EEX (European Energy Exchange), 2017).

U zavisnosti od toga da li se mogu izvršiti tokom vremena ili na utvrđeni dan razlikuju se američke i evropske opcije. Američke opcije se mogu izvršiti u bilo koje vreme do isteka njihovog važenja, dok se evropske opcije mogu izvršiti samo na tačno određeni dan.

U zavisnosti od prava koje daju razlikuju se: call opcija (pravo da kupi) i put opcija (pravo da proda). Call opcija daje kupcu opcije pravo da do roka dospeća ili na dan samog dospeća opcije kupi aktivu na koju je opcija izvedena po unapred utvrđenoj ceni. Put opcija daje kupcu opcije pravo da do roka dospeća ili na dan samog dospeća opcije proda aktivu na koju je opcija izvedena po unapred utvrđenoj ceni.

Prilikom trgovanja opcijama kupac opcije uvek zauzima dugu poziciju (*long position*), a prodavac opcije kratku poziciju (*short position*). Nadovezujući se na dugu, odnosno kratku poziciju, mogući su različiti odnosi između kupca i prodavca opcije (tabela 20).

Tabela 20: Odnosi između kupca i prodavca opcija

Opcija			
Call		Put	
Duga pozicija – kupiti call opciju	Kratka pozicija – prodati call opciju	Duga pozicija – kupiti put opciju	Kratka pozicija – prodati put opciju
pravo da kupi po izvršnoj ceni	mora isporučiti po izvršnoj ceni u slučaju izvršenja opcije	pravo da proda po izvršnoj ceni	mora prihvatiti isporuku po izvršnoj ceni u slučaju izvršenja opcije

Izvor: Trading Power Options at European Energy Exchange (EEX), (2016)

Kupac opcije zauzima long call ili long put poziciju. Kupovinom opcije osigurava se od rasta (long call), odnosno pada (long put) cena predmetnog sredstva uz zadržavanje mogućnosti kupovine po nižoj ceni (long call), odnosno prodaje po višoj ceni (long put) u slučaju promene cene predmetnog sredstva. Gubitak je u slučaju kupovine opcije, ograničen na cenu opcije, odnosno na visinu premije.

Prodavac opcije zauzima short call ili short put poziciju. Prodavac ispisuje call opciju kada očekuje da će cene predmetnog sredstva ostati na istom nivou ili padati (short call), odnosno rasti (short put). U slučaju promene cene na više (u slučaju call opcije) ili niže (u slučaju put opcije) njegov gubitak je potencijalno neograničen.

Ukoliko se opcija ne realizuje pravovremeno, njena vrednost može naglo pasti, što za posledicu ima stvaranje gubitaka. U zavisnosti od rasta ili pada, opcije mogu poprimiti vrednosti *in-the-money*, *at-the-money* ili *out-of-the-money*. Call opcija in-the-money je ona opcija čije izvršenje vodi ka profitu, što znači da je izvršna cena opcije u slučaju call opcije manja, a u slučaju put opcije veća od tržišne cene vezane imovine. Call ili put opcija at-the-money je po svojoj vrednosti jednaka važećoj ceni vezane imovine. Suprotno call, odnosno put opciji in-the-money, call opcija out-of-the-money je ona čija je izvršna cena veća, a u slučaju put opcije manja od tržišne cene vezane imovine, te njeno izvršenje nije profitabilno. Struktura dobiti kod opcija ne električnu energiju ista je kao i kod klasičnih finansijskih call i put opcija. S obzirom na to da kupac opcije nije dužan da iskoristi opciju, dobit je asimetrična, za razliku od fjučersa ili forvarda gde je dobit simetrična.

Opcije na električnu energiju na berzama se izvode na fjučerse i shodno tome i izvršavaju preko fjučersa, što znači da se, ako se drže do zrelosti, realizuju fizičkom isporukom.

Standardne opcije se nazivaju *plain vanilla* opcije. Plain vanilla je žargonski izraz tržišta derivata za označavanje standardne tipične opcije sa stanovišta njihovih osnovnih investicionih obeležja. Plain vanilla opcija se sastavlja prema vezanoj imovini, standardnog načina određivanja izvršne cene i načina izvršenja, te standardnog vremena do isticanja važenja (Orsag, 2006, str. 148). Opcije koje se koriste nestandardnim pretpostavkama obično se nazivaju egzotičnim opcijama. Egzotične opcije, u stvari, predstavljaju nestandardne američke i evropske opcije. U egzotične opcije spadaju: LEAPS kao dugoročne opcije, bermudske opcije zbog modifikacije mogućnosti izvršenja, granične i binarne opcije kao i mnoge druge modifikacije osnovnih obeležja opcija (Orsag, 2006, str. 148). Uobičajeno su standardne, odnosno plain vanilla opcije uvrštene na opcijske berze i imaju razvijeno sekundarno tržište. Egzotične opcije su najčešće predmet trgovanja na dogovorenim tržištima i predstavljaju određene finansijske inovacije koje proizvode različite finansijske institucije kao bi zadovoljile zahteve svojih komitenata za posebnim finansijskim uslugama (Orsag, 2006, str. 149).

Nestandardne opcije, kao što su spred opcije (*spread options*) se posebno često koriste na energetskom tržištu, kako bi se vrednovao veliki obim različitih energetskih ugovora. Kod spred opcija se zauzimaju različite investicione pozicije prema vezanoj imovini u istom tipu opcija. Raspon (*spread*) predstavlja složenu investicionu strategiju korišćenja više opcija istog tipa na istu

vezanu imovinu (Orsag, 2006, str. 292). Međurobni raspon se sastavlja simultanim zauzimanjem duge i kratke pozicije za različite imovinske oblike koji su međusobno cenovno povezani.

Spred opcija se može zasnivati na razlici cena između dve robe, između ulaznih i izlaznih cena u proizvodnom procesu, između cena iste robe na dve različite lokacije, između cena iste robe u dva vremenska perioda i između cena iste robe sa različitim kvalitetom.

Sa spred opcijom vlasnik opcije će imati benefit, kada je razlika između dve cene iznad određenog nivoa. One su u stvari kao standardne opcije samo što imaju dve cene, odnosno kao opcije sa varijabilnom izvršnom cenom. Spred opcija se može konstruisati da izgleda kao standardna opcija na nekoliko načina. Jedan način je da cena opcije bude jednaka rasponu, gde je isplata po call opciji (*call payoff*) jednaka razlici između raspona i izvršne cene. Drugi način je da se cena druge vezane imovine doda izvršnoj ceni, pa je u tom slučaju isplata po call opciji jednaka razlici između cene prve vezane imovine i zbira izvršne cene i druge vezane imovine.

Dominantnost spred opcija na energetskom tržištu rezultira iz načina na koje ono funkcioniše. Ono je fokusirano na prenos energije sa jedne lokacije na drugu, skladištenje za prodaju u budućnosti i konverziju jednog oblika u drugi. Profitabilnost zavisi od raspona između dve cene u poređenju sa troškom konverzije (cena ovde prema ceni na drugoj lokaciji u poređenju sa transportnim troškovima, cena danas prema ceni kasnije u poređenju sa troškovima skladištenja, cena goriva prema ceni električne energije u poređenju sa troškovima konverzije).

Većina energetskih kompanija su izložene razlici cena između dva energetska proizvoda (npr. prirodnog gasa i električne energije), s obzirom na to da energetske kompanije obično koriste jednu robu kao ulaz, a proizvode drugu robu. Najuobičajeniji spredovi (razlika između ulazne i izlazne cene) su: *spark spread* – razlika između cene električne energije i prirodnog gasa, *dark spread* – razlika između cene električne energije i uglja, *crack spread* – razlika između cene naftnih derivata i sirove nafte, *frac spread* – razlika između cene propana i prirodnog gasa.

Drugi tip nestandardnih opcija su sving opcije. Kupac takve opcije ima pravo menjati (eng. swing) količine. Tipičan primer sving opcija su ugovori o snabdevanju električnom energijom. Prema Deng i Oren (2006), sving opcije imaju sledeće karakteristike. Mogu se izvršavati dnevno ili do ograničenog broja dana tokom perioda kada je izvođenje opcije dozvoljeno. Kada se izvršavaju sving opcije, dnevna količina može varirati između minimalnog i maksimalnog dnevnog volumena, pri čemu ukupna količina preuzeta u nekom vremenskom razdoblju (npr. nedelja ili

mesec) mora biti unutar granica minimalnog i maksimalnog volumena. Izvršna cena sving opcije može biti ili fiksna do dospeća ili određena na početku svakog razdoblja po nekoj unapred utvrđenoj formuli. Ukoliko kupac ne preuzme minimalnu količinu u bilo kom ugovornom periodu, dužan je da plati penale koji mogu biti unapred određeni ili da nadoknadi štetu prodavcu opcije (tj. uzmi ili plati princip).

4.1.1.3 Primer realizacije opcije na berzi EEX uz primenu margina

Opcije su u trgovanje električnom energijom prvi put uvedene na NYMEX-u (New York Mercantile Exchange) 1996. godine. U Evropi se njima, međutim, najviše trguje na EEX-u. Berza EEX nudi trgovanje sa opcijama evropskog tipa, izvedenih na mesečnim, kvartalnim i godišnjim finansijskim fjučers ugovorima za isporuku bazne električne energije. Prednost u odnosu na fjučers ugovor je u tome što kupac call ili put fjučers opcije zadržava mogućnost neograničenog dobitka uz ograničenje mogućih gubitaka na iznos premije, usled nepovoljnog kretanja bazne aktive, u ovom slučaju električne energije.

Na EEX berzi se trguje opcijama na fjučers ugovore za električnu energiju koja će biti isporučena. Opcije kojima se trguje su evropskog tipa (mogu se izvesti samo na poslednji dan trgovanja). Premija za standardne opcije (Premium Style Options) mora biti u potpunosti plaćena jedan dan nakon kupovine opcije. U februaru 2020. godine EEX je uveo nove tzv. Future Styled Margin Options kod kojih je plaćanje premije raščlanjeno na dnevno plaćanje, a konačno poravnanje se vrši na dan isteka opcije. Opcije se izvode na bazi mesečnih, kvartalnih i godišnjih fjučers ugovora za električnu energiju. Dostupne su za tržišta Francuske, Nemačke, Italije, Španije i nordijsko tržište. Dospeće opcija može biti mesečno, kvartalno ili godišnje i to mesečne za narednih 9 meseci, kvartalne za narednih 6 kvartala i godišnje za naredne 4 godine. Prema pravilima EEX berze, opcije dospevaju u trenutku kada se njima može poslednji put trgovati. Minimalna jedinica za trgovanje je jedan ugovor. Ugovor može biti mesečni, kvartalni i godišnji. Mesečni ugovor se izračunava na način da se pomnoži broj dana u mesecu sa 24 časa i prilagođava se letnjem/zimskom računanju vremena. Kvartalni ugovor se izračunava na način da se pomnoži broj dana u kvartalu sa 24 časa i prilagođava se zimskom/letnjem računanju vremena. Godišnji ugovor se dobija množenjem 365 dana sa 24 časa. Cene su iskazane u evrima po kilovatsatima, obračunate na najviše tri decimale, s najmanjom mogućom promenom od 0,001 EUR/kWh (EEX,

2021c). Vrednost ugovora predstavlja proizvod ugovorenog obima trgovine i cene opcije. Vrednost pozicije se dobija kada se vrednost ugovora pomnoži sa brojem ugovora.

Za vrednovanje opcija na EEX berzi koristi se Black model (Black 76). Fisher Black je 1976. godine modifikovao Black-Scholes model za vrednovanje opcija. On u svom modelu umesto spot cene koristi terminsku cenu predmetnog sredstva za izračunavanje vrednosti opcija. Iz tog proizlaze sledeće formule za određivanje vrednosti call opcije (Black, 1976).

$$\mathrm{C(F,T)} = \mathrm{e}^{-\mathrm{rT}}(\mathrm{FN(d_1)} - \mathrm{KN(d_2)}) \tag{8}$$

odnosno put opcije:

$$P(F,T) = e^{-\mathrm{rT}}(\mathrm{KN(-d_2)} - \mathrm{FN(-d_1)}) \tag{9}$$

gde su:

$$d1 = \frac{ln\left(\frac{F}{K}\right)+\left(\frac{\sigma^2}{2}\right)T}{\sigma\sqrt{T}} \tag{10}$$

$$d2 = \frac{ln\left(\frac{F}{K}\right)-\left(\frac{\sigma^2}{2}\right)T}{\sigma\sqrt{T}} = d1 - \sigma\sqrt{T} \tag{11}$$

gde je: r – bezrizična kamatna stopa, F – terminska cena predmetnog sredstva na dan dospeća opcije, K – izvršna cena opcije, T – preostalo vreme do dospeća, σ – volatilnost terminske cene i N – funkcija normalne kumulativne distribucije. Pretpostavke i način izvođenja formule Black 76 jednake su kao i kod izvođenja formule Black-Scholes, osim što je spot cena predmetnog sredstva zamenjena s terminskom cenom koja pak predstavlja očekivanu buduću vrednost diskontovanu za nerizičnu stopu. Blekova teorija određivanja cena opcija se smatra temeljem za segment finansijskih derivata (Jeremić & Terzić, 2019).

Parametri koji najviše utiču na cenu opcije su: terminska cena baznog ugovora, izvršna cena, trajanje, kratkoročna bezrizična kamatna stopa i primenjena volatilnost. Primenjena volatilnost je ustanovljena od strane EEX-a i bazirana je na drugim cenovnim izvorima, istorijskim podacima ili kreirana po proceduri glavnog trejdera. U tabeli 21 su prikazani parametri koji se koriste za vrednovanje opcije i njihov uticaj na cenu opcije.

Tabela 21: Parametri za vrednovanje opcija i njihov uticaj na cenu opcije

Parametri	Varijable	Call	Put
Cena baznog ugovora	$F_{(t)}$ ↑	↑	↓
Izvršna cena	K ↑	↓	↑
Kamatna stopa	r ↑	↓	↓
Očekivana volatilnost	σ ↑	↑	↑
Vreme dospeća	t ↓	↓	↓

Izvor: Trading Power Options at European Energy Exchange (EEX), (2016)

Stvarna vrednost call opcije predstavlja razliku između terminske cene (F(t)) i izvršne cene (K). Ukoliko je razlika između terminske i izvršne cene manja od nula, vrednost opcije je nula. Stvarna vrednost put opcije predstavlja razliku između izvršne cene (K) i terminske cene F(t). Takođe, ukoliko je ta razlika manja od nula, vrednost opcije je nula. Stvarna vrednost opcije ne može biti manja od 0 (EEX, 2016).

Vremenska vrednost opcije je jednaka razlici između važeće premije i važeće stvarne vrednosti. Determinisana je vremenom, kamatnom stopom i volatilnošću.

Promena cene baznog fjučers ugovora na više, vodi ka povećanju cene call opcije, odnosno smanjenju cene put opcije. Obrnuta je situacija sa povećanjem izvršne cene, viša izvršna cena ima za posledicu nižu cenu call opcije, odnosno višu cenu put opcije. Povećanje kamatne stope utiče na smanjenje cene opcije, dok viša volatilnost cene bazne aktive utiče na rast cene opcije. Što je rok dospeća kraći niža je i cena opcije.

Pravila trgovanja nalažu kupcu opcije da plati premiju kako bi stekao pravo na njeno izvođenje. Kupac opcije se upravo premijom štiti od tržišnog rizika. Obaveza prodavca opcije je da pokriva margine, za razliku od fjučers ugovora gde su i kupac i prodavac obavezni da pokrivaju margine kojima se osigurava likvidnost berze. Opcije na EEX podležu premijskoj margini. Premijska margina se računa po *mark-to-market* metodi, odnosno metodi usklađivanja vrednosti premije sa tržišnom vrednosti opcije. Po pozivu klirinške kuće prodavac opcije dužan je pokriti premijsku marginu i to za opcije sa kratkom pozicijom, premijska margina se uplaćuje dnevno, dok se za opcije sa dugom pozicijom premija pripisuje na račun člana berze, ali se ne isplaćuje. Premijska margina se izračunava na sledeći način (ECC, 2021a):

Premijska margina = Σ neto pozicija x veličina ugovora x trenutna cena poravnanja opcije

U tabeli 22 dat je prikaz obračuna premijske margine za više otvorenih pozicija na EEX.

Tabela 22: Primer obračuna premijske margine na EEX

Proizvod	mesec dospeća	godina dospeća	ugovorena cena	tip opcije	cena poravnanja	broj opcija	ugovorena količina	premijska margina
01BY	1	2020	28,00	C	24,26	100	8784	21.309.984,00
01BY	10	2019	50,00	P	3,71	-30	8760	-974.988,00
02BY	1	2020	32,00	C	0,45	50	8784	197.640,00
OEUA	12	2019	14,00	P	14,92	-20	1000	-298.400,00
							premijska margina:	**20.234.236,00**

Izvor: ECC, A Guide to Margining at ECC, 2021.

Premijska margina predstavlja zbir svih pozicija i u navedenom primeru iznosi 20.234.236,00. Pojedinačna vrednost pozicije na primeru 01BY jednaka je 100 x 8784 x 24,26 = 21.309.984,00, gde je 100 broj opcija, 8784 ugovorena količina (broj dana u godini x 24h), a 24,26 trenutna cena poravnanja opcije. Znači, za sve otvorene pozicije kupac je dužan da plati premijsku marginu u ukupnom iznosu 20.234.236,00.

Usklađivanje premijske margine sa tržišnom vrednošću za dugu i kratku poziciju prikazano je u tabeli 23, na primeru 50 CO1BY (Call Base Year Option) JAN YY.

Tabela 23: Primer usklađivanja premijske margine sa tržišnom vrednošću

Ugovor	C (CALL 01BY JAN YY 61,00 EUR	
Obim ugovora	365 dana x 24 h x 1MW = 8.760 MWh	
Dodatni mariginski parametar	2,7	
Pozicija	50 L (dugačka) ili 50 S (kratka)	
Dnevna cena poravnanja opcije	0,802 EUR/MWh	
Dnevna cena poravnanja električne energije	53,70 EUR/MWh	
Obračun premijske margine		
Duga pozicija	Kratka pozicija	
Premijska margina = -50x8.760 MWhx0,802 EUR/MWh=- 351.276,00 EUR (dobitak)	Premijska margina = 50x8.760 MWhx0,802 EUR/MWh= 351.276,00 EUR (gubitak)	
Usklađivanje premijske margine sa dnevnom cenom poravnanja opcije		
Duga pozicija	Kratka pozicija	
	Fjučers osnovna aktiva	
Projekcija	Dnevna cena poravnanja	Projekcija
51,00 EUR/MWh	53,70 EUR/MWh	56,4 EUR/MWh
	Opcija	
Projekcija	Dnevna cena poravnanja	Projekcija
0,670 EUR/MWh	0,802 EUR/MWh	1,489 EUR/MWh
Najgori scenario: cena opcije pada sa 0,802 to 0,670 (za 0,132)	Najgori scenario: cena opcije raste sa 0,802 na 1,489 (za 0,687)	
Korekcija	Korekcija	

=-50x-0,132EUR/MWhx8.760MWh=57.816 EUR (gubitak)	= 50x0,687EUR/MWhx8.760MWh=300.906EUR (gubitak)
Ukupna margina	
Duga pozicija	Kratka pozicija
Premijska margina -351.276,00 EUR	Premijska margina 351.276,00 EUR
Korekcija 57.816,00 EUR	Korekcija 300.906,00 EUR
Marginski kredit -293.460,00 EUR	Ukupno premijska margina 652.182,00 EUR
Marginski kredit se može prebiti sa marginama iste klase	Prodavac mora da uplati iznos od 652.182,00 EUR

Izvor: Trading Power Options at European Energy Exchange (EEX), (2016), obrada autora

Imajući u vidu da je opcija izvedena na bazi fjučers ugovora, imalac opcije i fjučers ugovora zauzima dve dodeljene pozicije. Da ne bi za svaku posebnu poziciju pokrivao margine, imalac opcije i fjučersa, s obzirom na to da margina proizašla iz trgovanja opcijom i margina proizašla iz trgovanja fjučersom pripadaju istoj marginskoj klasi, može kompenzovati te margine međusobno ih sabirajući. Primer obračuna margina iste marginske klase dat je u tabeli 24. I u ovom slučaju berza EEX koristi formulu Black 76 za izračunavanje vrednosti opcije.

Tabela 24: Pregled obračunavanja margine iste marginske klase

Prva pozicija (Short Call Base Year Option)			50S CO1BY YY 61,00 € (Delta 0,2)		
Druga pozicija (Long Base Year Future)			10L F1BY YY 53.70 € / MWh		
Ugovorena količina (365 days x 24 hours x 1 MW)			8.760 MWh		
Dodatni marginski parametar			2,7 EUR/MWh		
Dnevna cena poravnanja 1 pozicije			0,802 EUR/MWh		
Dnevna cena poravnanja of 2 pozicije			53,70 EUR/MWh		
Opseg posmatranja	50S CO1BY YY 61,00 €		10L F1BY YY 53.70 € / MWh		Portfolio
	Cena u €/MWh	Iznos za zatvaranje	Promena u EUR	Dobitak / gubitak	Gubitak pri zatvaranju
56,40€/MWh	1,489	652.182	2,7	-236.520	415.662
53,70€/MWh	0,802	351.276	0	0	351.276
51,00€/MWh	0,670	293.460	-2,7	236.520	529.980

Izvor: Trading Power Options at European Energy Exchange (EEX), (2016)

Iz primera navedenog u tabeli 24 se vidi da je margina koju je potrebno obezbediti za opcije 652.182 EUR, a za fjučers ugovore 236.520, što bi značilo da je ukupna zahtevana margina 888.702,00 EUR. Međutim, kada se kredit prebacuje između margina koje pripadaju istoj marginskoj klasi, uočljivo je da je margina koja pokriva rizik povećanja cena 415.662 za ugovore koji pripadaju istoj marginskoj klasi manja od margine koja pokriva rizik sniženja cena i iznosi

529.980, što znači da je ukupna premija za ugovore koji pripadaju istoj marginskoj klasi 529.980 EUR.

4.4.4 Svop ugovori

Svop su privatni aranžmani između dva društva o zameni novčanih tokova u budućnosti prema nekoj unapred utvrđenoj formuli (Orsag, 2006, str. 16). Reč je o transakciji između dva nepovezana investitora koji su se sporazumeli da će zameniti periodične novčane tokove na osnovu određenih finansijskih cena i određenog naznačenog iznosa. Zbog njihovog bilateralnog karaktera svopovi se mogu tretirati kao portfolio forvard ugovora, odnosno kao zamena za takav portfolio (Orsag, 2006, str. 108). Za njih ne postoji razvijeno sekundarno tržište, već se njima trguje posredstvom finansijskih institucija.

Postoje dva tipa robnih svopova: fiksni / plutajući svop (novčani tokovi utvrđeni prema fiksnoj ceni roba zamenjuju se sa novčanim tokovima prema nekom indeksu fluktuirajućih cena roba) i roba za kamate (novčani tok od nekog prinosa tržišta novca, umanjen ili uvećan za određeni raspon, menja se za novčane tokove definisane ukupnim prinosom na određene robe). Najčešći svop je fiksni / plutajući svop.

Svop ugovor (poznat i kao ugovor na razliku – contract for difference) je efikasan finansijski instrument koji omogućava njegovom imaocu plaćanje fiksne cene za električnu energiju, bez obzira na promenjivu cenu električne energije na tržištu u periodu trajanja ugovora, U svop ugovoru za električnu energiju se definiše količina električne energije, trajanje ugovora, fiksna cena električne energije i plivajuća cena. Svop ugovor ne uključuje fizičku razmenu električne energije, već ugovorne strane izvršavaju svoje obaveze prenosom novca. Svopovi za električnu energiju koriste se u velikoj meri od kratkoročnog do srednjoročnog osiguranja od promene cene. Oni se mogu posmatrati kao forvard ugovori za električnu energiju, sa višestrukim datumima poravnanja i identičnom fiksnom cenom za svako poravnanje (Deng & Oren, 2006).

Najčešće korišćeni svap ugovori na tržištu električne energije su lokacijski i vremenski spot. Lokacijski svap se koristi za upravljanje baznim rizikom (bazni rizik na finansijskom tržištu se odnosi na razliku između sadašnje cene i buduće cene, dok na energetskim tržištima veći uticaj ima lokacija), kada se želi fiksirati cena na nekoj lokaciji koja je različita od mesta isporuke predviđenog fjučers ugovorom. Vremenski spot se koristi kada se želi upravljati razlikom između cena električne energije u različitim vremenskim periodima.

4.5 Preduslovi za razvoj derivatnog tržišta u Srbiji

Republika Srbija u narednom periodu mora izvršiti mnogobrojne izmene i prilagođavanja kako bi svoj finansijski sistem uskladila sa finansijskim sistemom članica Evropske unije, a sve u skladu sa obavezama preuzetim otvaranjem poglavlja 9 u pregovorima sa EU. Svakako, jedan od značajnijih segmenata na kome se mora raditi je razvoj finansijskih derivata u cilju privlačenja stranih direktnih investicija i minimiziranja rizika.

Prisustvo finansijskih derivata na finansijskom tržištu jedne zemlje jasno govori i o stepenu razvijenosti finansijskog tržišta te iste zemlje, jer se posmatra sa aspekta mogućnosti i opcija investiranja koje jedan investitor ima u zemlji, bez obzira da li se radi o domaćem ili stranom investitoru (Hanić, 2015).

Postoje određeni preduslovi i pretpostavke za razvoj derivata na domaćem tržištu (Bakić, 2020):

1. Strateški sporazumi i saradnja sa bitnim ustanovama i centrima na međunarodnom nivou, kao što je na primer udruženje ISDA;
2. Razvoj odnosa i saradnje sa udruženjima i institucijama međunarodnog karaktera (ISDA udruženje, Svetska banka);
3. Zakonski okviri za regulisanje implementacije netiranja i obezbeđenja
4. (Zakon o finansijskom obezbeđenju);
5. Zaštita kompanija na domaćem tržištu kroz smanjivanje tržišnog rizika, a na osnovu instrumenata;
6. Pretvaranje privatnih zakonskih okvira u javne između strana koje zaključuju ugovor u OTC transakcijama (ISDA&CSA (Credit Support Annex) i ISDA)

Jedan od načina za razvoj sekundarnog tržišta jeste dodatno pravno regulisanje tržišta, zaključivanje aranžmana i transakcija sa drugim državama, kao podizanje svesti investitora i javnosti o mogućnostima koje donosi upotreba derivata (Bakić, 2020).

Od izuzetnog značaja za sklapanje ISDA i CSA sporazuma je da nacionalna legislativa prepoznaje sva prava koja predviđaju ovi sporazumi, a posebno odredbe o netiranju i finansijskom obezbeđenju (kolateral). Netiranje međusobnih potraživanja iz finansijskih terminskih poslova neophodan je preduslov efikasnog poslovanja finansijskim derivatima. Osnovna svrha netiranja kao instrumenta upravljanja rizikom je smanjenje transakcionih troškova, zahteva u pogledu

kapitala i izloženosti riziku neizvršenja, posebno u slučaju kada je razlog neizvršenja insolventnost druge strane (Jovanić, 2008). Obaveza plaćanja neto iznosa koji je dobijen po osnovu izvršenog netiranja obezbeđena je ugovorom o finansijskom obezbeđenju (CSA), čiji je cilj minimiziranje rizka od finansijskog gubitka u slučaju da jedna strana ne izvrši svoju ugovornu obavezu (Rudić, 2016). U domaćem zakonodavstvu neophodno je jasnije regulisati sprovodivost netiranja, pogotovu u slučaju stečaja ugovorne strane (Zakon o stečaju prepoznaje institut netinga, međutim netiranje je ograničeno na transakcije koje su nastale 6 meseci pre podnošenja predloga za otvaranje stečaja, a ostavlja takođe i mogućnost stečajnom upravniku da odluči da li će pozvati ugovorne strane na ispunjenje ugovora, čime se praktično obesmišljava ISDA sporazum).

Iako je u Srbiji Zakonom o tržištu kapitala predviđena mogućnost trgovanja na organizovanom tržištu derivata, organizovano tržište još uvek nije uspostavljeno.

Neophodan preduslov za funkcionisanje organizovanog derivatnog tržišta jeste uspostavljanje mehanizma kliringa. Glavana uloga klirinške kuće je pružanje garancija za izvršenje transakcija na derivatnom tržištu. Zahvaljujući sistemu kliringa stvaraju se institucionalne garancije da će derivatni ugovor koji se realizuje u budućem periodu biti izvršen, te da nijedna od strana uključenih u trgovanje i pored gubitka koji beleži na derivatnom ugovoru neće odustati od njegovog izvršenja (Kovačević, et al., 2018).

Rad klirinških kuća u EU regulisan je Uredbom o infrastrukturi evropskog tržišta, poznatoj kao EMIR (European market infrastructure regulation).

Zakonom o tržištu kapitala iz 2011. godine (poslednja izmena 2020. godine) je predviđeno da poslove kliringa u Srbiji obavlja Centralni registar hartija od vrednosti. S obzirom na to da je klirinška kuća izložena riziku, u EU je zakonskom regulativom predviđeno da klirinška kuća mora biti posebno pravno lice, koje je licencirano za obavljanje kliringa i koje nije povezano sa drugim pravnim licima. Opšta načela sistema licenciranja definisana su EMIR regulativom, a svaka zemlja članica propisuje detaljne uslove. Sistem licenciranja u Srbiji nije predviđen važećim zakonskim rešenjima. Centralni registar hartija od vrednosti, kojem su povereni poslovi kliringa, shodno evropskoj regulativi, ne bi mogao biti licenciran imajući u vidu niz drugih važnih funkcija koje obavlja.

Unapređenjem zakonske regulative u oblasti kliringa i izveštavanja sa OTC tržišta omogućio bi se razvoj i berzanskog i OTC trgovanja derivatnim instrumentima (Kovačević, et al., 2018).

Usaglašavanje sistema kliringa Srbije sa regulativom EU (uvođenjem sistema licenciranja i kontrole rada klirinških kuća, kao i omogućavanje klirinškim kućama iz EU obavljanje delatnosti u Srbiji) doprinelo bi razvoju tržišta derivata, olakšalo investiranje stranih investitora na finansijskom tržištu Srbije i omogućilo harmonizaciju sa svetskim finansijskim tržištima.

Planirano usvajanje amandmana za usklađivanje zakona o tržištu kapitala sa Direktivom o tržištima finansijskih instrumenata (MiFID II) i Direktivom o konačnosti poravnanja u sistemima plaćanja i sistemima poravnanja hartija od vrednosti (SFD) odloženo je za treći kvartal 2021 (European Commission, 2020).

5. ENERGETSKA ZAJEDNICA

Energetska zajednica (Energy Community) okuplja zemlje Evropske unije i njenih suseda sa namerom da stvori integrisano panevropsko tržište. Osnovana je ugovorom o osnivanju Energetske zajednice, potpisanim u oktobru 2005. godine u Atini, a koji je stupio na snagu u julu 2006. godine. Osnovni cilj energetske zajednice je da na osnovu pravno obavezujućeg okvira proširi pravila i principe unutrašnjeg tržišta na zemlje jugoistočne Evrope, crnomorskog regiona i šire.

Stvaranje regionalnog tržišta električne energije u cilju obezbeđenja višeg nivoa sigurnosti i pouzdanosti u snabdevanju, započeto je potpisivanjem Memoranduma o razumevanju o Regionalnom tržištu električne energije u Jugoistočnoj Evropi, poznatiji kao Atinski memorandum 2002, koji je u decembru 2003. izmenjen i proširen na područje gasa i ekološka pitanja (Atinski memorandum 2003).

Sa namerom da osnuju integrisano tržište za prirodni gas i električnu energiju zemlje jugoistočne Evrope i Evropske zajednice su pravno neobavezujuće političke sporazume o stvaranju regionalnog tržišta energije jugoistočne Evrope (Atinske memorandume 2002. i 2003.) transformisale u pravno obavezujući ugovor, ugovor o Energetskoj zajednici. Ciljevi uspostavljanja integrisanog tržišta, zasnovanog na opštem interesu i solidarnosti, jesu: stvaranje stabilnog regulatornog i tržišnog okvira sposobnog da privuče investicije, uspostavljanje jedinstvenog regulatornog prostora za trgovinu električnom energijom i gasom, podsticanje visokog nivoa snabdevenosti svih građana električnom energijom i gasom, unapređenje sigurnosti snabdevanja, poboljšanje ekološke situacije, razvoj konkurencije širih razmera i iskorišćavanje ekonomije obima. Za ispunjenje ovih ciljeva bilo je potrebno uspostaviti integrisanu strukturu regulacije tržišta, podržanu od strane snažnih institucija i efikasan nadzor uz odgovarajuće učešće privatnog sektora.

Ugovorom o osnivanju Energetske zajednice je stvoren pravni i institucionalni okvir za razvoj panevropskog tržišta električne energije i gasom i stvoreni su uslovi za privlačenje investicija u energetski sektor.

Osnovni zadaci Energetske zajednice su (Energy Community, 2021a):

– uspostavljanje stabilnog regulatornog i tržišnog okvira sposobnog da privuče investicije u sektore električne energije i prirodnog gasa,

– stvaranje integrisanog energetskog tržišta koje omogućava prekograničnu trgovinu i integraciju sa EU,

– unapređenje sigurnosti snabdevanja kako bi se osiguralo stabilno i kontinuirano snabdevanje, što je od suštinskog značaja za ekonomski razvoj i socijalnu stabilnost,

– poboljšanje ekološke situacije, povećanje energetske efikasnosti i upotrebe obnovljivih izvora energije u regionu,

– razvoj konkurencije na regionalnom nivou i korišćenje prednosti ekonomije obima.

Kako bi se realizovali osnovni zadaci predviđeni Ugovorom, neophodno je da države članice Energetske zajednice usklade svoju zakonsku regulativu sa direktivama Evropske unije i formiraju institucionalni okvir, što podrazumeva formiranje regulatornih tela u svakoj državi zaduženih za implementaciju i sprovođenje usaglašene zakonske regulative.

Da bi se obezbedio regionalni razvoj, potrebno je usaglasiti i koordinirati investicione politike zemalja članica, koje bi trebalo da budu usmerene na redukovanje troškova i podizanje infrastrukture na nivo koji je uporediv sa Evropskom unijom. Ključni preduslovi za stvaranje povoljne investicione klime su reforma platne i tarifne politike i uspostavljanje kompatibilnosti nacionalnih modela tržišta sa posebnim naglaskom na položaj i reformu elektrodistributivnih kompanija (Filipović & Tanić, 2010, str. 150).

Kako je navedeno u Ugovoru o osnivanju Energetske zajednice[45], aktivnosti Energetske zajednice, koje koordinira Komisija evropske zajednice, obuhvataju:

a) implementaciju relevantnog acquis communautaire o energetici, zaštiti životne sredine, konkurenciji i obnovljivim izvorima,

b) uspostavljanje posebnog regulatornog okvira koji će omogućiti efikasno funkcionisanje tržišta električne energije i gasa, uključujući i stvaranje jedinstvenog mehanizma prekograničnog prenosa i/ili transporta električne energije i gasa i nadgledanje jednostranih mera zaštite,

c) stvaranje tržišta električne energije i gasa bez unutrašnjih granica, uključujući koordinaciju uzajamne ispomoći u slučaju ozbiljnih poremećaja u energetskim mrežama ili spoljnih poremećaja, a koje može obuhvatiti i stvaranje zajedničke spoljne trgovinske politike u energetici.

[45] Tekst ugovora o osnivanju dostupan na: http://demo.paragraf.rs/demo/combined/Old/t/t2006_07/t07_0301.htm.

Ugovorom o osnivanju Energetske zajednice se osnivaju i institucije potrebne za funkcionisanje panevropskog tržišta energije: Ministarski savet (dužan da osigura ostvarenje ciljeva utvrđenih ugovorom), Stalna grupa na visokom nivou, Regulatorni odbor Energetske zajednice, Forumi (dva foruma – za električnu energiju i za gas) i Sekretarijat Energetske zajednice.

Potpisivanjem ugovora o Energetskoj zajednici stvoren je pravni okvir za integrisano tržište energije, kojim je unutrašnje tržište EU prošireno na Zapadni Balkan, čime je dat podsticaj otvaranju nacionalnih tržišta, poboljšanju investicione klime i unapređenju regulatorne kontrole u energetskom sektoru. Kratkoročni rezultati bi trebalo da budu nove investicije ne samo u energetsku infrastrukturu, već i u prateće industrije (rudarstvo, elektromašinska industrija i dr.) Dugoročno, stabilizacija sektora energetike će, kroz doprinos privrednom rastu zemalja JIE, značajno pomoći makroekonomskom oporavku regiona (Maksimović, 2006).

5.1 Regionalno (WB6) tržište električne energije

Inicijativa za Zapadni Balkan 6 (Initiative West Balkan 6 – WB6) pokrenuta je u okviru Berlinskog procesa sa namerom da podrži šest ugovornih strana Energetske zajednice u jugoistočnoj Evropi: Albaniju, Bosnu i Hercegovinu, Kosovo*[46], Severnu Makedoniju, Crnu Goru i Srbiju u jačanju regionalne saradnje i uspostavljanja regionalnog tržišta električne energije.

Berlinski proces iniciran je od strane nemačke vlade 2014. godine sa namerom da izrazi podršku zemljama zapadnog Balkana u evropskim integracijama. Na Samitu u Berlinu 2014. kreiran je četvorogodišnji reformski okvir, koji je imao za cilj da podrži Zapadni Balkan u ispunjavanju uslova za pristupanje EU. Kako bi sprovele dogovoreni reformski okvir, zemlje su se odlučile sastajati svake godine u istom formatu, što je rezultiralo samitom u Beču 2015, samitom u Parizu 2016, samitom u Trstu 2017. i samitom u Londonu 2018. godine. Samit o Zapadnom Balkanu u Poznanju 2019. godine naglašava volju za nastavkom Berlinskog procesa.

Poseban fokus stavljen je na (Energy Community, 2021b):

– regionalnu saradnju i rešavanje bilateralnih sporova,
– vladavinu zakona i dobro upravljanje,
– ekonomski prosperitet i povezanost,

[46] Ovaj naziv je bez prejudiciranja statusa i u skladu je sa Rezolucijom Saveta bezbednosti Ujedinjenih nacija 1244 i mišljenjem Međunarodnog suda pravde o deklaraciji o nezavisnosti Kosova.

– tržišne integracije – olakšavanje trgovine, inicijative za mobilnost i zajednički rast,
– migracije i borbu protiv terorizma i radikalizacije,
– omladinu, obrazovanje, nauku i istraživanje.

Na samitu u Beču 2015. godine ugovorne strane WB6 potvrdile su svoju posvećenost uspostavljanju regionalnog tržišta električne energije i saglasile se da primene takozvane „energetske meke mere“ kojima se podstiče razvoj regionalnog tržišta električne energije, odnosno mere koje bi trebalo da uklone postojeće zakonodavne i regulatorne barijere i poboljšaju institucionalne strukture neophodne za funkcionisanje ovog tržišta u skladu sa Ugovorom o Energetskoj zajednici i relevantnim pravnim tekovinama EU. Bečki samit zadužio je Sekretarijat Energetske zajednice da vodi razvoj regionalnog energetskog tržišta i olakša sprovođenje takozvanih „mekih mera“.

Pariski samit 2016. doneo je obavezu za užom saradnjom na regionalnom nivou i integracijom regionalnog tržišta u panevropsko, koja je u aprilu 2016. godine dobila svoj operativni okvir u vidu Memoranduma o razumevanju (Memorandum of Understending – MoU). Zainteresovane strane iz država EU, a koje su susedne države WB6, prepoznale su važnost inicijative za povezivanje tržišta i pridružile se inicijativi potpisivanjem Memoranduma o razumevanju. Zemlje WB6 obavezale su se za primenu tzv. mekih mera na nacionalnom i regionalnom nivou. Regionalne mere usmerene su na: uspostavljanje i integraciju dnevnih (spot) tržišta električne energije (tzv. market coupling), uspostavljanje regionalnog balansnog tržišta i maksimiziranju koristi od postojeće Kancelarije za koordinisane aukcije jugoistočne Evrope, za raspodelu prenosnih kapaciteta. Nacionalne mere su usmerene na uklanjanje nacionalnih prepreka za razvoj regionalnog tržišta električne energije. Proces je dodatno ojačan u junu 2016. zaključivanjem Ugovora o grantu „TA za povezivanje na Zapadnom Balkanu – Komponenta 2: Regionalno energetsko tržište“ između Evropske komisije i Sekretarijata Energetske zajednice. Dvogodišnji ugovor o bespovratnoj pomoći za tehničku pomoć za povezivanje na Zapadnom Balkanu, realizovan je na osnovu radnog programa CONNECTA (Technical Assistance to Connectivity in Western Balkans), koji je identifikovao projektne aktivnosti potrebne za podršku preduzetim regionalnim i nacionalnim merama sa ciljem uspostavljanja i rada regionalnog tržišta električne energije.

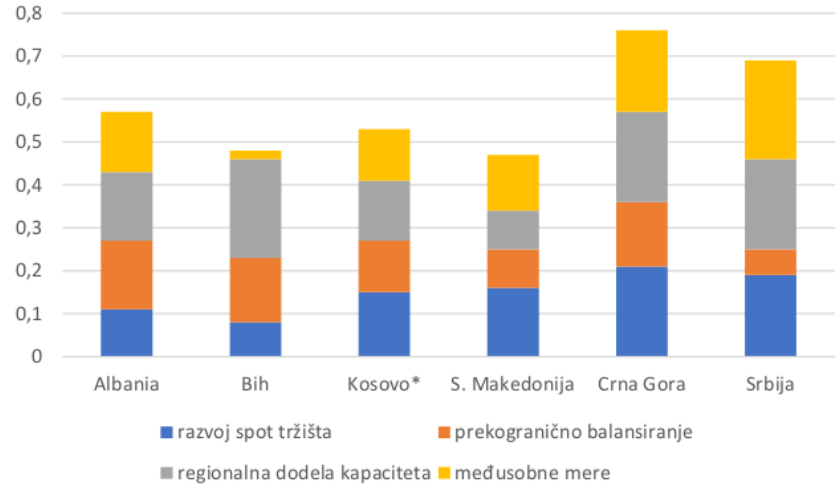
Sekretarijat je počeo sa objavljivanjem redovnih izveštaja o nadzoru u novembru 2015. godine, sa namerom da dokumentuje napredak šest zemalja Zapadnog Balkana. Praćenje primene mekih

mera i izveštavanje o postignutom napretku (merenjem i upoređivanjem performansi u odnosu na prethodni izveštajni period za svaku zemlju članicu ponaosob), rezultiralo je jasnim, lako vremenski uporedivim serijama procena ostvarenog napretka kako na nacionalnom tako i na regionalnom nivou, kao i identifikovanja tačaka gde su najviše potrebni kontinuirani napori na sprovođenju mera. U decembru 2019. Sekretarijat je održao završni događaj WB6, čime je označen kraj njegovog projekta.

Međutim, Sekretarijat je nastavio da nadzire razvoj regionalnog energetskog tržišta. Sa projektom praćenja energetske tranzicije pokrenutim u julu 2020. godine, Sekretarijat je počeo da nadgleda energetsku tranziciju na zapadnom Balkanu, nadgledajući napore svih relevantnih strana, uključujući vlade, investitore, tržišne igrače i građane u energetskoj tranziciji, na putu ka dekarbonizaciji. Izveštaj donosi informacije o napretku država u pogledu emisija, učešća obnovljivih izvora energije, mera energetske efikasnosti i napretka u razvoju integrisanih nacionalnih energetskih i klimatskih planova. Sekretarijat izveštaje o praćenju energetske tranzicije objavljuje na svake dve godine.

U poslednjem izveštaju o monitoringu Sekretarijata Energetske zajednice, objavljenom u maju 2019. godine (WB6, 2019), dat je pregled stanja primene mekih mera (razvoj tržišta električne energije u smislu raspodele kapaciteta, razvoja spot i balansnog tržišta, primene regionalnih i nacionalnih mera usmerenih na jačanje regionalnih institucija i saradnje, kao i uklanjanje nacionalnih prepreka za razvoj regionalnog tržišta električne energije). U izveštaju je prikazan postignuti napredak i istaknuta su mesta gde su najviše potrebni kontinuirani napori za implementaciju (slika 2).

Slika 2: Pregled primene mekih mera u regionu



Izvor: WB6 Electricity Monitoring Report 05/2019

Opšti zaključak je da postoji napredak u sprovođenju mera, ali da on još uvek nije dovoljan za uspostavljanje efikasnog regionalnog tržišta. Što se tiče razvoja spot tržišta u WB6 regionu SEEPEX je jedino operativno dan unapred tržište. U ostalim državama pokrenute su inicijative za pokretanje dan unapred tržišta, sa različitim rezultatima (najveći napredak postigla je Crna Gora, koja bi u saradnji sa Nord Poolom trebalo da lansira crnogorsku berzu električne energije MEPX (Montenegrin Power Exchange) dok je u Severnoj Makedoniji licenciran operator tržišta MEMO[47]). Nabavka balansnih kapaciteta u okviru WB6 se reguliše na godišnjoj osnovi; jedini izuzetak je Bosna i Hercegovina, koja je uvela konkurenciju među pružaocima usluga. Implementacija regionalno koordiniranog obračuna kapaciteta uslovljena je usvajanjem regionalne metodologije razvijene u okviru programa povezivanja regionalnog tržišta energije WB6. Operatori prenosnog sistema su razdvojeni i sertifikovani, osim u Bosni i Hercegovini, koja jedina nije pokrenula postupak sertifikacije usled nedostatka zakonodavstva usklađenog sa zahtevima Trećeg energetskog paketa. Srbija bi trebalo da preispita odluku o sertifikaciji i da je uskladi sa Mišljenjem Sekretarijata. Osim Severne Makedonije, gde je funkcionalno razdvojen operator distributivnog sistema, u drugim državama regiona nije postignut napredak u pravcu fokalizacije

[47] MEMO je u septembru 2020. godine imenovan za nacionalnog operatora za tržište električne energije NEMO (Nominated Electricity Maket Operator). MEMO je prvi operator u WB6 regionu koji je imenovan u skladu sa Uredbom o raspodeli kapaciteta i upravljanju zagušenjima (CACM).

pravnog i funkcionalnog razdvajanja. Cene su ostale regulisane u Albaniji, Bosni i Hercegovini i na Kosovu.

U poslednjem izveštaju Sekretarijata za 2020 godinu (Energy Community, 2020) prikazan je status implementacije mekih mera u okviru WB6 regiona (tabela 25).

Tabela 25: Sveukupna primena mekih mera

status implementacije	Albanija	Bosna i Hercegovina	Kosovo*	Makedonija	Srbija	Crna Gora
Razdvajanje	78%	3%	100%	100%	49%	100%
Pristup mreži	75%	90%	69%	90%	87%	85%
Maloprodajno tržište	43%	65%	60%	63%	73%	60%
Veleprodajno tržište	58%	75%	58%	95%	78%	98%
Regionalne integracije	36%	42%	24%	64%	42%	43%
Ukupno EES	58%	55%	62%	82%	65%	77%

Izvor: Annual Implementation Report, Energy Community Secretariat, 2020

Proces razdvajanja operatora prenosnog i distributivnog sistema je na različitim nivoima u okviru WB6, od potpunog razdvajanja u Crnoj Gori, Kosovu* i Makedoniji, do nepostojanja zakonskog osnova za razdvajanje u Bosni i Hercegovini. Odluka AERS-a o sertifikovanju operatora prenosnog sistema, nije u skladu sa Mišljenjem Sekretarijata i potrebno ju je preispitati. Pravno razdvajanje operatora distributivnog sistema EPS Distribucija od snabdevanja je okončano, međutim, funkcionalno razdvajanje još uvek nije završeno (još uvek ne postoji nezavisnost od EPS-a u smislu organizacije i donošenja odluka).

Pristup mreži je u zemljama WB6 regiona regulisan u skladu sa pravnom tekovinom EU i podložan objavljenim mrežnim tarifama, jedino Kosovo* i Crna Gora primenjuju tarife koje prelaze maksimalne vrednosti odobrene Uredbom EU 838/2010, dok u Srbiji postoji neusaglašenost u vezi sa upotrebom prihoda od zagušenja na interkonektorima. Pristup interkonektorima se izvodi preko Kancelarije za koordinisane aukcije u jugoistočnoj Evropi (SEE CAO – Coordinated Auction Office in South East Europe) ili putem zajedničke aukcije.

U razvoju veleprodajnog tržišta najveći napredak je postigla Srbija. Funkcionalno organizovano tržište, kojim upravlja SEEPEX, doprinelo je razvoju konkurencije i povećanju prometovane količine. EEX je 2019. godine uveo fjučerse za srpsko tržište. Napredak se uočava i u Crnoj Gori, gde su deregulisane veleprodajne cene, uspostavljeno funkcionalno tržište balansne energije i privedeno kraju uspostavljanje tržišta dana unapred. Ostale zemlje u regionu značajno zaostaju u otvaranju veleprodajnog tržišta, a Albanija i Bosna i Hercegovina nisu čak izvršile ni liberalizaciju veleprodajnih cena.

Maloprodajna tržišta su u svim zemljama regiona liberalizovana do određenog naponskog nivoa, izuzev u Crnoj Gori i Srbiji, gde je liberalizacija izvršena za sve naponske nivoe; međutim, mali kupci i domaćinstva u Srbiji imaju pravo na regulisane cene.

Inicijative za regionalnu integraciju čiji je cilj koordinirana raspodela kapaciteta, koordinirani obračun kapaciteta, regionalno balansiranje tržišta i spajanje tržišta, nisu još uvek dale konkretne rezultate. Spajanje tržišta je uslovljeno uspostavljanjem berzi električne energije.

5.2 Osnovne karakteristike tržišta električne energije u WB6 regionu

Proizvodni kapaciteti u regionu se u najvećoj meri oslanjaju na termoelektrane i hidroelektrane (tabela 26) koje čine 91% ukupno instalisanih kapaciteta. Energetski sektor je podinvestiran, proizvodni kapaciteti su uglavnom stari i blizu isteka eksploatacionog veka. Za razvoj elektroenergetskog sektora u regionu neophodne su investicije u nove kapacitete uz, ukoliko je to moguće, modernizaciju postojećih. Stoga je neizmerno važno kreirati povoljan ambijent za privlačenje direktnih investicija u sektor, kako stranih tako i domaćih.

Tabela 26: Proizvodni kapaciteti u regionu

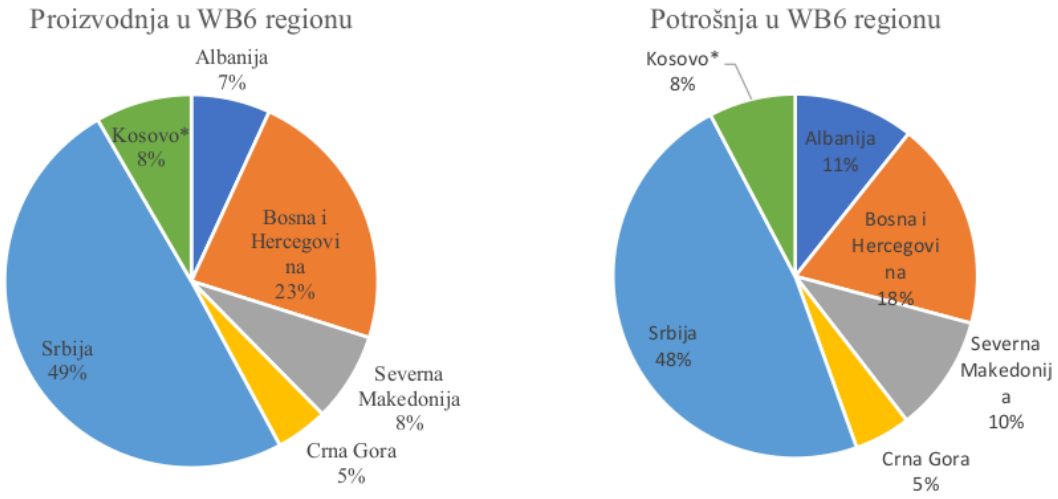
Maksimalni kapacitet elektrana (MW)	Srbija	Albanija	Bosna i Hercegovina	Kosovo*	Severna Makedonija	Crna Gora	Ukupno instalisani kapaciteti
termoelektrane na ugalj	4.079		2.156	960	824	225	8.244
termoelektrane na gas	329				287		616
termoelektrane na naftu		98			210		308
hidroelektrane	3.060	2.162	2.239	95	698	684	8.938
vetroelektrane	398		87	34	37	118	674
solarne elektrane	11	15	22	10	24	2	84
elektrane na biogas	22		2		7		31
elektrane na biomasu			1		1		2
ukupno	**7.899**	**2.275**	**4.507**	**1.099**	**2.088**	**1.029**	**18.897**

Izvor: Energy Community, obrada autora

Srbija raspolaže sa najviše kapaciteta (7.899 MW), što predstavlja skoro 42% ukupno instalisanih kapaciteta u regionu.

Ako se posmatra uporedo udeo svake zemlje u ukupnoj potrošnji odnosno proizvodnji električne energije u regionu (slika 3), uočava se da je skoro polovina ukupne proizvodnje i potrošnje ostvarena u Srbiji. Takođe se može primetiti da Bosna i Hercegovina ima značajnije učešće u proizvodnji (sa 23% učestvuje u ukupnoj proizvodnji u regionu, dok sa 18% u ukupnoj potrošnji), dok Albanija i Severna Makedonija imaju veći udeo u potrošnji, a udeo Kosova* i Crne Gore je jednak i u potrošnji i u proizvodnji.

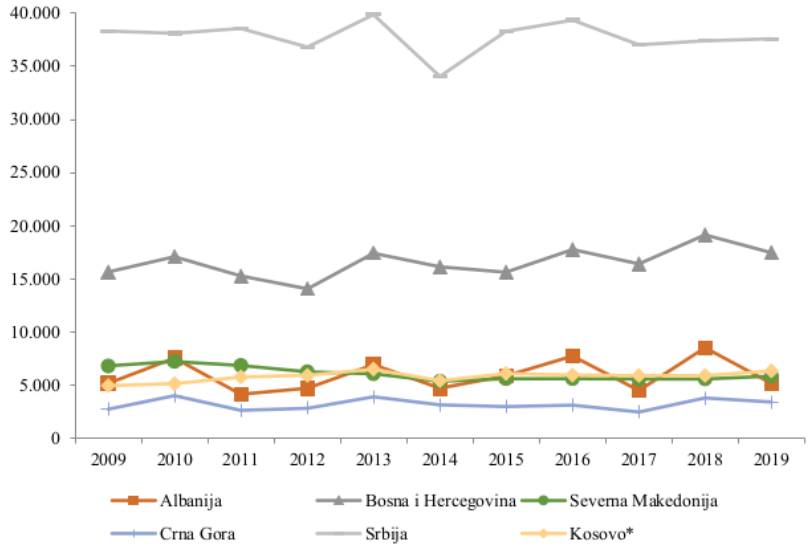
Slika 3: Proizvodnja i potrošnja električne energije u WB6 regionu



Izvor: Eurostat, obrada autora

Ukupna proizvodnja električne energije u regionu je 2019. godine iznosila 75.951 GWh, što je u nivou ranijih godina. Prosečna godišnja proizvodnja u regionu u periodu 2010–2019. godina iznosi 75.573 GWh sa maksimalnim odstupanjima +/- 10%, što jasno govori da nema značajnijih povećanja proizvodnih kapaciteta u regionu. Oscilacije koje se dešavaju u proizvodnji električne energije u regionu (slika 4) nastaju kao posledica smanjenog ili povećanog rada hidroelektrana (uglavnom izazvanog klimatskim uslovima) i delimično novim instalisanim kapacitetima na obnovljive izvore energije. Prosečna godišnja stopa rasta proizvodnje u posmatranom periodu iznosila je 0,7%.

Slika 4: Trend proizvodnje električne energije u regionu, GWh



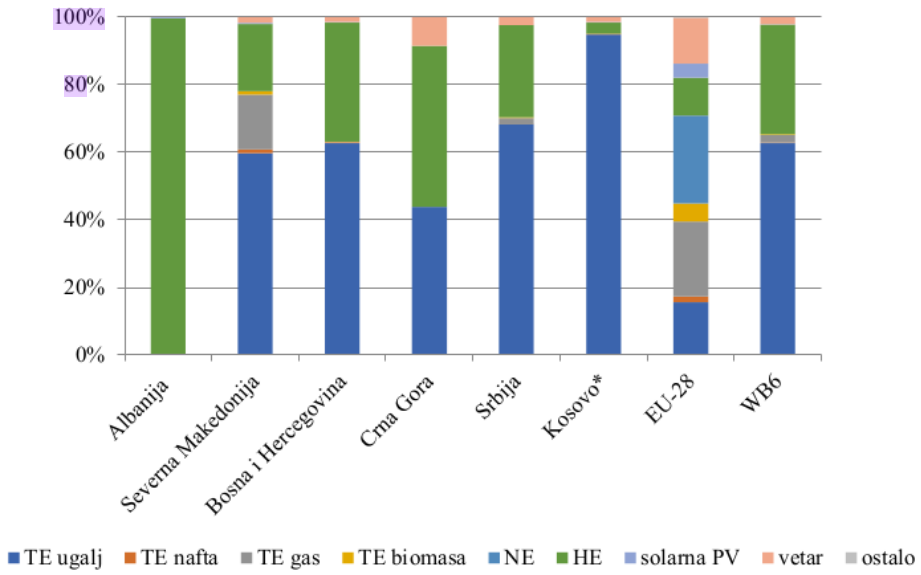
Izvor: Eurostat, obrada autora

Na grafikonu se može uočiti značajan pad proizvodnje u Srbiji 2014. godine, izazvan velikim poplavama, koje su direktno ugrozile TE Obrenovac i rudarski basen Kolubara, odakle se termoelektrane snabdevaju lignitom. Istovremeno, HE Đerdap je značajno smanjila proizvodnju (smanjivala je akumulacije kako bi donekle smanjila nivo reka u zemlji). Sve to je doprinelo značajnom padu ukupno proizvedene električne energije i rastu uvoza u 2014. godini.

Ukupni proizvodni kapaciteti u regionu su uglavnom stari i tehnološki zastareli i kao takvi javljaju se kao glavni emiteri štetnih gasova. Pretežno je zastupljena proizvodnja iz termoelektrana (65%), koje kao gorivo koriste u najvećem delu ugalj i značajno manje naftu ili

gas. Oko 32% ukupno proizvedene električne energije proizvedeno je u hidroelektranama, dok se upotreba obnovljivih izvora energije (energije sunca, vetra, otpada i biomase) se povećava, ali je još uvek na izuzetno niskom nivou tek 2,5%, za razliku od Evropske unije, gde se 23% ukupne električne energije dobija iz obnovljivih izvora (slika 5).

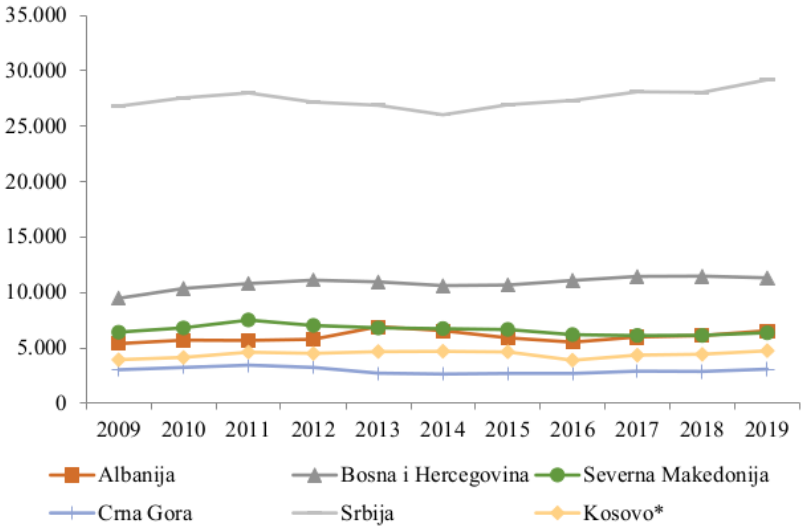
Slika 5: Struktura proizvodnje u regionu i EU



Izvor: Eurostat, obrada autora

Prosečna godišnja stopa rasta potrošnje električne energije u periodu 2009–2019. godine je bila nešto veća od stope rasta proizvodnje i iznosila je 1,1%. Potrošnja električne energije je u proseku u posmatranom periodu bila na nivou 58.539 sa odstupanjima +/- 4%. Potrošnja električne energije u 2019. godini iznosila je 61.160 GWh, što je za 3,8% više u odnosu na prethodnu godinu.

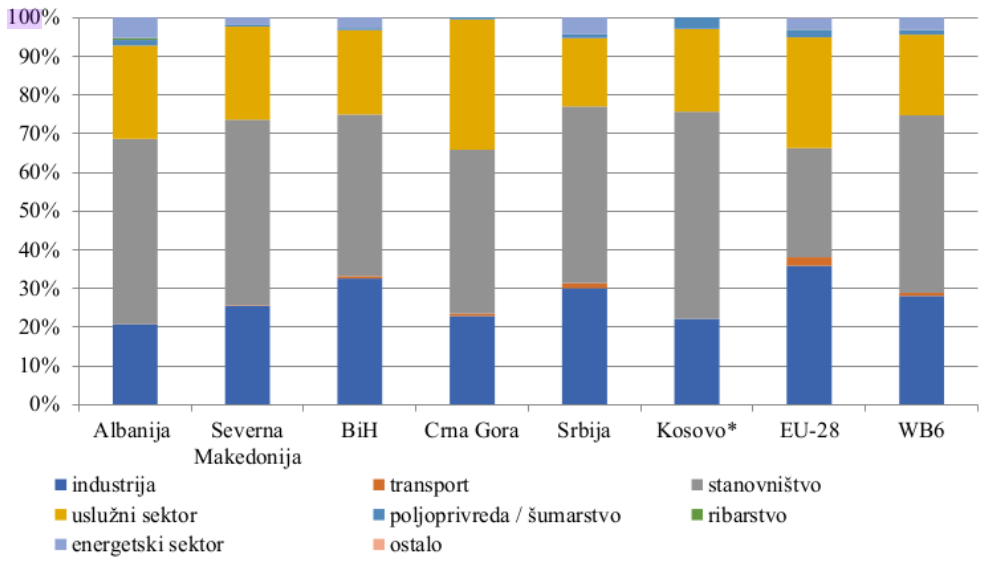
Slika 6: Trend potrošnje električne energije u regionu, GWh



Izvor: Eurostat, obrada autora

U WB6 regionu potrošnja električne energije je raspoređena sa po 46% na stanovništvo, 28% industriju i 21% na uslužnu delatnost. Na Kosovu* udeo stanovništva u ukupnoj potrošnji električne energije prelazi 50%, Albanija i Makedonija su na 48% učešća, dok je Srbija na nivou proseka regiona. Bosna i Hercegovina i Crna Gora su na nešto nižem nivou 42%, ali još uvek daleko iznad proseka Evropske unije. U Evropskoj uniji je udeo stanovništva u ukupnoj potrošnji znatno manji (28%), a dominantni potrošači su industrija sa 36% i uslužni sektor sa 29% (slika 7).

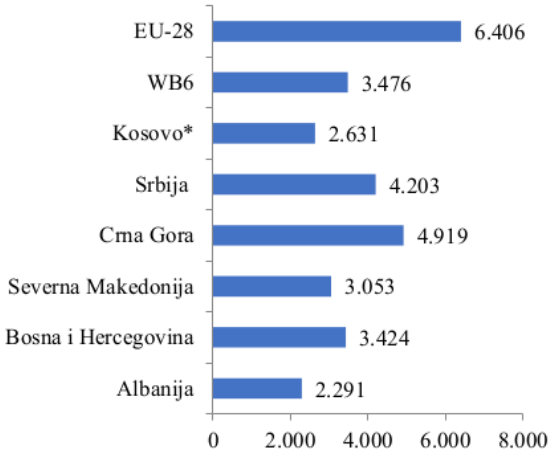
Slika 7: Potrošnja električne energije po sektorima u regionu i EU



Izvor: Eurostat, obrada autora

Prema poslednjim raspoloživim podacima Eurostata o ukupnoj potrošnji električne energije u regionu (slika 8), proizilazi da prosečna potrošnja električne energije po stanovniku na nivou celog regiona iznosi 3.476 kWh, što je za 46% manje od proseka Evropske unije (6.406 kWh).

Slika 8: Potrošnja električne energije po stanovniku, kWh

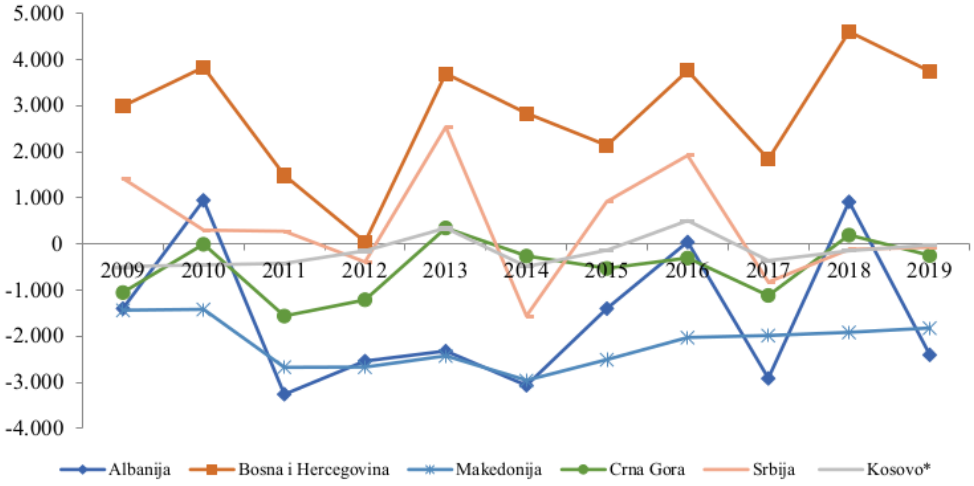


Izvor: Eurostat, kalkulacija autora

Razlike u potrošnji po stanovniku između zemalja regiona su velike. Najmanju potrošnju po glavi stanovnika ima Kosovo* 2.631 kWh, a najveću Crna Gora 4.919 kWh. Potrošnja je u Srbiji je 4.203 kWh što je oko 34% ispod proseka Evropske unije.

U periodu od 2010–2019. godine kretanje neto uvoza električne energije u WB6 regionu (slika 9) se značajno razlikuje po zemljama i pojedinačnim godinama. Jedino Bosna i Hercegovina kontinuirano izvozi električnu energiju i ona je ujedno i najveći izvoznik u regionu. Pored nje kao izvoznik električne energije u većini posmatranih godina pojavljuje se i Srbija. Ostale zemlje su uglavnom uvozno zavisne. Najveći uvoznik električne energije u regionu je Severna Makedonija.

Slika 9: Neto uvoz električne energije u periodu 2009–2019. godine, GWh



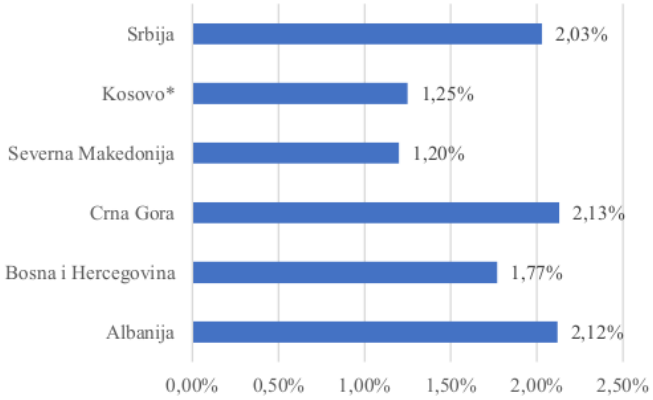
Izvor: International Energy Agency, obrada autora

U odnosu na prethodnu godinu region je od neto izvoznika postao neto uvoznik električne energije. Najznačajniju ulogu u regionu ima neto izvoz Bosne i Hercegovine i od njegove promene u velikoj meri zavisi ukupno stanje u regionu.

Gubici električne energije nastaju kao posledica prenosa i distribucije električne energije. Najčešće se definišu kao razlika između električne energije predate u mrežu i električne energije preuzete iz mreže. Gubici mogu biti tehničke i netehničke prirode. Tehnički gubici su posledica zakona fizike, dok komercijalni (netehnički) gubici nastaju kao posledica isporučene ali nemerene i neobračunate električne energije. Gubici u prenosnoj mreži u WB6 regionu (slika

10) su u nivou gubitaka u Evropi, koji prema istraživanju CEER[48], 2020, sprovedenom u 35 evropskih zemalja iznose od 0,5% do 3%.

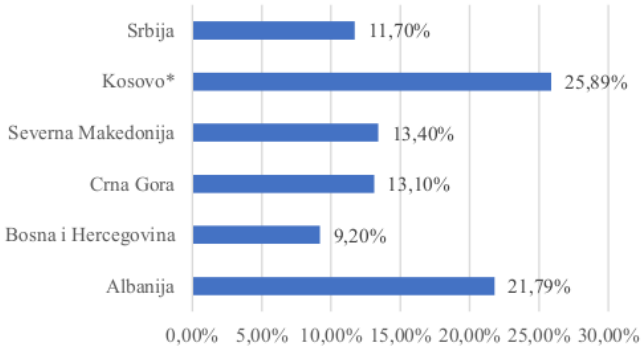
Slika 10: Gubici u prenosnom sistemu u WB6 regionu



Izvor: Godišnji izveštaji regulatornih agencija

Gubici u prenosnoj mreži su manji od gubitaka u distributivnoj mreži zbog većeg naponskog nivoa u prenosnoj mreži i nepostojanja komercijalnih gubitaka. Distributivni gubici prema istraživanju CEER-a u Evropi se kreću od 2,5% do 11%. Distributivni gubici u WB6 regionu su uglavnom iznad evropskog proseka (slika 11), izuzev Bosne i Hercegovine.

Slika 11: Gubici u distributivnom sistemu u WB6 regionu



Izvor: Godišnji izveštaji regulatornih agencija

[48] Council of Energy Power Regulators

Kosovo* (25,89%) i Albanija (21,79%) iskazuju značajno veće gubitke od prosečnih u Evropi. Na izuzetno visok nivo tehničkih gubitaka veliki uticaj ima starost mreža, kao i dužina vodova, kvalitet i vrsta provodnika i transformatora, opterećenje i održavanje opreme. Bosna i Hercegovina je u 2019. godini iskazala najniže gubitke u istoriji njenog elektroenergetskog sektora.

5.3 Karakteristike nacionalnih tržišta električne energije

5.3.1 Albanija

Regulatorni okvir je zasnovan na Zakonu o energetskom sektoru iz 2015. godine i pratećoj sekundarnoj legislativi. Odgovorni organi za sektor energetike su Vlada odgovorna za energetsku politiku, Ministarstvo infrastrukture i energije i ERE – nezavisni regulator sektora odgovoran za izdavanje licenci, tarifnu metodologiju, regulisane tarife i integraciju albanskog tržišta u regionalno i evropsko tržište.

Albanija je usvojila okvirno zakonodavstvo za električnu energiju u skladu sa Trećim energetskim paketom, ali kako je navedeno u poslednjem izveštaju Komisije energetske zajednice za 2020. godinu primena zaostaje u nekim ključnim aspektima (tabela 27).

Tabela 27: Primena mekih mera u Albaniji

Razdvajanje	status implementacije	78%
	Komentar	Operator prenosnog sistema je razdvojen i sertifikovan. Funkcionalno razdvajanje operatora distributivnog sistema je u toku.
Pristup mreži	status implementacije	75%
	Komentar	Tarife za pristup mreži su odobrene i objavljene. Pristup treće strane novom interkonektivnom vodu sa Kosovom* još uvek nije osiguran. Uredba o transparentnosti i mrežni kodovi su transponovani, implementacija tek treba da se završi.
Veleprodajno tržište	status implementacije	43%
	Komentar	Prekomerno učešće javne službe na veleprodajnom tržištu ometa razvoj konkurencije. Berza električne energije je osnovana od strane Operatora prenosne mreže Albanije i Kosova* kao deoničara. Postupak za imenovanje operatora za spajanje tržišta je u toku. REMIT nije transponovan
	status implementacije	58%

Maloprodajno tržište	Komentar	Maloprodajno tržište ostaje regulisano za sve potrošače ispod 35kV. Kvalifikovanost je neprimereno uslovljena tehničkim zahtevima
Regionalne integracije	status implementacije	36%
	Komentar	Projekat povezivanja tržišta sa Kosovom* zavisi od realizacije ALPEX-a. Projekat povezivanja tržišta sa Italijom i Crnom Gorom i Srbijom je u ranoj fazi. Operator prenosnog sistema potpisao je Ugovor o kontroli frekvencije (Load Frequnecy Control – LFC) sa operatorom prenosnog sistema Kosova*. Prekogranični kapaciteti se dodeljuju preko SEE CAO, osim podeljenih aukcija sa EMS Srbija.

Izvor: Albania Annual Implementation Report, 2020, Energy Community Secretariat

Operator prenosnog sistema OST je sertifikovan od strane albanskog regulatornog tela ERE i Sekretarijata Energetske zajednice. OST je punopravni član ENTSO-E od 2017. godine. Operator distributivnog sistema OSHEE je pravno razdvojen, dok je funkcionalno razdvajanje još uvek u toku. Operatori prenosnog i distributivnog sistema su 100% u vlasništvu države i imaju vlasništvo nad mrežnom infrastrukturom. Tržište na veliko električne energije i dalje se odvija putem bilateralnih transakcija. Operatori prenosnog sistema Albanije i Kosova*, kao akcionari osnivači, osnovali su kompaniju ALPEX. Tržište na malo se otvara sporim tempom.

Osnovna karakteristika elektroprivrednog sektora Albanije jeste veoma intenzivno korišćenje hidroenergije (tabela 28).

Tabela 28: Proizvodni i prenosni kapaciteti u Albaniji

Deskriptivni podaci [jedinica]	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
Maksimalni kapacitet elektrana [MW]	1.895	1.936	2.145	2.204	2.275
Maksimalni kapacitet elektrana [MW] / termoelektrane na naftu	98	98	98	98	98
Maksimalni kapacitet elektrana [MW] / hidroelektrane	1.797	1838	2047	2096	2.162
Horizontalna prenosna mreža [km] / instalisana snaga trafostanica [MVA]	4.026	4.026	4.096	4.501	4.501
Horizontalna prenosna mreža [km] / broj interkonektivnih vodova	5	6	6	6	6

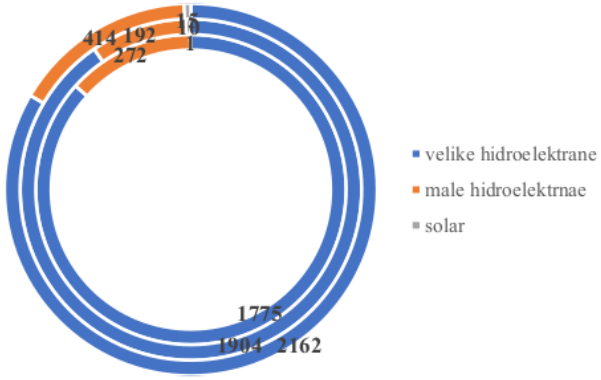
Izvor: Energy Community

Ukupni proizvodni kapaciteti u Albaniji iznose 2.275 MW, od čega oko 96% čine hidroelektrane (velike i male), dok su ostali kapaciteti značajno manje zastupljeni i to

termoelektrane sa svega 3,5% i solarne elektrane sa 0,5% ukupno instalisanih kapaciteta. Ukupno instalisani kapacitet je povećan u odnosu na 2018. godinu za 71 MW. KESH je najveća proizvodna kompanija u Albaniji, u svom vlasništvu ima 1.448 MW instalisanih kapaciteta, odnosno 63,47% ukupno instalisanih kapaciteta (ERE, 2020). Ostala preduzeća za proizvodnju električne energije su privatni subjekti, poput prioritetnih i nezavisnih proizvođača i raspolažu sa 827 MW instalisanog kapaciteta. Ukupno je licencirano 12 proizvođača električne energije. Prenosni sistem je povezan sa po 2 interkonektivna voda sa Grčkom, Kosovom* i Crnom Gorom.

Praktično sva proizvodnja u Albaniji je iz obnovljivih izvora, zbog zasnovanosti elektroenergetskog sektora na hidroelektranama. Neznatno je učešće solarnih elektrana, dok su male hidroelektrane nešto prisutnije. Vetroelektrane nisu zastupljene u albanskom elektroenergetskom miksu (slika 12).

Slika 12: Struktura kapaciteta iz obnovljivih izvora u Albaniji 2017–2019.

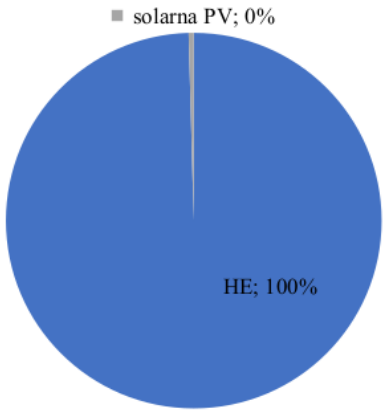


Izvor: Energy Community, obrada autora

U skladu sa amandmanima na Nacionalni akcioni plan za obnovljive izvore energije, predviđeni su dodatni napori za diverzifikaciju elektroenergetskog sektora dodavanjem 490 MW solarnih PV i 150 MW kapaciteta na energiju vetra.

Prema podacima Eurostata iz 2019. godine (slika 13), ukupno je proizvedeno 5.206 GWh, od čega 5.184 GWh u hidroelektranama, a 22 GWh u solarnim PV elektranama, dok je neto uvoz iznosio 2.407 GWh. Proizvodnja u 2019. godini je bila ispod desetogodišnjeg proseka koji iznosi 6.011 GWh, kao posledica loše hidrološke situacije.

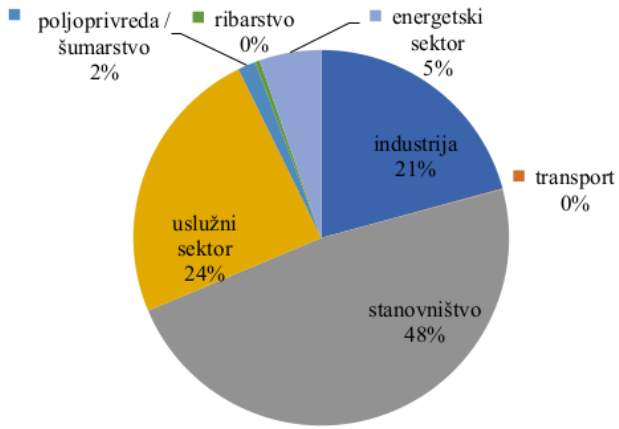
Slika 13: Struktura proizvodnje u Albaniji u 2019. godini



Izvor: Eurostat, obrada autora

U strukturi finalne potrošnje električne energije, koja je 2019. godine iznosila 6.530 GWh, najveće učešće imaju domaćinstva 48%, dok sektor industrije ima učešće od 21% (slika 14). Potrošnja električne energije po glavi stanovnika iznosi 2.291 kWh.

Slika 14: Struktura potrošnje u Albaniji



Izvor: Eurostat, obrada autora

Albanija još uvek nije u potpunosti liberalizovala tržište električne energije (tabela 29). Suštinski, pravo da se snabdevaju na otvorenom tržištu imaju samo kupci preko 35kV jer je Zakonom o elektroenergetskom sektoru uslovljena podobnost kupaca ispod 35kV da odaberu

dobavljača prema tehničkim zahtevima. Na otvorenom tržištu u 2019. godini bilo je aktivno 133 ovlašćena kupca. Udeo unutrašnjeg tržišta u ukupnoj potrošnji iznosi tek 18%.

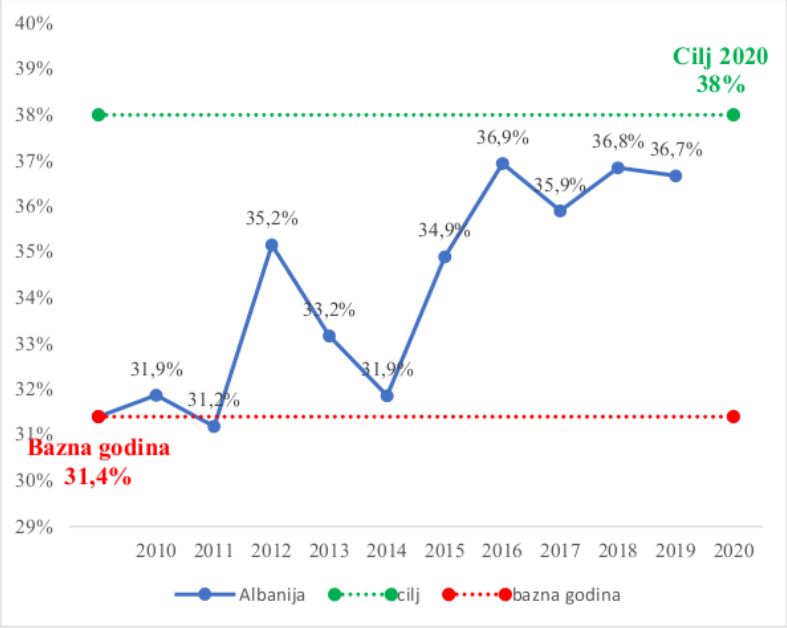
Tabela 29: Unutrašnje tržište u Albaniji

Deskriptivni podaci [jedinica]	2015	2016	2017	2018	2019
Potrošači / ukupno	1.244.716	1.189.478	1.209.958	1.228.016	1.249.882
Potrošači / nerezidencijalni	164.653	160.484	164.433	170.248	175.212
Potrošači / aktivni ovlašćeni kupci	7	10	16	39	133
Unutrašnje tržište / električna energija isporučena aktivnim ovlašćenim kupcima [MWh]	610.207	502.895	781.472	971.947	949.447
Unutrašnje tržište / udeo u ukupnoj potrošnji [%]	12,04%	9,8%	16,30%	19,90%	18,00%

Izvor: Energy Community

Albanija sa energetskim sektorom koji se potpuno zasniva na hidroenergiji bez ugljen-dioksida je u odličnoj poziciji za Zeleni dogovor, (slika 15).

Slika 15: Udeo obnovljivih izvora energije u Albaniji u bruto finalnoj potrošnji



Izvor: Energy Community

Velika zavisnost Albanije od hidroenergije znači da hidrologija značajno utiče na postizanje cilja do 2020. godine.

5.3.2 Severna Makedonija

Regulatorni okvir u Severnoj Makedoniji sastoji se od Zakona o energetici iz 2018. godine i seta pratećih podzakonskih akata. Pored zakona, usvojene su i Strategija razvoja energetike do 2030. godine i Strategija za unapređenje energetske efikasnosti.

Nadležne institucije u energetskom sektoru su: Vlada, koja je odgovorna za energetsku politiku i usvajanje sekundarnog zakonodavstva; Ministarstvo ekonomije, odgovorno za sprovođenje i nadzor energetskih zakona i politike, i podnošenje amandmana i novih zakona Skupštini; Regulatorna komisija za energetiku i vodne usluge RKE, nezavisan regulatorni organ koji izdaje licence i reguliše cene i sistemske tarife; i Agencija za energetiku, koja podržava implementaciju energetske politike zemlje.

Prema izveštaju Sekretarijata Energetske zajednice, Severna Makedonija je impresivno napredovala u primeni trećeg energetskog paketa počev od usvajanja Zakona o energetici 2018. godine (tabela 30). Reforme su potpomognute ambicioznom Strategijom razvoja energetike.

Tabela 30: Primena mekih mera u Severnoj Makedoniji

Razdvajanje	status implementacije	100%
	Komentar	Operatori prenosne i distributivne mreže su razdvojeni u skladu sa pravnom tekovinom EU.
Pristup mreži	status implementacije	90%
	Komentar	Pristup sistemu je omogućen putem transparentnih i nediskriminatornih pravila i tarifa. Mrežni kodovi za povezivanje su direktno primenljivi, ali tek treba da se primene. Propis o transparentnosti je prenet i sproveden u velikoj meri.
Veleprodajno tržište	status implementacije	63%
	Komentar	Veleprodajno tržište (bilateralno) je otvoreno i konkurentno, a balansno tržište je operativno. Koncentracija na tržištu je umerena. REMIT nije transponovan.
Maloprodajno tržište	status implementacije	95%
	Komentar	Tržište na malo je otvoreno za konkurenciju, mali kupci i domaćinstva imaju pravo na univerzalnu uslugu po regulisanim cenama. Promenu snabdevača olakšava web alat za upoređivanje.
	status implementacije	64%

Regionalne integracije	Komentar	Kapaciteti za interkonekciju na granici sa Grčkom se dodeljuju preko SEE CAO, drugi bilateralno. Projekt povezivanja tržišta sa Bugarskom nastavljen je imenovanjem MEMO-a za nominovanog operatora tržišta električne energije.

Izvor: North Macedonia Annual Implementation Report, 2020, Energy Community Secretariat

Operator prenosnog sistema (MEPSO) je razdvojen i bezuslovno sertifikovan od strane regulatornog tela i Sekretarijata. Operatori distributivnog Sistema Elektrodistribucija (raspolaže sa 99,4% distributivne mreže) i AD ESM Skoplje su takođe razdvojeni i licencirani. Sistemom distribucije (Elektrodistribucijom) upravlja privatna kompanija EVN Makedonija (deo austrijske grupe EVN). AD ESM Skoplje upravlja zatvorenim distributivnim sistemom u okviru bivšeg industrijskog kompleksa Rudnici i željezara Skoplje. Maloprodajno tržište električne energije je potpuno otvoreno 01.01.2019. godine, kada su sva domaćinstva i mali kupci stekli pravo da nabavljaju električnu energiju na tržištu. Potpuna liberalizacija veleprodajnog tržišta počela je 01.07.2019. godine kada je Regulatorna komisija za energetiku prestala da utvrđuje cenu proizvodnje električne energije najvećem proizvođaču ESM Skopje. EVN Home doo Skopje, osnovan od strane konzorcijuma EVN Makedonija i EVN Elektrosnabduvanje, izabran je za garantovanog (univerzalnog) i rezervnog snabdevača. Državna kompanija ELEM od 2019. godine ima obavezu da 80% energije ponudi univerzalnom snabdevaču, sa tendencijom smanjenja na godišnjem nivou do nivoa od 30% u 2025. godini. Regulacija veleprodajnih i maloprodajnih cena je prekinuta. Pravila balansiranja koja nameću odgovornost za balansiranje svim učesnicima na tržištu primenjena su od januara 2020. godine. Operator tržišta električne energije MEMO je uspostavljen i imenovan za Nominovanog operatora tržišta električne energije (NEMO), što je preduslov za uspostavljanje tržišta dan unapred i povezivanje tržišta sa bugarskim IBEX-om. Severna Makedonija nije transponovala Uredbu REMIT (Uredba EU o celovitosti i transparentnosti veleprodajnog tržišta energije) u nacionalno zakonodavstvo.

Proizvodnja električne energije u Severnoj Makedoniji uglavnom se oslanja na lignit i hidroenergiju (tabela 31).

Tabela 31: Proizvodni i prenosni kapaciteti u Severnoj Makedoniji

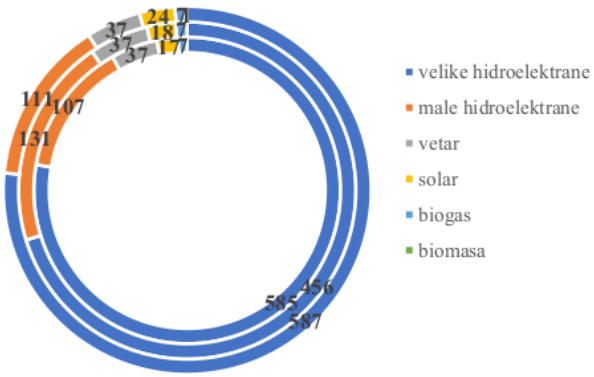
Deskriptivni podaci [jedinica]	2015	2016	2017	2018	2019
Maksimalni kapacitet elektrana [MW]	2.054	2.084	2.062	2.070	2.087
Maksimalni kapacitet elektrana [MW] / termoelektrane na ugalj	824	824	824	824	824
Maksimalni kapacitet elektrana [MW] / termoelektrane na gas	287	287	287	287	287
Maksimalni kapacitet elektrana [MW] / termoelektrane na naftu	210	210	210	210	210
Maksimalni kapacitet elektrana [MW] / hidroelektrane	699	584,6	584,6	687	698
Horizontalna prenosna mreža [km] / kapacitet podstanice [MWA]	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700
Horizontalna prenosna mreža [km] / broj interkonektora	5	5	5	5	5

Izvor: Energy Community

Severna Makedonija poseduje proizvodne kapacitete ukupne snage 2.087 MW, od kojih su najzastupljenije termoelektrane sa 63%. Hidroelektrane čine 30% ukupno instalisanih kapaciteta. Četiri proizvođača upravljaju elektranama koje imaju kapacitet veći od 10 MW i to: ESM Skopje (70,82%), AD Tec Negotino (10,06%), TE-TO ad Skopje (10,87%) i EVN Elektrani (2,8% ukupno instalisanih kapaciteta). Licencirano je 207 proizvođača električne energije (ERC, 2020). Severna Makedonija je povezana sa 5 interkonektivnih vodova 400kV sa svim susednim zemljama izuzev Albanijom.

Portfolio obnovljive energije Severne Makedonije uglavnom se zasniva na hidroenergiji (slika 16). U 2019. godini dodato je 5,5 MW solarne PV, 4,9MW iz malih hidroelektrana i 0,6 MW na biomasu. Jedina vetroelektrana Bogdanici (37 MV) u pogonu je od 2014. godine. U februaru 2020. godine pokrenut je javni tender za izgradnju dve fotonaponske jedinice snage do 100 MW na vrhu rudnika uglja u Oslomeju, Kičevo.

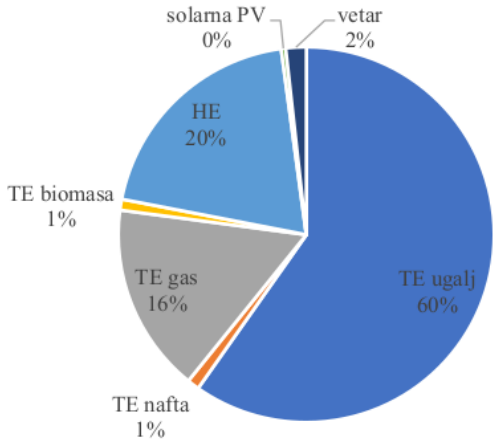
Slika 16: Struktura kapaciteta iz obnovljivih izvora u Severnoj Makedoniji 2017–2019.



Izvor: Energy Community

Prema podacima Eurostata za 2019. godinu, ukupno je proizvedeno 5.870 GWh, od čega 4.526 GWh u termoelektranama na fosilna goriva, 1.164 GWh u hidroelektranama i 180 GWh je proizvedeno iz obnovljivih izvora (slika 17). Neto uvoz u 2019. godini iznosio je 1.828 GWh.

Slika 17: Struktura proizvodnje u Severnoj Makedoniji

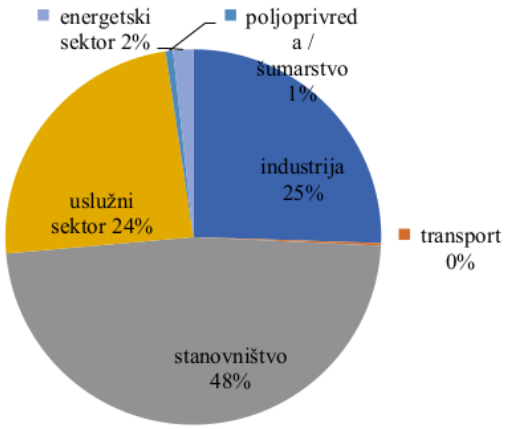


Izvor: Eurostat, obrada autora

Ukupna finalna potrošnja električne energije u 2019. godini iznosila je 6.350 GWh, a u njenoj strukturi najveće učešće od 48% imaju domaćinstva. Slede industrija sa 25% i uslužni sektor sa 24%, dok saobraćaj i poljoprivreda potroše svega 0,5% raspoložive električne energije

(slika 18). Potrošnja električne energije po glavi stanovnika iznosi 3.053 kWh. Vrhovi potrošnje izraženi su u zimskom periodu kada se ona troši za grejanje.

Slika 18: Struktura potrošnje u Severnoj Makedoniji



Izvor: Eurostat, obrada autora

Makedonija je u potpunosti liberalizovala tržište električne energije. Pravo da se snabdevaju na otvorenom tržištu imaju svi kupci (tabela 32).

Tabela 32: Unutrašnje tržište u Severnoj Makedoniji

Deskriptivni podaci [jedinica]	2015	2016	2017	2018	2019
Potrošači / ukupno	698.518	716.311	728.827	742.031	868.614
Potrošači / nerezidencijalni	82.049	85.346	84.943	83.344	102.651
Potrošači / ovlašćeni kupci po nacionalnoj legislativi	7.136	8.594	15.957	21.578	868.614
Potrošači / aktivni ovlašćeni kupci	7.058	8.070	15.887	21.498	17.667
Unutrašnje tržište / električna energija isporučena aktivnim ovlašćenim kupcima [MWh]	2.212.759	2.001.299	2.231.528	2.528.231	2.706.000
Unutrašnje tržište / udeo u ukupnoj potrošnji [%]	33%	32%	37%	41%	43%

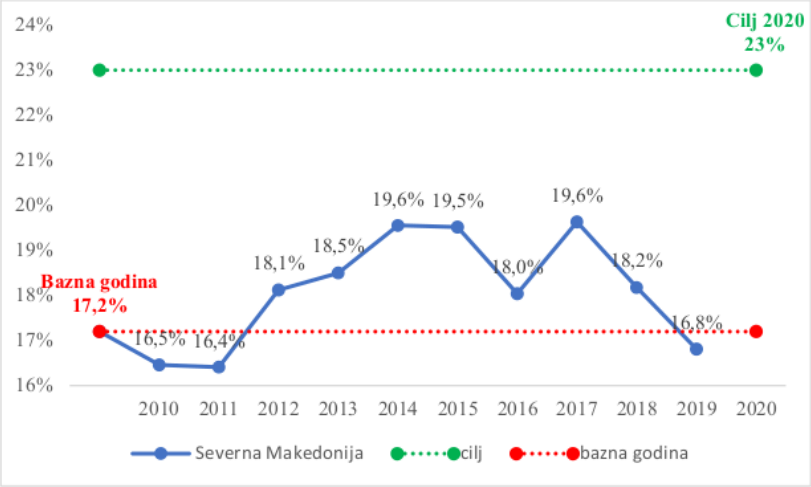
Izvor: Energy Community

Na otvorenom tržištu u 2019. godini bilo je aktivno 17.667 ovlašćenih kupca. Udeo unutrašnjeg tržišta u ukupnoj potrošnji iznosi 43%.

Ukupni cilj od 23% obnovljive energije u bruto finalnoj potrošnji energije do 2020. (slika 19) nije postignut zbog neznatnog udela obnovljive energije u transportnom sektoru, iako je

premašen cilj u grejanju i hlađenju i gotovo dostignut cilj električne energije od 26,8% (North Macedonia Annual Implementation Report, 2020).

Slika 19: Udeo obnovljivih izvora u bruto finalnoj potrošnji u Severnoj Makedoniji



Izvor: Energy Community

5.3.3 Bosna i Hercegovina

Nadležnosti za sektor električne energije u Bosni i Hercegovini su podeljene između centralne vlade i entiteta, pa je tako u nadležnosti Državne regulatorne komisije za električnu energiju (DERK) izvoz i prenos električne energije na teritoriji Bosne i Hercegovine, kao i snabdevanje i distribucija u Brčko distriktu, dok su licenciranje i regulisane tarife u nadležnosti entiteta, odnosno Federalne komisije za energetiku (FERK) i Regulatorne komisije Republike Srpske (RERS).

Regulatorni okvir u Bosni i Hercegovini sačinjen je od zakona usvojenih na saveznom nivou: Zakon o prenosu, regulatoru i operatoru električne energije u BiH, Zakon o osnivanju kompanije za prenos električne energije u BiH i Zakon o osnivanju nezavisnog operatora sistema za prenosni sistem u BiH. Na nivou entiteta u Republici Srpskoj je donet Zakon o energetici, Zakon o električnoj energiji i Zakon o obnovljivim izvorima energije i efikasnoj koogeneraciji, u Federaciji BiH Zakon o električnoj energiji i Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije i efikasne koogeneracije, a u Brčko distriktu Zakon o električnoj energiji.

Bosna i Hercegovina generalno nije imala značajan učinak u pogledu reforme energetskog sektora, što je donekle posledica složene ustavne strukture zemlje. Treći energetski paket još uvek nije transponovan na državnom nivou.

Izveštaj Sekretarijata Energetske Zajednice o primeni mekih mera (tabela 33) jasno ukazuje da je proces reforme energetskog sektora blokiran nedonošenjem neophodnih zakonskih akata.

Tabela 33: Primena mekih mera u Bosni i Hercegovini

Razdvajanje	status implementacije	3%
	Komentar	Pravni osnov za razdvajanje i sertifikaciju operatora prenosnog sistema još uvek nedostaje. Operatori distributivnog sistema nisu pravno razdvojeni.
Pristup mreži	status implementacije	90%
	Komentar	Pristup mreži je osiguran. Uredba o transparentnosti i mrežni kodovi su transponovani i sprovedeni u velikoj meri.
Veleprodajno tržište	status implementacije	65%
	Komentar	Tržište na veliko je deregulisano osim u Republici Srpskoj gde se cena proizvodnje i dalje reguliše. Uspostavljanje dan unapred tržišta zavisi od usvajanja novog zakona na državnom nivou. REMIT je transponovan i počeo je da se sprovodi.
Maloprodajno tržište	status implementacije	75%
	Komentar	Maloprodajno tržište je uglavnom otvoreno. Univerzalno snabdevanje odnosi se samo na domaćinstva i male kupce. Dominacija na tržištu postojećih preduzeća na njihovom geografskom području i dalje ometa razvoj konkurencije.
Regionalne integracije	status implementacije	42%
	Komentar	Prekogranični kapaciteti se dodeljuju preko SEE CAO osim sa Srbijom gde se primenjuju bilateralne zajedničke aukcije. Balansiranje – saradnja postoji u okviru LFC bloka sa Hrvatskom i Slovenijom, a bilateralno sa Crnom Gorom i Srbijom. Inicijative za spajanje tržišta su prestale.

Izvor: Bosnia and Herzegovina Annual Implementation Report, 2020, Energy Community Secretariat

Najveći problem u sprovođenju mekih mera u Bosni i Hercegovini je nedostatak pravnog osnova za iste, kao i nedostatak kompetencija državnog regulatornog tela FERK. Operator prenosnog sistema u vlasništvu oba entiteta nije razdvojen ni sertifikovan usled nedostatka pravnog okvira. Operatori distributivnog sistema pod jurisdikcijom oba entiteta, a koji posluju u sastavu elektroprivrednih preduzeća (u okviru Elektroprivrede Republike Srpske (ERS) posluje 5 distributivnih preduzeća, dok u okviru Elektroprivrede Bosne i Hercegovine (EPBiH) i Elektroprivrede hrvatske zajednice Herceg Bosne (EP HZ HB) posluje po jedno distributivno preduzeće), takođe nisu razdvojeni iako za razdvajanje distributivnih preduzeća postoji pravni

osnov. Iz tog razloga je Evropska komisija pokrenula postupak zbog povrede prava 2016. za prenosnu mrežu i 2018. za distributivnu mrežu. Takođe, nedostatak pravnog osnova sprečava stvaranje spot tržišta električne energije kao i povezivanje tržišta sa Hrvatskom, Srbijom i Crnom Gorom. U Bosni i Hercegovini je uspostavljeno efikasno balansno tržište. Uredba REMIT je tokom 2020. godine transponovana i počela je da se primenjuje. Od 1. januara 2015. godine, potrošači mogu da biraju snabdevača, a domaćinstva i mali kupci imaju pravo na univerzalno snabdevanje. Međutim, tržište je samo formalno otvoreno, s obzirom na to da na tržištu postoji nedostatak konkurencije usled dominacije vertikalno integrisanih preduzeća. Državne kompanije u sva tri entiteta su i dalje dominantne u svim podsektorima.

Proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini uglavnom se oslanja na lignit i hidroenergiju (tabela 34). Bosna i Hercegovina je pretežni izvoznik električne energije. Poseduje proizvodne kapacitete ukupne snage 4.508 MW, gde je učešće kapaciteta termoelektrana i hidroelektrana praktično ravnomerno raspoređeno.

Tabela 34: Proizvodni i prenosni kapaciteti u Bosni i Hercegovini

Deskriptivni podaci [jedinica]	2015	2016	2017	2018	2019
Maksimalni kapacitet elektrana [MW]	4.009	4.352	4.382	4.463	4.508
Maksimalni kapacitet elektrana [MW] / termoelektrane na ugalj	1.856	2.156	2.156	2.156	2.156
Maksimalni kapacitet elektrana [MW] / hidroelektrane	2.150	2.180	2.207	2.235	2.239
Horizontalna prenosna mreža [km] / kapacitet podstanice [MWA]	12.857	12.759	13.022	12.903	12.783
Horizontalna prenosna mreža [km] / broj interkonektora	37	37	37	37	37

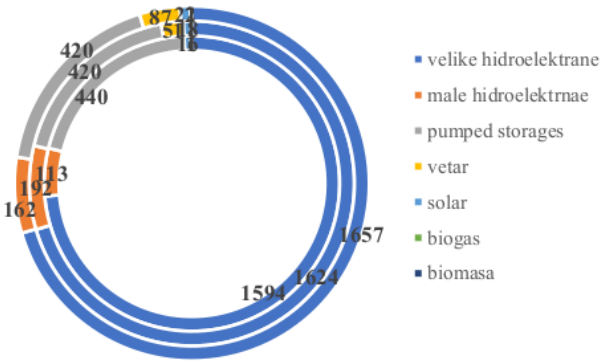
Izvor: Energy Community

Na tržištu Bosne i Hercegovine su dominantna 3 proizvođača električne energije i to EPBiH koja poseduje proizvodne kapacitete instalisane snage 1.704 MW od kojih termoelektrane 1.181 MW, hidroelektrane 501 MW i male hidroelektrane 22 MW), EP HZ HB koja poseduje proizvodne kapacitete instalisane snage 903 MW od kojih hidroelektrane 853 MW, vetroelektrane 51 MW (FERK, 2020) i ERS koja poseduje proizvodne kapacitete instalisane snage 1633 MW i to termoelektrane 900 MW, hidroelektrane 730 MW i male hidroelektrane 3 MW (RERS, 2020). Status kvalifikovanog proizvođača u Federaciji Bosne i Hercegovine je steklo 174 proizvođača, dok dozvolu za obavljanje delatnosti proizvodnje električne energije u Republici Srpskoj imaju 24 kompanije. Bosna i Hercegovina je povezana sa svim susednim

zemljama putem 37 interkonekcija, od kojih 4 interkonektivna voda 400kV, 10 intekonektivnih vodova 220kV i 23 interkonektivna voda 110 kV.

Proizvodni kapaciteti iz obnovljivih izvora energije zasnovani su uglavnom na hidroenergiji (slika 20). Nakon vetroparka Mesihovina (51 MW, u pogonu od 2018), u 2019. godini je pušten u rad i drugi vetropark (Jelovača, 36 MV). Pored toga, u 2019. godini instalirano je 3 MW solarnih elektrana PV, 2 MW elektrana na biogas i biomasu i 3 MW malih hidroelektrana.

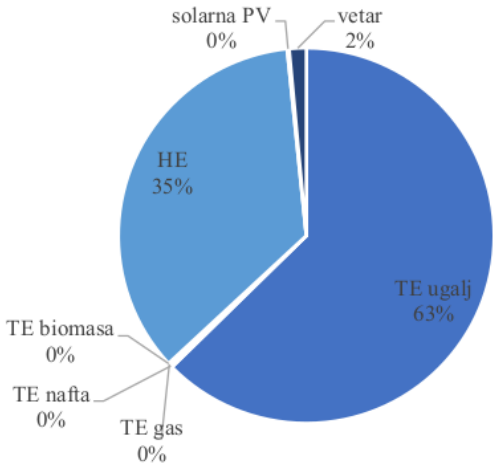
Slika 20: Struktura kapaciteta iz obnovljivih izvora u Bosni i Hercegovini 2017–2019.



Izvor: Energy Community, obrada autora

Prema podacima iz 2019. godine, ukupno je proizvedeno 17.493 GWh, od čega 10.963 GWh u termoelektranama, a 6.172 GWh u hidroelektranama, dok je iz obnovljivih izvora proizvedeno tek 292 GWh (slika 21). Bosna i Hercegovina je neto izvoznik električne energije, a u 2019. godini neto izvoz je iznosio 3.740 GWh.

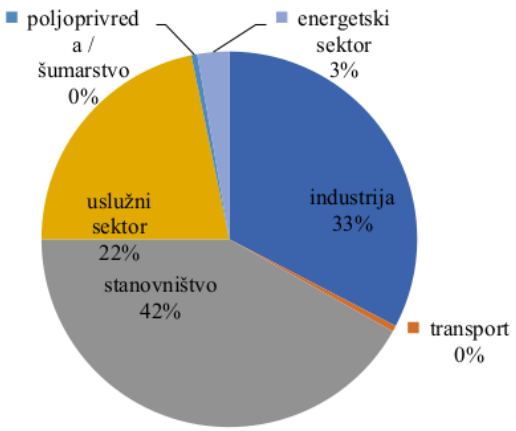
Slika 21: Struktura proizvodnje u BiH



Izvor: Eurostat, obrada autora

Ukupna potrošnja električne energije u 2019. godini u Bosni i Hercegovini iznosila je 11.301 GWh. Najveći potrošač su domaćinstva sa 42% (slika 22), a povećana potrošnja ovog sektora posebno je izražena u zimskom periodu usled grejanja. Potrošnja električne energije po glavi stanovnika iznosi 3.424 kWh.

Slika 22: Struktura potrošnje u BiH



Izvor: Eurostat, obrada autora

Tržište električne energije u Bosni i Hercegovini je u potpunosti liberalizovano. Pravo da se snabdevaju na otvorenom tržištu imaju svi kupci (tabela 35).

Tabela 35: Unutrašnje tržište u Bosni i Hercegovini

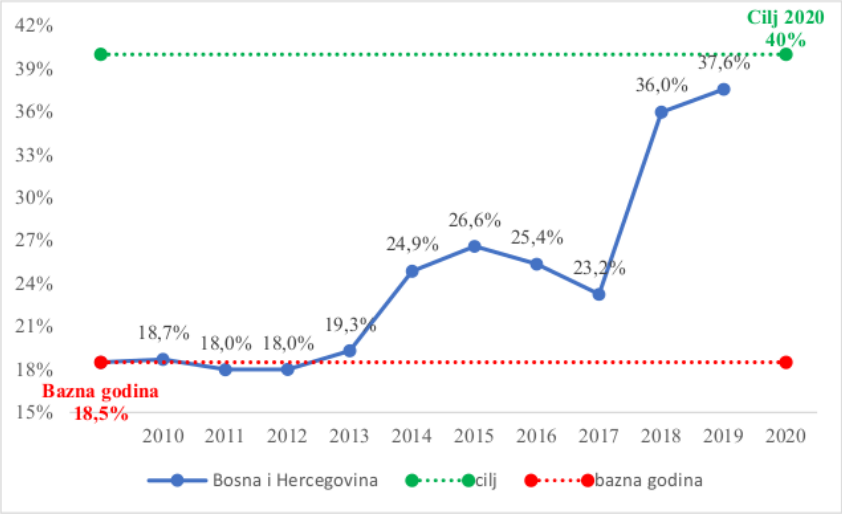
Deskriptivni podaci [jedinica]	2015	2016	2017	2018	2019
Potrošači / ukupno	1.517.161	1.531.501	1.541.968	1.553.439	1.567.786
Potrošači / nerezidencijalni	124.327	126.303	127.553	126.508	128.224
Potrošači / ovlašćeni kupci po nacionalnoj legislativi	1.517.161	1.531.501	1.541.968	1.553.439	1.567.786
Potrošači / aktivni ovlašćeni kupci	2	58	53	9.784	10.091
Unutrašnje tržište / električna energija isporučena aktivnim ovlašćenim kupcima [MWh]	861.860	321.770	4.860.709	5.265.271	4.371.066
Unutrašnje tržište / udeo u ukupnoj potrošnji [%]	7,7%	2,8%	41%	45%	40%

Izvor: Energy Community

Na otvorenom tržištu u 2019. godini bilo je aktivno 10.091 ovlašćenih kupaca. Udeo unutrašnjeg tržišta u ukupnoj potrošnji iznosi 40%.

Što se tiče udela obnovljive energije u ukupnoj potrošnji energije, cilj države za 2020. godinu od 40% je blizu ostvarenja (slika 23).

Slika 23: Udeo obnovljivih izvora u bruto finalnoj potrošnji u Bosni i Hercegovini



Izvor: Energy Community

Da bi se dostigao cilj od 40% potrebno je uložiti dodatne napore u elektroenergetskom sektoru, kao i u transportu.

5.3.4 Crna Gora

Regulatorni okvir je zasnovan na Zakonu o energetici iz 2016. godine (poslednja izmena i dopuna 2020. godine) i podzakonskim aktima. Nadležna tela za regulisanje sektora električne energije su Vlada Crne Gore kao kreator politike, Ministarstvo ekonomskog razvoja zaduženo za implementaciju zakona i Regulatorna agencija za energetiku (REGAGEN) u čijoj nadležnosti je izdavanje licenci, regulisane tarife, tarifna metodologija i nadzor nad radom energetski subjekata.

Crna Gora je, prema izveštaju Sekretarijata Energetske zajednice jedna od vodećih zemalja u regionu u implementaciji sektorske reforme (tabela 36). Proces zakonske reforme je nastavljen, a izmenama i dopunama zakona je stvoren pravni osnov za uspostavljanje organizovanog tržišta dan unapred i imenovanje nominovanog operatora tržišta.

Tabela 36: Primena mekih mera u Crnoj Gori

Razdvajanje	status implementacije	100%
	Komentar	Izmene i dopune Zakona o energetici usvojene su 2020. godine i na taj način je ispunjen poslednji preostali uslov za razdvajanje operatora prenosnog sistema. Operator distributivne mreže je razdvojen u skladu sa pravnom tekovinom EU.
Pristup mreži	status implementacije	85%
	Komentar	Transparentan i nediskriminatoran pristup sistemu obezbeđen je objavljenim tarifama za priključenje i upotrebu mrežnih kodova za vezu, koji su transponovani, ali još uvek nisu primenjeni. Uredba o transparentnosti je transponovana i delimično se primenjuje.
Veleprodajno tržište	status implementacije	60%
	Komentar	Veleprodajno tržište je otvoreno za konkurenciju, uključujući balansno tržište, osim tržišta za balansnu rezervu. Koncentracija tržišta je vrlo visoka. Vremenski okvir za uspostavljanje i povezivanje tržišta dan unapred definisan je najnovijim izmenama Zakona o energetici, ali stvarni napredak je spor. Uredba REMIT nije transponovana.
	status implementacije	98%

Maloprodajno tržište	Komentar	Iako je tržište maloprodaje formalno deregulisano, samo postojeći snabdevač snabdeva krajnje kupce i, kao snabdevač odabran u tržišnom postupku, izvršava obavezu javne usluge da snabdeva male kupce i domaćinstva.
Regionalne integracije	status implementacije	43%
	Komentar	Operator prenosnog sistema učestvuje u regionalnoj saradnji za uravnoteženje i koordiniranom proračunu kapaciteta, ali ključni rezultati tek treba da se postignu. Slično tome, projekat regionalnog povezivanja tržišta se još uvek dizajnira, ali se ne sprovodi. Izmenama Zakona o energetici postavljena je osnova za puni prenos Uredbe CACM[49].

Izvor: Montenegro Annual Implementation Report, 2020, Energy Community Secretariat

U Crnoj Gori je uspešno izvršeno razdvajanje operatora prenosnog i distributivnog sistema. Operator prenosnog sistema, Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES), u većinskom je vlasništvu države (55%), strateški partner italijanski operator prenosnog sistema Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.A poseduje 22,09% akcija, Elektromreže Srbije 15%, a ostatak je u vlasništvu malih akcionara. Prenosni sistem je u vlasništvu CGES-a. CGES je punopravni član ENTSO-E. Operator distributivnog sistema, Crnogorski elektrodistributivni sistem doo (CEDIS), je razdvojen u skladu sa evropskim standardima. Pravo na distribuciju električne energije u okviru zatvorenog distributivnog sistema stekla su 3 privredna društva: PM Power koji vrši distribuciju električne energije u okviru nautičko-turističkog kompleksa Porto Montenegro, Uniprom, koji distribuira električnu energiju u okviru industrijske zone Kombinata aluminijuma Podgorica i Luštica Development preko koje se distribuira električna energija na području Luštica Bay u Tivtu. Crnogorski operator tržišta električne energije (COTEE) je licenciran. Organizovano tržište električne energije još uvek nije počelo se radom, ostalo je da se finalizuje strateško partnerstvo za servisiranje organizovanog tržišta (berza električne energije doo (BELEN) je osnovana 2017. godine od strane Elektroprivrede Crne Gore (EPCG), CGES i COTEE). Iako je maloprodajno tržište potpuno liberalizovano, krajnji kupci se i dalje snabdevaju kod EPCG, koja je jedini aktivni snabdevač na tržištu. EPCG je ponudio na tržištu pakete tarifnih modela, sa namerom da stimuliše energetski efikasno ponašanje i smanji troškove. Na crnogorskom tržištu dominantnu ulogu i dalje imaju državne

[49] Capacity Allocation and Congestion Menagement (CACM) – Mrežna pravila za alokaciju prekograničnih prenosnih kapaciteta i upravljanja zagušenjima.

kompanije. Crna Gora bi usvajanjem novog zakona trebalo da transponuje uredbu REMIT. U novembru 2019. godini pušten je u rad podmorski kabel, kapaciteta 600MW, između Crne Gore i Italije, koji omogućava povezivanje tržišta Crne Gore i Italije. Projekat povezivanja tržišta sa Albanijom i Srbijom je u ranoj fazi.

Crnogorski elektroenergetski sektor uglavnom se zasniva na hidroenergiji i još uvek je u pogonu jedna termoelektrana na lignit čiji se eksploatacioni vek bliži kraju (tabela 37).

Tabela 37: Proizvodni i prenosni kapaciteti u Crnoj Gori

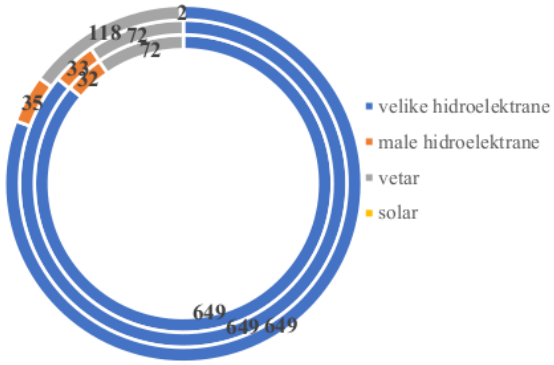
Deskriptivni podaci [jedinica]	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
Maksimalni kapacitet elektrana [MW]	886	892	972	973	1029
Maksimalni kapacitet elektrana [MW] / termoelektrane na ugalj	218,5	218,5	218,5	218,5	225
Maksimalni kapacitet elektrana [MW] / hidroelektrane	667,7	673,7	681	682	684
Horizontalna prenosna mreža [km] / kapacitet podstanice [MVA]	3.359	3.413	3.527	3.847	3.867
Horizontalna prenosna mreža [km] / broj interkonektora	11	11	11	11	12

Izvor: Energy Community

Crna Gora ima najmanje proizvodne kapacitete u regionu, ukupne intalisane snage 1.029 MW, od čega hidroelektrane 684 MW, termoelektrane na ugalj 225 MW, vetroelektrane 118 MW i 2 MW solarne elektrane. 85% ukupnih kapaciteta je u vlasništvu državne kompanije Elektroprivreda Crna Gora. Izdato je 12 licenci za obavljanje energetske delatnosti proizvodnje električne energije. Crnogorski prenosni sistem je povezan sa Srbijom putem 3 dalekovoda, Kosovom* preko 1 dalekovoda, Bosnom i Hercegovinom sa 5 dalekovoda, Albanijom preko 2 dalekovoda i Italijom putem HVDC kabela.

Druga vetroelektrana u Crnoj Gori je u 2018. godini počela da proizvodi električnu energiju, dok je puni kapacitet dostignut u 2019. godini (Možura, 46 MW). Samo 2 MW solarne PV elektrane je instalisano u 2019. godini, uprkos velikom potencijalu za upotrebu ove tehnologije (slika 24). U pripremi je izgradnja solarne elektrane Briska Gora ukupne instalisane snage 250 MW, kao i dve vetroelektrane VE Brajići i VE Grozd ukupne instalisane snage 273,4 MW (REGAGEN, 2020).

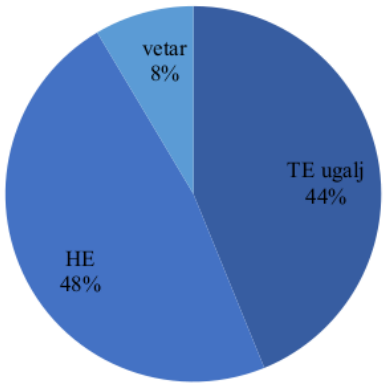
Slika 24: Struktura kapaciteta iz obnovljivih izvora u Crnoj Gori 2017–2019.



Izvor: Energy Community, obrada autora

Prema podacima iz 2019. godine, ukupno je proizvedeno 3.431 GWh i to 1.504 GWh u termoelektranama, 1.634 GWh u hidroelektranama i 293 GWh u vetroelektranama (slika 25). Neto uvoz je iznosio 253 GWh.

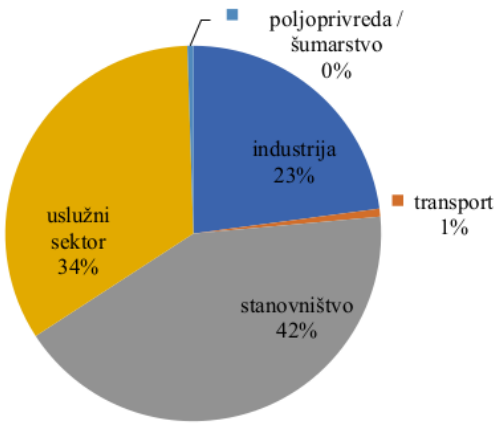
Slika 25: Struktura proizvodnje u Crnoj Gori



Izvor: Eurostat, obrada autora

Ukupna potrošnja električne energije u 2019. godini iznosila 3.054 GWh, a najveći udeo imaju domaćinstva sa 42% i uslužni sektor sa 34%, dok je industrija na nivou od 23% (slika 26). Crna Gora ima najveći nivo potrošnje električne energije po glavi stanovnika u regionu 4.919 kWh. Najveća potrošnja se ostvaruje u zimskoj i letnjoj sezoni usled potrebe grejanja i hlađenja.

Slika 26: Struktura potrošnje u Crnoj Gori



Izvor: Eurostat, obrada autora

Tržište električne energije u Crnoj Gori je u potpunosti liberalizovano. Pravo da se snabdevaju na otvorenom tržištu imaju svi kupci i skoro svi su aktivni na tržištu (tabela 38). Udeo unutrašnjeg tržišta u ukupnoj potrošnji iznosi 97%.

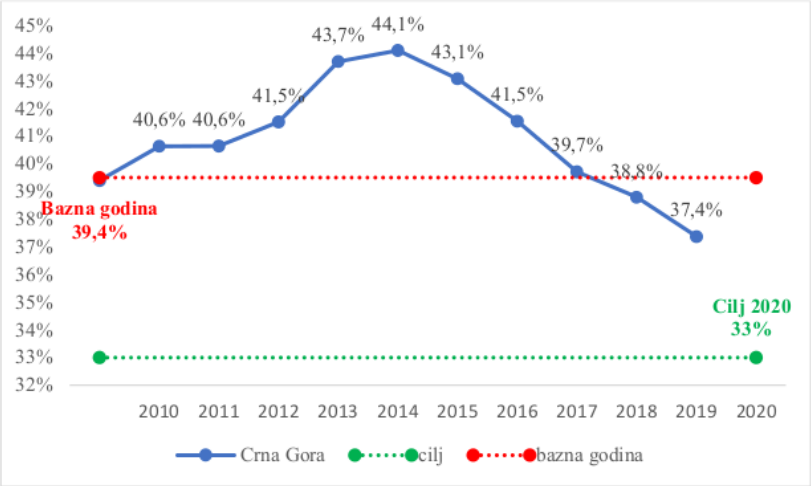
Tabela 38: Unutrašnje tržište u Crnoj Gori

Deskriptivni podaci [jedinica]	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
Potrošači / ukupno	374.109	367.880	376.727	386.966	396.472
Potrošači / nerezidencijalni	35.133	33.690	35.131	37.043	38.676
Potrošači / ovlašćeni kupci po nacionalnoj legislativi	374.109	367.880	376.727	386.966	396.472
Potrošači / aktivni ovlašćeni kupci	4	4	4	369.429	395.877
Unutrašnje tržište / električna energija isporučena aktivnim ovlašćenim kupcima [MWh]	719.371	613.865	958.999	2.860.788	2.869.363
Unutrašnje tržište / udeo u ukupnoj potrošnji [%]	25%	22%	23%	97%	97%

Izvor: Energy Community

Crna Gora je već nadmašila svoj cilj obnovljive energije za 2020. godinu sa velikom razlikom (slika 27). Očekuje se da termoelektrana Pljevlja prestane sa radom, jer je dostigla svoj ekploatacioni vek, što će u suštini dekarbonizovati elektroenergetski sektor zemlje. Poslednjih godina Crna Gora je podržala investicije u vetroelektrane i solarne elektrane.

Slika 27: Udeo obnovljive energije u bruto finalnoj potrošnji u Crnoj Gori



Izvor: Energy Community

5.3.5 Kosovo*

Regulatorni okvir za električnu energiju počiva na tri zakona doneta 2016. godine i to Zakonu o energiji, Zakonu o električnoj energiji i Zakonu o energetskom regulatoru. Institucije nadležne za regulisanje sektora su Vlada Kosova*, Ministarstvo ekonomije i ERO nezavisni regulator zadužen za licenciranje, tarifnu metodologiju i regulisane tarife.

Primena mekih mera na Kosovu*, prema izveštaju Sekretarijata Energetske zajednice (tabela 39), najuspešnija je bila u oblasti razdvajanja operatora prenosnog i distributivnog sistema, dok u oblasti otvaranja maloprodajnog tržišta nije zabeležen napredak.

Tabela 39: Primena mekih mera na Kosovu*

Razdvajanje	status implementacije	100%
	Komentar	Operator prenosnog sistema je vlasnički razdvojen i sertifikovan u skladu sa Mišljenjem Sekretarijata. Operator distributivnog sistema je pravno i funkcionalno razdvojen.
Pristup mreži	status implementacije	69%
	Komentar	Mrežne tarife su nediskriminatorne i javno dostupne. Pristup treće strane novom interkonektivnom vodu sa Albanijom i dalje nije osiguran. Uredba o transparentnosti je transponovana i njena primena je započeta. Mrežne kodovi se primenjuju, ali nisu formalno transponovani u zakonodavni ili regulatorni akt.
Veleprodajno tržište	status implementacije	60%

	Komentar	Tržište na veliko je deregulisano. Operator prenosnog sistema potpisao je akcionarski sporazum sa Operatorom prenosnog sistema Albanije za uspostavljanje berze električne energije ALPEX. Balansno tržište tek treba da se uspostavi. REMIT je transponovan, ali ostaje da se sprovede.
Maloprodajno tržište	status implementacije	58%
	Komentar	Maloprodajno tržište i dalje je pretežno regulisano. Samo industrijski kupci priključeni na 220kV i 110kV se snabdevaju na otvorenom tržištu. April 2020. je bio rok za kupce povezane na 35 kV da biraju svoje dobavljače po neregulisanim cenama, ali nije ispunjen. KESCO nastavlja da deluje kao univerzalni snabdevač do 31. marta 2021.
Regionalne integracije	status implementacije	24%
	Komentar	Implementacija sporazuma sa ENTSO-E će omogućiti integraciju tržišta dan unapred i balansnog tržišta električne energije sa Albanijom, uključujući i dodeljivanje kapaciteta na interkonektivnoj liniji sa Albanijom. Ostale prekogranične kapacitete, koje trenutno dodeljuje EMS Srbije, je planirano da se dodeljuju preko SEE CAO od 2021. Operator prenosnog sistema je potpisao sporazum o uspostavljanju jednog LFC[50] bloka sa operatorom prenosnog sistema Albanije.

Izvor: Kosovo* Annual Implementation Report, 2020, Energy Community Secretariat

Kosovski* operatori sistema za prenos (KOSTT) i distribuciju (KEDS) električne energije razdvojeni su na način u skladu sa pravilima Energetske zajednice. Operator prenosnog sistema je ujedno sertifikovan i kao operator tržišta. Operator distributivnog sistema KEDS je u privatnom vlasništvu. Veleprodajno tržište električne energije i snabdevanje visokonaponskih kupaca je deregulisano, ali je liberalizacija zastala za kupce na srednjem i niskom naponu. Operator prenosnog sistema je potpisao sporazum sa albanskim operatorom prenosnog sistema o osnivanju berze električne energije ALPEX. Sporazum o povezivanju između KOSTT-a i ENTSO-a stupio je na snagu u septembru 2020. godine. Prema tom sporazumu, Kosovo* funkcioniše kao nezavisna kontrolna zona u okviru kontrolnog bloka Kosovo*–Albanija. Kapaciteti se dodeljuju preko SEE CAO (prva aukcija održana je 15. decembra 2020. godine za alokaciju kapaciteta na granicama sa Albanijom, Crnom Gorom i Severnom Makedonijom). Kosovo* je prva ugovorna strana WB6 u regionu koja je transponovala Uredbu REMIT.

[50] LFC block – Load frequency control block – regulatorni blok učestanosti i snage razmene – je deo sinhrone oblasti ili čitava sinhrona oblast, koja od drugih LFC blokova fizički razgraničava merne tačke na interkonektivnim vodovima prema drugim LFC blokovima, a kojim upravlja najmanje jedan OPS koji ispunjava obveze u pogledu LFC-a.

Nezavisni regulator ERO je usvojio pravila kojima se utvrđuje procedura za imenovanje NEMO u skladu sa CACM.

Kosovo* se u proizvodnji električne energije gotovo isključivo oslanja na svoje dve stare termoelektrane na lignit (tabela 40).

Tabela 40: Proizvodni i prenosni kapaciteti na Kosovu*

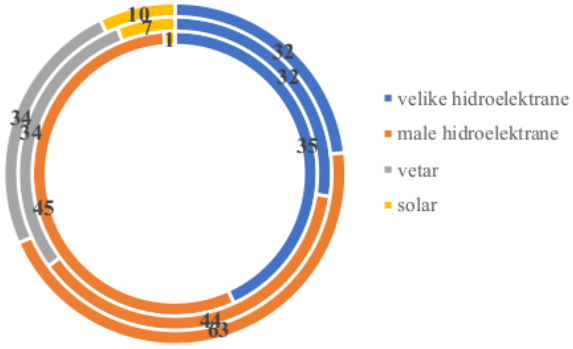
Deskriptivni podaci [jedinica]	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
Maksimalni kapacitet elektrana [MW]	1.222	1.033	1.038	1.076	1.099
Maksimalni kapacitet elektrana [MW] / termoelektrane na ugalj	1.171	960	960	960	960
Maksimalni kapacitet elektrana [MW] / hidroelektrane	49,42	71,31	75,54	75,54	95,1
Horizontalna prenosna mreža [km] / kapacitet podstanice [MWA]	5.782	6.359	6.399	6.399	6.399
Horizontalna prenosna mreža [km] / broj interkonektora	7	8	8	8	8

Izvor: Energy Community

Proizvodni kapaciteti na Kosovu* imaju ukupnu snagu 1.099 MW, sa učešćem termoelektrana od 87%. Na kraju 2019. godine u strukturi ukupnih kapaciteta zastupljene su hidroelektrane (ukupno velike i male) 95 MW, vetroelektrane (Kitka vetroparka) 34 MW i solarne elektrane 10 MW. Termoelektrane i hidroelektrana Ujmani su u vlasništvu države, ukupno 90% instalisane snage, dok su ostali proizvodni kapaciteti, svi na obnovljive izvore energije, u privatnom vlasništvu (ERO, 2020). Licencirano je ukupno 6 proizvođača. Kosovo* je povezano sa Srbijom putem četiri interkonektivna voda (po jedan 400kV i 220kV, dva 110kV) sa 2 interkonektivna voda sa Albanijom (400kV i 220kV) i sa po jednim 400kV interkontektorom sa Severnom Makedonijom i Crnom Gorom.

Poslednjih godina povećavaju se privatne investicije u kapacitete na obnovljive izvore energije (slika 28).

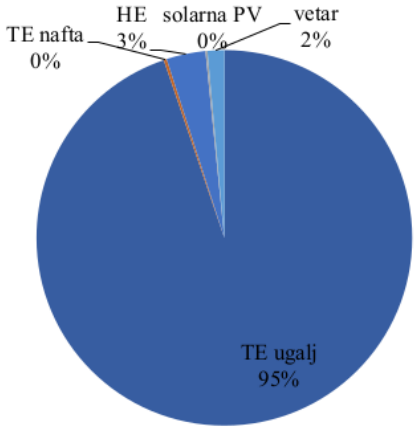
Slika 28: Struktura kapaciteta iz obnovljivih izvora na Kosovu* 2017–2019.



Izvor: Energy Community, obrada autora

Prema podacima iz 2019. godine, ukupno je proizvedeno 6.351 GWh, od čega 6.019 GWh u termoelektranama, 213 GWh u hidroelektranama i 102 GWh iz energije vetra i sunca (slika 29). U 2019. godini neto uvoz je iznosio 23 GWh.

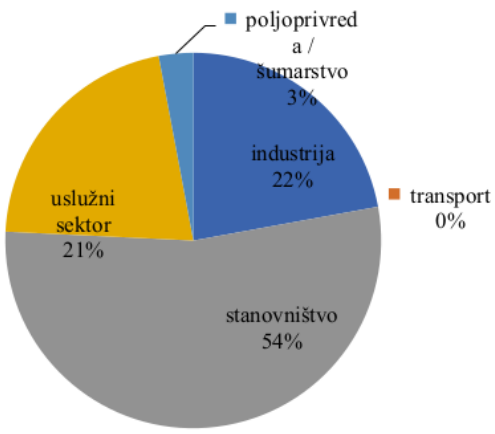
Slika 29: Struktura proizvodnje na Kosovu*



Izvor: Eurostat, obrada autora

Ukupna potrošnja energije u 2019. godini iznosila je 4.714 GWh. Najveći potrošač su domaćinstva, koja troše 54%, dok je potrošnja industrije na nivou od 22%, a uslužnog sektora 21% (slika 30). Potrošnja električne energije po glavi stanovnika iznosi 2.631 kWh.

Slika 30: Struktura potrošnje na Kosovu*



Izvor: Eurostat, obrada autora

Tržište električne energije na Kosovu* je samo formalno u potpunosti liberalizovano. Pravo da se snabdevaju na otvorenom tržištu formalno imaju svi kupci, ali su na tržištu aktivna samo 3 kupca (tabela 41). Udeo unutrašnjeg tržišta u ukupnoj potrošnji iznosi 11%.

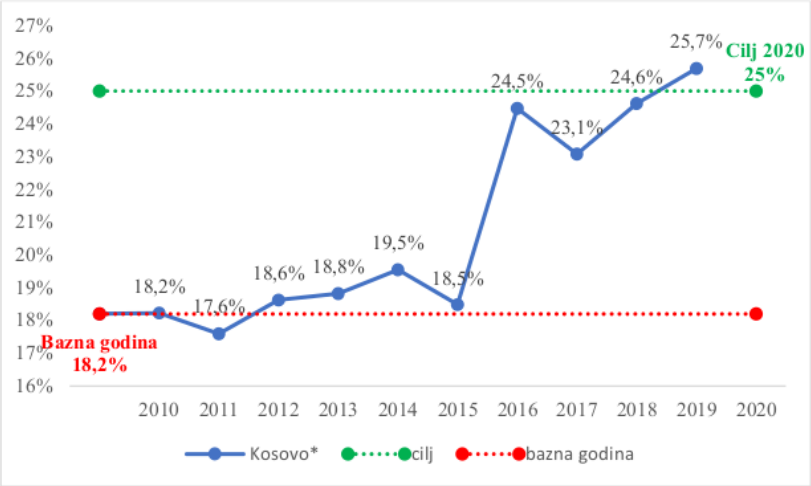
Tabela 41: Unutrašnje tržište

Deskriptivni podaci [jedinica]	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
Potrošači / ukupno	511.820	537.592	561.809	580.975	605.673
Potrošači / nerezidencijalni	76.069	80.860	82.524	85.079	88.187
Potrošači / ovlašćeni kupci po nacionalnoj legislativi	511.820	537.592	561.809	580.975	605.673
Potrošači / aktivni ovlašćeni kupci	0	1	3	3	3
Unutrašnje tržište / električna energija isporučena aktivnim ovlašćenim kupcima [MWh]	0	92.938	427.388	662.652	464.110
Unutrašnje tržište / udeo u ukupnoj potrošnji [%]	0,00%	2,52%	10,66%	16,47%	11,00%

Izvor: Energy Community

Sa 25,7% udela energije iz obnovljivih izvora u bruto finalnoj potrošnji energije u 2019. godini, Kosovo* je dostiglo cilj od 25% (slika 31).

Slika 31: Udeo obnovljivih izvora u bruto finalnoj potrošnji na Kosovu*



Izvor: Energy Community

Međutim, električna energija proizvedena iz obnovljivih izvora nedovoljno je zastupljena u kosovskom* energetskom miksu, te su, potrebne dodatne mere za povećanje udela obnovljive energije u sektoru električne energije.

5.3.6 Srbija

Krovni zakon u Srbiji koji reguliše energetska tržišta je Zakon o energetici iz 2014. godine (poslednja izmena 2021. godine). Nadležni organi u Srbiji su Vlada Republike Srbije, zadužena za vođenje energetske politike i strategiju, Ministarstvo rudarstva i energetike, zaduženo za sprovođenje pravnog okvira u energetici i AERS kao nezavisno telo zaduženo za izdavanje licenci, tarifnu metodologiju i regulisane tarife.

Srbija je transponovala Treći energetski paket. Međutim, prema izveštaju Sekretarijata Energetske zajednice iz 2020. godine reforma tržišta električne energije u Srbiji se ne odvija očekivanim tempom (tabela 42). Značajniji napredak ka završetku implementacije trećeg energetskog paketa nije zabeležen, što rezultira vrlo skromnim razvojem konkurencije.

Tabela 42: Primena mekih mera u Srbiji

Razdvajanje	status implementacije	49%
	Komentar	Operator prenosnog sistema nije razdvojen u skladu sa Direktivom o električnoj energiji. Operator distributivnog sistema je zakonski razdvojen, ali za funkcionalno razdvajanje potrebno je odobrenje Vlade za izmene i dopune zakona o finansiranju operatora distributivnog sistema.
Pristup mreži	status implementacije	87%
	Komentar	Pristup treće strane je osiguran na usklađen način. Usklađivanje mrežnih kodova i puna primena Uredbe o transparentnosti zavise od izmena Zakona o energetici.
Veleprodajno tržište	status implementacije	73%
	Komentar	Tržište na veliko je formalno deregulisano. Konkurencija na tržištu dan unapred raste. Operator prenosnog sistema osigurava gubitke na slobodnom tržištu. Balansno tržište je operativno, dok se cene balansnih rezervi i dalje regulišu. REMIT nije transponovan
Maloprodajno tržište	status implementacije	78%
	Komentar	Tržište na malo je formalno liberalizovano, ali dominira postojeći snabdevač EPS, koji je ujedno i univerzalni snabdevač malih kupaca i domaćinstva. Cene univerzalne ponude i dalje se regulišu na nivou koji ne podstiče razvoj konkurencije.
Regionalne integracije	status implementacije	42%
	Komentar	Regionalna saradnja uglavnom se ograničava na bilateralno koordinisanu razmenu dodele kapaciteta i balansiranje. Kapaciteti za interkonekcije sa Bugarskom i Hrvatskom dodeljuju se preko JAO, drugi samo bilateralno. Inicijative za povezivanje tržišta su još uvek u ranoj fazi.

Izvor: Serbia Annual Implementation Report, 2020, Energy Community Secretariat

Proces razdvajanja operatora prenosnog i distributivnog sistema još uvek nije završen. Razdvajanje vlasništva operatora prenosnog sistema nije usklađeno sa evropskim direktivama, s obzirom na to da su konačne odluke za sve energetske aktivnosti, uključujući prenos i dalje na vladi. Sekretarijat Energetske Zajednice je zatražio ponovnu procenu usklađenosti EMS-a sa kriterijumima za razdvajanje; međutim, AERS smatra da zahtev nije opravdan i obavestio je Sekretarijat da ostaje pri konačnoj odluci. S obzirom na to da nije bila obezbeđena nezavisnost pravno razdvojenog operatora distributivnog sistema, EPS ODS, u pogledu organizacije i

odlučivanja, krajem 2020. godine JP EPS je preneo vlasništvo nad operatorom distributivnog sistema na Republiku Srbiju nakon čega je Vlada Republike Srbije osnovala EPS Distribuciju d.o.o. kao jednočlano društvo, koje posluje kao operator distributivnog sistema. AERS je u aprilu 2021. godine EPS Distribuciji izdao licencu za distribuciju električne energije i upravljanje distributivnim sistemom. Samo jedan energetski subjekat ima licencu za upravljanje zatvorenim distributivnim sistemom (Belgrade Airport doo). Uredba REMIT nije transponovana. EMS objavljuje podatke u skladu sa Pravilima o objavljivanju ključnih podataka o tržištu, kojima je transponovana Uredba (EU) 543/2013[51], dok objavljivanje podataka o proizvodnji zahteva izmene relevantnih propisa. Tržište na malo je visoko koncentrisano, a dominantan snabdevač je i dalje EPS. Organizovano tržište, kojim upravlja berza električne energije SEEPEX, nastavlja da raste. Za njegov dalji razvoj od izuzetnog značaja je povezivanje sa susednim tržištima (projekti povezivanja tržišta sa Crnom Gorom, Albanijom i Italijom (AIMS), kao i sa Bugarskom i Hrvatskom, još su u ranoj fazi). Zakonom o energetici iz 2021. godine uveden je pravni osnov za imenovanje NEMO.

Proizvodnja električne energije u Srbiji uglavnom se oslanja na ugalj i u nešto manjoj meri na hidroenergiju (tabela 43).

Tabela 43: Proizvodni i prenosni kapaciteti u Srbiji

Deskriptivni podaci [jedinica]	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
Maksimalni kapacitet elektrana [MW]	7.192	7.450	7.479	8.089	7.898
Maksimalni kapacitet elektrana [MW] / termoelektrane na ugalj	3.905	4.032	4.054	4.386	4.079
Maksimalni kapacitet elektrana [MW] / termoelektrane na gas	261	357	356,5	347	329
Maksimalni kapacitet elektrana [MW] / hidroelektrane	3.011	3.016	3.029	3.033	3.060
Horizontalna prenosna mreža [km] / kapacitet podstanice [MWA]	30.498	30.812	31.066	29.752	30.799
Horizontalna prenosna mreža [km] / broj interkonektora	22	22	25	22	23

Izvor: Energy Community

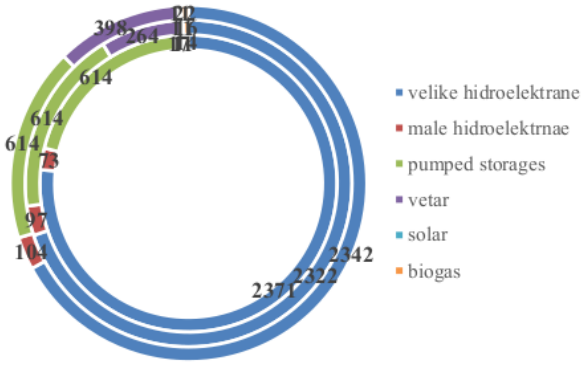
Ukupna instalisana snaga u Srbiji iznosi 7.898 MW, od kojih su najzastupljenije termoelektrane sa 4.408 MW, što čini više od pola ukupnih proizvodnih kapaciteta. Dominantan proizvođač je državno preduzeće Elektroprivreda Srbija koje raspolaže sa 93% ukupno

[51] Uredba o dostavi i objavi podataka na tržištima električne energije i o izmeni priloga I Uredbi EU 714/2009.

instalisanih kapaciteta. Za elektroenergetsku delatnost proizvodnja licencu je ishodovalo 31 privredno društvo. Srbija je sa 23 interkonektivna voda povezana sa svim susednim zemljama.

Primetan je rast instalisanih kapaciteta iz obnovljivih izvora, posebno na energiju vetra (slika 32). U septembru 2018. godine pušten je u rad najveći vetropark u regionu, Čibuk 1 (158 MW), te ukupni kapaciteti vetroelektrana na kraju 2019. godine iznose 398 MW. Razvoj solarnih projekata nastavlja da stagnira zbog skromnih kvota za izgradnju solarnih elektrana. U narednom periodu se očekuje značajno povećanje instalisanih kapaciteta na obnovljive izvore energije, s obzirom na to da je 2021. godine donet Zakon o obnovljivim izvorima energije, koji bi trebalo da bude pokretač velikih investicija u gradnju solarnih elektrana i vetroparkova.

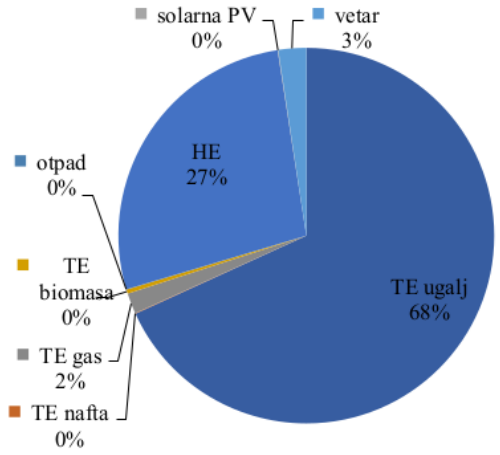
Slika 32: Struktura kapaciteta iz obnovljivih izvora u Srbiji 2017–2019.



Izvor: Energy Community, obrada autora

Ukupna proizvodnja je 2019. godine iznosila 27.530 GWh, od čega je najviše električne energije proizvedeno u termoelektranama na ugalj 25.583 GWh (slika 33). Neto uvoz u Srbiji je 2019. godine iznosio 23 GWh. Ukupna proizvodnja iz obnovljivih izvora 2019. godine je bila na nivou 1.062 GWh.

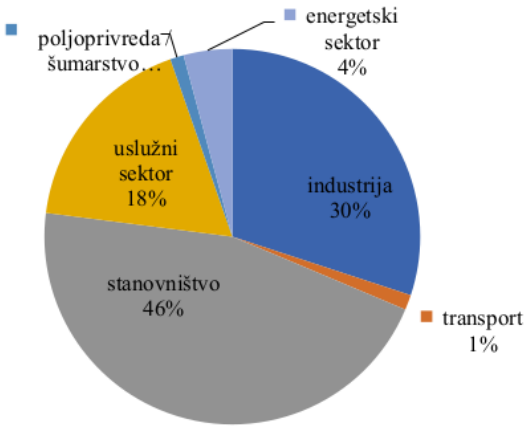
Slika 33: Struktura proizvodnje u Srbiji



Izvor: Eurostat, obrada autora

Ukupna finalna potrošnja je 2019. godine iznosila 29.211 GWh. Kao i kod većine drugih zemalja u regionu, u Srbiji je najveći potrošač električne energije stanovništvo sa učešćem od 46%, dok sektor industrije ima učešće od 30% (slika 34). Potrošnja električne energije po glavi stanovnika je bila 4.203 kWh. Potrošnja električne energije najveća je u najhladnijim danima u zimskom periodu i u danima neposredno pre većih praznika.

Slika 34: Struktura potrošnje u Srbiji



Izvor: Eurostat, obrada autora

Srbija je u potpunosti liberalizovala tržište električne energije. Pravo da se snabdevaju na otvorenom tržištu imaju svi kupci. Na otvorenom tržištu u 2019. godini bilo je aktivno 138.974 ovlašćenih kupca (tabela 44). Udeo unutrašnjeg tržišta u ukupnoj potrošnji iznosi 55%.

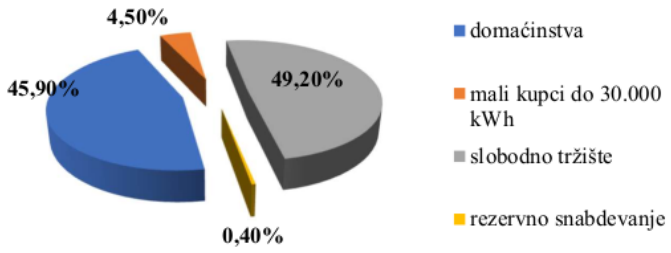
Tabela 44:Unutrašnje tržište u Srbiji

Deskriptivni podaci [jedinica]	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
Potrošači / ukupno	3.617.781	3.624.625	3.639.585	3.651.169	3.663.689
Potrošači / nerezidencijalni	396.248	396.659	397.648	400.701	402.058
Potrošači / ovlašćeni kupci po nacionalnoj legislativi	3.617.781	3.624.625	3.639.585	3.651.169	3.663.689
Potrošači / aktivni ovlašćeni kupci	37.231	11.980	19.752	130.791	138.974
Unutrašnje tržište / električna energija isporučena aktivnim ovlašćenim kupcima [MWh]	10.683.000	12.474.000	12.851.368	14.212.254	14.557.201
Unutrašnje tržište / udeo u ukupnoj potrošnji [%]	37%	43%	44%	49%	55%

Izvor: Energy Community

Tržište je otvoreno sa 49,2% električne energije koja se prodaje krajnjim kupcima (slika 35). Na slobodnom tržištu kupuju samo oni koji nemaju pravo na garantovano snabdevanje. Zakonom je regulisano da svi mogu da kupuju na slobodnom tržištu i da samo domaćinstva i mali kupci mogu koristiti pravo na garantovano snabdevanje, odnosno snabdevanje po regulisanim cenama. Zbog niže cene garantovanog snabdevanja od tržišne cene, praktično svi koji imaju pravo koriste garantovano snabdevanje. Regulisana cena je za 50,4% potrošnje krajnjih kupaca.

Slika 35: Prodaja električne energije na slobodnom i regulisanom tržištu

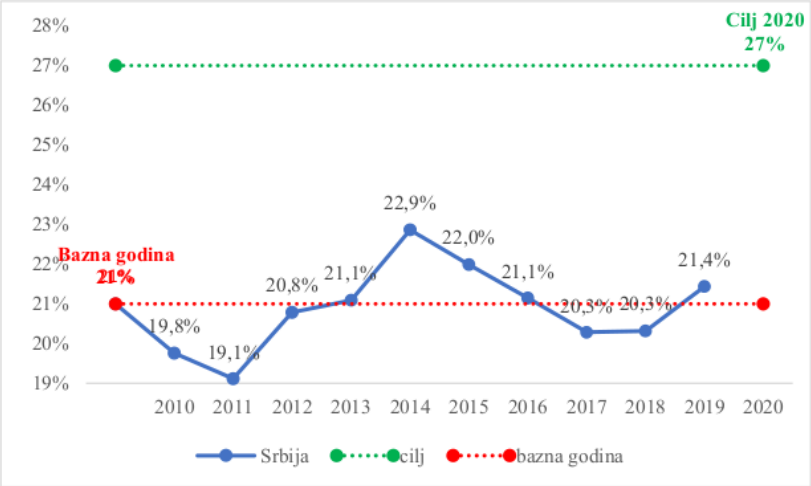


Izvor: AERS, obrada autora

Rezervno snabdevanje koriste kupci koji nisu uspeli da izaberu snabdevača, pa koriste svoje zakonsko pravo na rezervno snabdevanje. To su uglavnom preduzeća i ustanove korisnici budžetskih sredstava koji imaju problem za realizacijom javnih nabavki ili sa plaćanjem utrošene energije (neke nije moguće isključiti sa mreže, npr. bolnice, škole i sl.). Na rezervno snabdevanje potrošeno je 0,4%.

Srbija je daleko od cilja od 27% obnovljive energije u bruto finalnoj potrošnji energije u 2020. godini (slika 36) uprkos naporima da se ispune ciljevi obnovljivih izvora energije (poslednjih godina instalisani su značajni kapaciteti na energiju vetra).

Slika 36: Udeo obnovljive energije u bruto finalnoj potrošnji energije u Srbiji



Izvor: Energy Community

Iako je u 2019. godini zabeležen rast učešća obnovljivih izvora u bruto finalnoj potrošnji, to još uvek nije dovoljno da bi se postigao cilj za 2020. godinu. Udeo obnovljivih izvora je bio na nivou 21,4%.

6. BERZE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Liberalizacija i deregulacija tržišta električne energije ima za cilj da podstakne tehnološke inovacije i konkurentnost, ali i da ukine monopole i ojača konkurenciju na tržištu, koja treba da dovede do snižavanja cene električne energije. Da bi sprovela takvu politiku Evropska komisija podstiče osnivanje i rad berzi električne energije i procese spajanja tržišta (Jeremić & Latas, 2016). Uspostavljanje berze električne energije vodi ka slobodnom veleprodajnom tržištu električne energije, koje za cilj ima formiranje referentne veleprodajne cene, ali i obezbeđenje transparentne trgovine i povećanje konkurencije.

6.1 Specifičnost berze električne energije[52]

Berze električne energije posluju po istim principima po kojima posluju finansijske i robne berze, ali je umesto akcija, roba i robnih derivata predmet trgovanja na berzi električna energija. Mada se primenjuju isti berzanski principi trgovanje električnom energijom ipak ima i brojne specifičnosti koje je potrebno uvažiti i prilagoditi modelima i sistemima trgovanja.

Berze električne energije funkcionišu u okviru tržišne zone koja obuhvata elektroenergetsku mrežu, koja se obično podudara sa regulacionim oblastima operatora prenosnog sistema (Stefanović, 2015). Za razliku od većine drugih tržišta, trgovina električnom energijom se ne može posmatrati samo na osnovu ponude i tražnje. Značajnu ulogu u toj trgovini igra interkonektivni kapacitet, koji postavlja ograničenja na tržištu električne energije određenog područja, pa i na samoj berzi, kao delu celokupnog tržišta električne energije. Naime, tokovi snage u električnoj mreži određuju obim maksimalne trgovine na tržištu. Oni nisu proizvoljni već su određeni matematičkim modelom mreže (Power flow), iz čega proizilazi da se svi zaključeni kupoprodajni ugovori (na berzi ili direktno), obavezno prijavljuju nacionalnom operatoru tržišta. Informacije o ugovorenim transakcijama se prosleđuju operatoru prenosnog sistema koji je zadužen za nadgledanje realizacije ugovorenih obaveza svih učesnika i koji u slučaju odstupanja vrši balansiranje sistema u realnom vremenu. Stoga su svi učesnici na tržištu dužni da pošalju posebnu ponudu za svaki od 24 časa narednog dana (ponude ne moraju da se daju za svaki sat, a mogu i da budu identične za svaki sat), kako bi se znalo koliko će svaki proizvođač „uneti“ snage u sistem, sa kog mesta i u kom momentu, kako bi operator prenosnog sistema mogao što preciznije da upravlja sistemom. Takođe, berze

[52] Tekst objavljen u koautorskom radu (Jeremić & Latas, Rizici zloupotrebe tržišne moći na berzama električne energije, 2016).

primaju ponude pre podne do određenog sata (SEEPEX do 10.15), kada zatvaraju berzu za sutrašnji dan i na taj način ostavljaju dovoljno vremena operatoru prenosnog sistema da uoči i razreši eventualna zagušenja i probleme sigurnosti na mreži. Nakon toga, operator prenosnog sistema organizuje aukcije za sistemske usluge regulacije i obrtne rezerve, gde ponude iznose proizvodne kompanije, a kupac je operator prenosnog sistema (proizvodnim kompanijama se plaća određena cena, koja je niža od cene električne energije za držanje rezervnog kapaciteta). Bez preciznih i detaljnih informacija, operator prenosnog sistema ne bi mogao da uradi tačan proračun tokova snaga i potencijalno bi doveo do nemogućnosti realizacije ugovora sklopljenih na berzi ili direktnim trgovanjem. Iz navedenog proizilazi da je preduslov funkcionisanja tržišta električne energije održivi Power flow, bez povreda sigurnosti i zagušenja.

Na berzi se trgovina odvija putem centralizovane aukcije gde ponuđači unose svoje ponude (cenu i količinu), ponude se slažu naviše i na taj način kreiraju krivu ponude. Potrošači unose svoje ponude (cenu i količinu), ponude se slažu naniže i na taj način kreiraju krivu tražnje. Presek određuje ravnotežu tržišta, odnosno količinu i cenu po kojoj će se ona razmeniti. Ponude podnose licencirani učesnici u unapred određenoj elektronskoj formi i unapred određenom vremenskom roku. Nalozi mogu biti samo sa rokom važenja i mogu se odnositi samo na jedan ugovor. Jedan nalog se odnosi na jedan ugovor. Nalozi mogu biti prosleđeni u formi 24 naloga za 24 ugovora tokom dana. Za svaki portfolio poslednji set pojedinačnih naloga je onaj koji je važeći za dan isporuke ili za TSO. Nakon provere formalne ispravnosti i primene algoritma za određivanje MPC (market clearing price) dobija se MPC koja definiše koje su ponude prošle, a koje nisu. Ponude koje su prošle sklapaju ugovore sa berzom. Obračun i poravnanje može da vrši posebna služba u okviru berze, kao što je to slučaj u Sloveniji ili posebna firma koja se bavi tim poslovima (SEEPEX je taj posao poverio European Commodity Clearing AG).

6.2 Berze električne energije u susedstvu

OPCOM – rumunska berza električne energije je prva berza u regionu Jugoistočne Evrope koja je počela sa radom. Osnovana je 15. avgusta 2000. godine od strane rumunskog operatora prenosnog sistema Transelectrica S. A. kao jedinim akcionarom. Tržište dan unapred pokrenuto je u junu 2005. godine. Iste godine u novembru je pokrenuto centralizovano tržište zelenih sertifikata, a u decembru tržište bilateralnih ugovora putem javnih aukcija. U godinama koje su sledile pokrenuto je i tržište bilateralnih ugovora sa kontinuiranim pregovorima (2007), trgovina gasovima sa efektom staklene bašte (2010), unutar dnevno tržište (2011),

centralizovano tržište sa kontinuiranim dvostrukim pregovorima o bilateralnim ugovorima (2014), centralizovano tržište univerzalnih usluga (2015) i tržište prirodnog gasa (2018).

Integrišući dan unapred tržište električne energije sa dan unapred tržištima električne energije u Mađarskoj, Slovačkoj i Češkoj, putem mehanizma za povezivanje cena, 19. novembra 2014. godine, uspešno je lansiran projekat poznat kao 4M MC.

Prema izveštaju OPCOM za 2020. godinu (tabela 45), 321 učesnik na tržištu trgovao je 24,9TWh, ukupne vrednosti transakcija od 1,01 milijarda evra. Udeo berze na tržištu iznosio je 45,64%.

Tabela 45: OPCOM – osnovni podaci o trgovanju

godina	obim trgovanja (MWh)	dnevni prosek (MWh)	satni prosek (MWh)	prosečna cena (EUR/MWh)	vrednost (EUR)	broj aktivnih učesnika
2020	24.924.009	68.110	2.838	39,45	1.013.566.007	321
2019	23.132.935	63.450	2.644	50,32	1.225.953.012	336
% promene	7,74%	7,34%	7,34%	-21,60%	-17,32%	-14,99%

Izvor: Opcom godišnji izveštaji – obrada autora

Obim trgovine na berzi u 2020. godini se povećao za 7,74%.

HUPX je mađarska berza električne energije sa vodećom pozicijom u srednjoj i istočnoj Evropi. Uspostavljena je 2010. godine od strane MAVIR-a, mađarskog operatora prenosnog sistema. HUPX koristi EPEX platformu. HUPX je od strane Nacionalnog regulatornog tela Mađarske (MEKH) licenciran kao nominovani operator tržišta električne energije (NEMO).

Trgovina se odvija na dan unapred tržištu i unutardnevnom tržištu. Na dan unapred tržištu električne energije se može trgovati po satu i u blokovima za dan unapred. HUPX za dan unapred učestvuje u spajanju tržišta između češkog, slovačkog, mađarskog i rumunskog tržišta (4M MC).

HUPX je 9. marta 2016 uspostavio unutardnevno tržište (IDM). Da bi povećao efikasnost unutardnevnog trgovanja, HUPX se 19. novembra 2019. godine pridružio projektu XBID[53], kada je puštena u rad i European Single Intraday Coupling (SIDC)[54], što je rezultiralo trenutnim

53 XBID (Cross Border Intraday) – projekat povezivanja unutardnevnih tržišta preko platforme za kontinuirano trgovanje tokom dana.

54 SIDC (Single Intraday Coupling) –implicitni zonski mehanizam za dodelu kapaciteta koja omogućava kontinuirano prekogranično trgovanje na unutardnevnom tržištu.

značajnim povećanjem trgovine na HUPX unutardnevnom tržištu (prvih pola sata se trgovalo približno 3 puta više nego uobičajenog trgovačkog dana na unutardnevnom tržištu pre pridruživanja XBID-u).

U okviru HUPX grupe pored organizovanog tržišta električne energije HUPX deluju i Centralnoistočna evropska berza za prirodni gas (CEEGEX) i mađarska berza energetskih derivata HUDEX.

Godišnji izveštaj HUPX-a (tabela 46) pokazuje da je obim trgovine u 2020. godini povećan na 25,23 TWh, odnosno za 13,45% u odnosu na 2019. godinu. Vrednost transakcija je iznosila 985 miliona EUR. Prosečna dnevna trgovina bila je na nivou 69 TWh. Prosečna bazna cena za 2020. godinu iznosila je 39 EUR/MWh.

Tabela 46: HUPX – osnovni podaci o trgovanju

godina	obim trgovanja (MWh)	dnevni prosek (MWh)	satni prosek (MWh)	prosečna cena (EUR/MWh)	vrednost (EUR)	broj aktivnih učesnika
2020	25.234.486	68.948	2.873	39,00	985.279.803	64
2019	22.243.437	60.942	2.539	50,36	1.110.851.834	59
% promene	13,45%	13,14%	13,14%	-22,56%	-11,30%	8,47%

Izvor: HUPX godišnji izveštaji – obrada autora

Cena na mađarskoj berzi se uzima kao referentna kod utvrđivanja cena uvoznih / izvoznih transakcija sa električnom energijom u Makedoniji, Crnoj Gori i Albaniji.

BSP SouthPool je slovenačka berza električne energije osnovana u januaru 2008. godine od strane Borzena i Eurex-a, sa 51% odnosno 49% učešća. BSP nudi svojim klijentima mogućnost trgovanja na dan unapred tržištu, unutardnevnom tržištu i dugoročne ugovore, kao i mogućnost da pristupe jedinstvenom evropskom unutardnevnom tržištu (XBID) i da trguju fjučersima za baznu i vršnu električnu energiju u saradnji sa EEX.

BSP Southpool je potpuno integrisana u Evropsko tržište, imajući u vidu da je BSP jedna od retkih berzi električne energije u Evropi koja je povezana na svim svojim granicama.

U 2020. godini su 32 člana na dan unapred tržištu istrgovala 7,6 TWh, po prosečnoj ceni 37,54 EUR/MWh, ukupne vrednosti transakcija 291 milion evra (tabela 47). Udeo berze je 50% u odnosu na ukupnu potrošnju.

Tabela 47: BSP SouthPool – osnovni podaci o trgovanju

godina	obim trgovanja (MWh)	dnevni prosek (MWh)	satni prosek (MWh)	prosečna cena (EUR/MWh)	vrednost (EUR)	broj aktivnih učesnika
2020	7.614.324	20.808	867	37,54	291.277.712	32
2019	8.284.346	22.704	946	48,72	403.634.048	32
% promene	-8,09%	-8,35%	-8,35%	-22,95%	-27,84%	0,00%

Izvor: BSP trading results – obrada autora

Obim trgovanja se u 2020. godini smanjio za 8,1% i nijedan novi član se nije pridružio berzi.

U prva dva meseca 2016. godine započele su sa radom tri berze električne energije u regionu IBEX (Bugarska) 20. januara, CROPEX (Hrvatska) 11. februara i SEEPEX (Srbija) 17. februara, čiji rad nije imao značajnog uticaja na promet postojećih, energetskih berzi u regionu (HUPX, BSP, OPCOM), niti je uticao na cene HUPX-a.

IBEX – (Nezavisna bugarska berza) je osnovana u januaru 2014. godine od strane bugarskog energetskog holdinga (BEH) kao potpuno zavisno preduzeće. U februaru 2018. vlasništvo nad IBEX-om je preuzela Bugarska berza (BSE) nakon što je Evropska komisija zatražila prenos vlasništva nad IBEX-om, kako bi sprečila zloupotrebu dominantnog položaja.

IBEX je punopravni član MRC (Multi-Regional Coupling)[55], kao i pridruženi član PCR (Price Coupling of Regions)[56]. Od januara 2016. godine, IBEX je punopravni član udruženja evropskih energetskih berzi EUROPEX.

IBEX nudi pristup različitim trgovinskim platformama i organizovanim tržišnim segmentima i to platformi za trgovanje dan unapred (DAM), unutar dana (ID) i centralizovano tržište za bilateralne sporazume.

Prema mesečnim izveštajima za 2020. godinu (tabela 48), 83 učesnika na dan unapred tržištu, trgovalo je 15 TWh, što je u odnosu na 2019. godinu povećanje u iznosu od skoro 80%.

[55] Multi-Regional Coupling (MRC) je panevropska inicijativa posvećena integraciji tržišta dan unapred u Evropi.

[56] Price Coupling of Regions (PCR) je projekat evropskih berzi električnom energijom za razvoj jedinstvenog rešenja povezivanja cena koje će se koristiti za izračunavanje cena električne energije u celoj Evropi.

Tabela 48: IBEX – osnovni podaci o trgovanju

godina	obim trgovanja (MWh)	dnevni prosek (MWh)	satni prosek (MWh)	prosečna cena (EUR/MWh)	vrednost (EUR)	broj aktivnih učesnika
2020	15.002.381	42.183	1.758	39,28	613.635.791	83
2019	8.390.723	22.998	958	47,36	399.307.027	76
% promene	78,80%	83,42%	83,42%	-17,06%	53,68%	9,21%

Izvor: IBEX mesečni izveštaji – obrada autora

Prosečna dnevna trgovina je bila na nivou 42 GWh. Prosečna bazna cena u 2020. godini iznosila je 39,28 EUR/MWh.

CROPEX – Hrvatska burza električne energije d.o.o. počela je sa radom u februaru 2016. godine. Osnovana je od strane Hrvatskog operatora tržišta energije d.o.o. i Hrvatskog operatora prenosnog sustava d.o.o. koji svaki imaju po 50% vlasništva. Članovi berze mogu biti svi tržišni učesnici koji su stekli pravo trgovati na području Republike Hrvatske. Trguje se na dan unapred tržištu i unutardnevnom tržištu. Cropex koristi Nordool platformu trgovanja.

CROPEX je 19. maja 2018. godine izvršio uspešno povezivanje sa MRC tržištem.

Prema mesečnim izveštajima za 2020. godinu (tabela 49), 22 učesnika na dan unapred tržištu, trgovalo je 6,08 TWh, ukupne vrednosti transakcija od 0,23 milijardi evra.

Tabela 49: CROPEX – osnovni podaci o trgovanju

godina	obim trgovanja (MWh)	dnevni prosek (MWh)	satni prosek (MWh)	prosečna cena (EUR/MWh)	vrednost (EUR)	broj aktivnih učesnika
2020	6.076.726	16.606	692	38,03	232.154.690	22
2019	5.250.202	14.373	599	49,25	261.994.663	20
% promene	15,74%	15,53%	15,53%	-22,78%	-11,39%	10,00%

Izvor: CROPEX mesečni izveštaji – obrada autora

Prosečna dnevna trgovina je bila na nivou 17 GWh. Prosečna bazna cena u 2020. godini iznosila je 38,03 EUR/MWh.

Uporedni pregled osnovnih pokazatelja poslovanja berzi u okruženju predstavljen je u tabeli 50.

Tabela 50: Uporedni pregled poslovanja SEEPEX i berzi u okruženju u 2020. godini

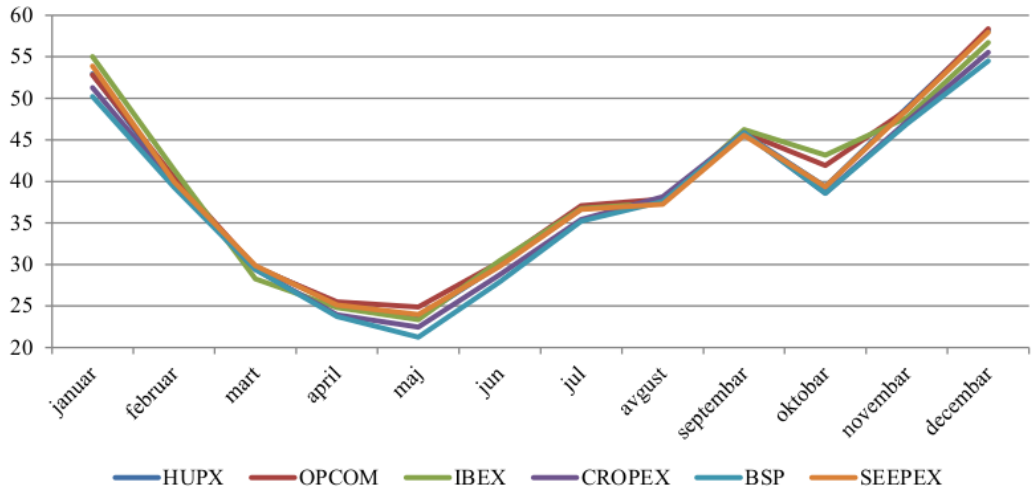
pokazatelji	OPCOM	HUPX	BSP	IBEX	CROPEX	SEEPEX
početak poslovanja	2000	2010	2008	2016	2016	2016
broj aktivnih učesnika	360	64	32	83	22	22
obim trgovine MWh	24.924.009	25.234.486	7.614.324	15.002.381	7.640.169	234.667
prosečan obim dnevne trgovine MWh	68.110	68.947,8	20.808,4	42.183,1	16.606,1	7.693,6
prosečna cena EUR/MWh	39,45	39	37,54	39,28	38,03	38,97
vrednost transakcija u milionima EUR	1.014	985	291	614	232	111

Izvor: Godišnji/mesečni izveštaji HUPX, OPCOM, IBEX, CROPEX, BSP i SEEPEX, obrada autora

Dve najveće berze u okruženju su OPCOM i HUPX sa obimom prometa od 25 TWh. Od samog uspostavljanja novijih berzi u regionu IBEX ima najveći promet, dok je promet na SEEPEX-u značajno niži od svih berzi u okruženju, pogotovo u prvoj godini poslovanja kada je bio gotovo neznatan. IBEX zbog veličine tržišta i postojanja nezavisnih proizvođača električne energije beleži sve veći obim trgovine. Obim trgovanja na CROPEX se povećava iz godine u godinu, te je prethodne godine nadmašio obim trgovanja na već etabliranoj berzi BSP. Postepeno, SEEPEX, CROPEX i IBEX su poboljšale likvidnost i obim trgovine, pogotovo IBEX koji je u prethodnoj godini povećao obim prometa za 80% Uprkos rastućem trendu obim trgovanja na SEEPEX i CROPEX je značajno manji u odnosu OPCOM i HUPX.

Cene na berzama u okruženju su ujednačene kako na godišnjem nivou tako i po mesecima (slika 37), sa malim odstupanjima u maju i oktobru.

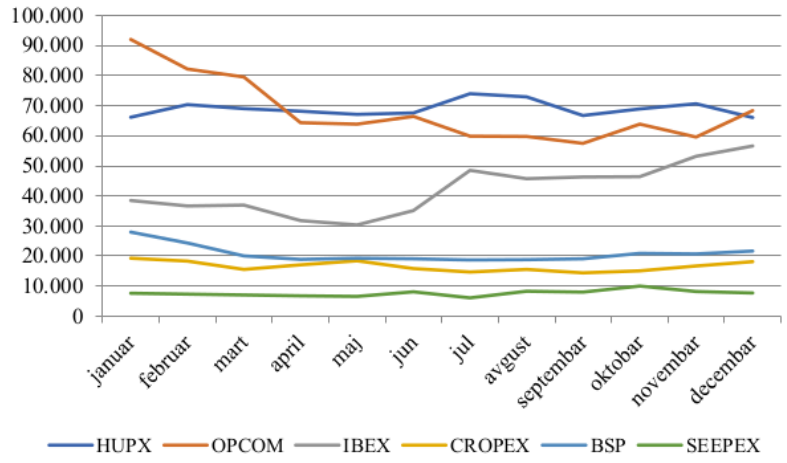
Slika 37: Kretanje prosečnih cena po mesecima



Izvor: Godišnji/mesečni izveštaji HUPX, OPCOM, IBEX, CROPEX, BSP i SEEPEX, obrada autora

Prosečan obim dnevne trgovine (slika 38) je u nivou godišnjeg proseka, osim na OPCOM-u i IBEX-u gde postoje značajne oscilacije na mesečnom nivou. Promet na IBEX-u od juna meseca ima trend rasta, te se približava nivou prosečnih dnevnih prometa na OPCOM-u i HUPX-u.

Slika 38: Prosečan dnevni promet po mesecima



Izvor: Godišnji/mesečni izveštaji HUPX, OPCOM, IBEX, CROPEX, BSP I SEEPEX, obrada autora

U WB6 regionu jedino Srbija ima razvijeno organizovano tržište električne energije. Albanija, Kosovo* i Crna Gora su osnovali berze koje još uvek nisu počele sa radom:

ALPEX – albanski operator prenosnog sistema OST i kosovski* operator prenosnog sistema KOSTT su u oktobru 2020. godine osnovali Albansku berzu električne energije (ALPEX) sa sedištem u Tirani, koja bi trebalo da upravlja dan unapred tržištem električne energije u Albaniji i na Kosovu*, kao i povezivanjem tržišta. ALPEX još uvek nije odabrao platformu za dan unapred tržište i povezivanje tržišta.

MEPX – crnogorska berza električne energije kojom upravlja kompanija BELEN, osnovana je 21.07.2017. godine od strane CGES (Crnogorski elektroprenosni sistem AD), COTEE (Crnogorski operator tržišta električne energije) i EPCG (Elektroprivreda Crne Gore). Belen je odabrao Nordpool platformu trgovanja. Trgovanje na berzi još uvek nije započeto.

6.3 Organizovano tržište električne energije u Srbiji

Organizovano tržište električne energije je definisano Zakonom o energetici iz 2014. godine, kao institucionalno regulisani odnos između ponude i tražnje učesnika na tržištu električne energije, sa unapred utvrđenim standardizovanim proizvodima i fizičkom isporukom, u vremenskom okviru dan unapred i „unutar dana“, prepoznajući upravljanje organizovanim tržištem električne energije kao energetsku delatnost. Zakon o energetici iz 2014. godine, članom 179. je obavezao J. P. Elektromreža Srbije da kao operator prenosnog sistema, osnuje operatora tržišta, čija je delatnost upravljanje organizovanim tržištem električne energije.

Usklađivanje legislative u oblasti energetike i finansijskog zakonodavstva donelo je značajne promene u pravnom okviru koji reguliše pitanje rada organizovanog tržišta električne energije što je omogućilo uspostavljanje berze. Donošenjem Pravilnika o licenci za obavljanje energetske delatnosti i sertifikaciju, stekli su se uslovi za izdavanje i oduzimanje dozvola, a stranim privrednim društvima je omogućeno obavljanje energetske delatnosti veleprodaje električne energije i sticanje licence za isto. Zakon o energetici je doneo jednu bitnu novinu – predvideo je mogućnost kliringa i finansijskog poravnanja na organizovanom tržištu u Evropi, čime je omogućeno da svi transferi po osnovu finansijskog poravnanja između učesnika na organizovanom tržištu električne energije budu izvršeni u EUR.

Nakon usaglašavanja pravnog okvira i dobijanja svih potrebnih odobrenja, SEEPEX je 14. jula 2015. godine registrovan kao akcionarsko društvo od strane JP EMS i EPEX SPOT, sa

vlasničkim udelom 75% i 25% respektivno. Trgovina na SEEPEX-u je započela 17. februara 2016. godine. SEEPEX je jedino privredno društvo u Srbiji koje ima licencu za upravljanje organizovanim tržištem električne energije.

Osnovna delatnost SEEPEX-a je upravljanje organizovanim tržištem električne energije (berze električne energije) za Srbiju. Cilj SEEPEX-a je da obezbedi transparentan i pouzdan mehanizam za formiranje veleprodajnih cena na tržištu električne energije, usklađivanjem ponude i tražnje po fer i transparentnoj ceni i da osigura da sve transakcije zaključene na SEEPEX-u budu isporučene i plaćene (SEEPEX). Uloga SEEPEX-a je takođe da ojača poverenje koje tržište i javnost imaju na tržištu SEEPEX-a, njegove mehanizme za određivanje cena i referentnost berzanskih cena (Vučković, 2017).

SEEPEX obezbeđuje tržišno mesto na kome članovi berze šalju svoje naloge za kupovinu ili prodaju električne energije unutar srpskog područja isporuke. Njegova uloga je transparentno usklađivanje ovih naloga, prema pravilima javnog tržišta koji između ostalog opisuju prioritete i algoritme koji se koriste za usklađivanje naloga, iz čega proizilaze pravno obavezujući sporazumi o kupovini ili prodaji određene količine električne energije za odobrenu cenu.

Pošteno i uredno izvršavanje naloga svih članova berze, garantuje se prenosom svih trgovinskih poslova na centralnu ugovornu stranu European Comomodity Clearing (ECC), koja preuzima obaveze kupca da plati električnu energiju prodavcu, odnosno prodavca da isporuči električnu energiju kupcu.

SEEPEX na dnevnom nivou objavljuje cene koje proizilaze iz trgovanja. S obzirom na to da cene proizilaze iz otvorene i transparente konkurencije, one najbolje odražavaju stanje na tržištu i kao takve predstavljaju referentne cene za veleprodajno tržište Srbije.

Trgovanje na SEEPEX je na dobrovoljnoj osnovi, a mere za podsticanje likvidnosti nisu preduzete. Trguje se na dan unapred aukcijama tokom 24 pojedinačna sata, tokom svih 365 dana u godini, koje imaju dva načina dostavljanja ponuda i to linearna sa 256 cena/količina kombinacija za svaki pojedinačni sat narednog dana (cene moraju biti između 0,0 € / MWh i 3000 € / MWh) i blok ponuda koja je predviđena za više sati u bloku i funkcioniše po principu sve ili ništa (prihvaćena za sve sate ili je u potpunosti odbijena). U blok ponudi je dozvoljeno unositi različite količine električne energije za svaki sat, ali se za ceo blok nudi jedna cena. Blok trgovina uvedena je na SEEPEX 22. marta 2017. godine. Kada je uvedeno blok trgovanje maksimalna veličina bloka je bila 10 MWh, krajem 2019. godine povećana je na 20 MWh, a

početkom 2020. godine na 30 MWh. Uvođenje blok ponude rezultiralo je povećanjem likvidnosti, što je rezultiralo povećanjem obima trgovine.

Sve ponude za kupovinu i prodaju električne energije u određenom satu sledećeg dana se prikupljaju u postupku aukcije i izračunava se jedinstvena cena za svaki sat u danu. Članovi berze, preko ETS platforme predaju svoje naloge za kupovinu i prodaju u periodu od 45 dana pre dana trgovanja do 10:15 h na dan trgovanja. Knjiga narudžbi se zatvara u 10:15 h, a rezultati se objavljuju na veb stranici berze do 10:30 h. Informacije o trgovanju se odmah dostavljaju ECC-u radi kliringa. ECC je dužan da pre 14:00 h na dan trgovanja dostavi EMS-u okvirni raspored za naredni dan.

Učesnici na berzi bilo domaći ili strani moraju posedovati licencu izdatu od strane Agencije za energetiku Republike Srbije (AERS). Domaće kompanije mogu da poseduju jednu od sledećih licenci: licencu za snabdevanje, licencu za proizvodnju ili licencu za snabdevanje na veliko, dok je za strane kompanije predviđeno da imaju licencu za snabdevanje na veliko. Pored njih, na berzi, takođe, mogu učestvovati i krajnji korisnici, industrijski kupci, koji kupuju električnu energiju za sopstvene potrebe, kao i operatori prenosnog i distributivnog sistema za nabavku energije za pokrivanje gubitaka na mreži. Učesnici mogu da trguju za račun treće strane.

SEEPEX se može smatrati tržišno konkurentnim imajući u vidu da su i HHI purchase = 820 i HHI sales = 938 manji od 1500. Uobičajena mera tržišne koncentracije je Herfindahl-Hirschmanov indeks (HHI) i koristi se za određivanje tržišne konkurentnosti. Tržište sa HHI manjim od 1.500 smatra se konkurentnim tržištem (SEEPEX, 2020).

Ukupna količina električne energije kojom se trgovalo na SEEPEX-u u 2020. godini iznosila je 2.816 GWh. Udeo električne energije kojom se trguje na organizovanom tržištu u odnosu na bruto potrošnju u Srbiji (33.853 GWh) iznosio je 8,3%, dok je 21,2% udeo razmene u odnosu na isporučenu energiju krajnjim kupcima koja se snabdeva na slobodnom tržištu (maloprodajno tržište). Udeo berze električne energije na celokupnom veleprodajnom tržištu, koje uključuje bilateralno i organizovano tržište, iznosio je 21,4% (SEEPEX, 2020). Poređena radi, u 2020. godini 300 članova EPEX trgovalo je 615 TWh, što predstavlja trećinu godišnje potrošnje električne energije u Evropi.

Ključni pokazatelji rada berze od njenog osnivanja do 2020. godine predstavljeni su u tabeli 51.

Tabela 51: Ključni pokazatelji SEEPEX 2016–2020.

pokazatelji	2016	2017	2018	2019	2020
max dnevna bazna cena (EUR/MWh)	63,14	151,31	84,64	120,74	113,25
min dnevna bazna cena (EUR/MWh)	9,14	9,89	8,07	21,01	8,18
max dnevna vršna cena (EUR/MWh)	75,72	181,55	100,6	143,5	155,62
min dnevna vršna cena (EUR/MWh)	6,32	14,99	5,64	22,72	6,32
prosečna dnevna bazna cena (EUR/MWh)	34,75	51,05	50,15	50,58	38,97
prosečna dnevna vršna cena (EUR/MWh)	38,81	59,19	55,78	56,79	43,39
max satna cena (EUR/MWh)	93,63	205,68	126,98	153,49	165,58
minimalana satna cena (EUR/MWh)			0	0,53	0,93
maksimalna dnevna količina (MWh)	7.177	8.270,6	12.367,6	13.483	13.977,7
miimalna dnevna količina (MWh)	0	260,2	920,3	3518,8	3739,2
ukupna godišnja količina (MWh)	533.270,1	847.556,7	2.318.341,8	2.528.201,3	2.816.007,1
prosečna dnevna količina (MWh)	1.677,0	2.319,9	6.351,62	6.926,58	7.693,56
max satna količina (MWh)	441,7	551,6	846	772	892
min satna količina (MWh)			1,3	41,9	83,5

Izvor: SEEPEX, obrada autora

Primetan je značajan i kontinuiran rast u obimu trgovine i to na godišnjem, mesečnom i dnevnom nivou, kao i povećanje broja učesnika na berzi, što ukazuje na rast poverenja.

SEEPEX je započeo svoj svakodnevni rad na tržištu sa 6 učesnika 17. februara 2016. godine. Broj učesnika se iz godine u godinu povećao, te je trenutno na berzi registrovano 25 učesnika iz 12 zemalja (tabela 52).

Tabela 52: Članovi berze SEEPEX

Ime učesnika	Država	2016	2017	2018	2019	2020	2021
GEN-I	SI	x	x	x	x	x	x
Energy Financing Team AG	CH	x	x	x	x	x	x
Interenergo d.o.o.	SI	x	x	x	x	x	x
JP Elektroprivreda Srbije	RS	x	x	x	x	x	x
Alpiq Energy SE	CZ	x	x	x	x	x	x
HEP d.o.	HR	x	x	x	x	x	x
MVM Partner Serbia d.o.o. Beograd	RS	x	x	x	x	x	x
Statkraft Markets GmbH	DE	x	x	x	x	x	x
EMS a.d. Beograd	RS	x	x	x	x	x	x
Holding Slovenske Elektrane d.o.o.	SI	x	x	x	x	x	x
Ezpada s.ro.	CZ	x	x				
Tinmar Energy SA	RO	x	x				
Arelco Power s.r.l	RO	x	x				
ERS (Elektroprivreda Republike Srpske)	BA		x	x	x	x	x
Petrol d.d. Ljubljanja	SI		x	x	x	x	x
Centrica Energy Trading A/S (Neas Energy A/S)	DK		x	x	x	x	x
Danske Commodities A/S	DK			x	x	x	x

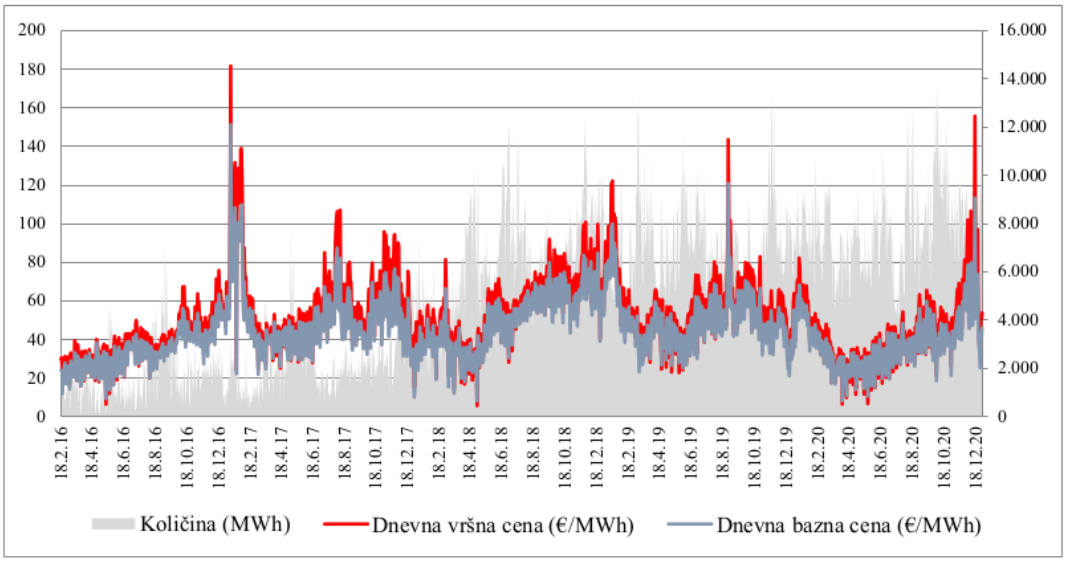
Energy Supply	BG			x	x	x	x
NIS a.d. Novi Sad	RS			x	x	x	x
Freepoint Commodities Europe LLP	GB			x	x	x	x
AB Energo d.o.o. Beograd	RS			x			
Energi Danmark A/S	DK				x	x	x
Axpo Solutions AG	CH				x	x	x
Energovia EOOD	BG					x	x
Grand Energy Distribution	BG					x	x
Strategic Energy Trading Energy Societe Anonyme	GR					x	x
Enel Global Trading SpA	IT						x
EDF Trading Limited	GB						x
Enerjisa Europe Korlatolt Felelossegu Tarsasag	HU						x
Ukupno članova		13	16	18	19	22	25

Izvor: SEEPEX, obrada autora

Povećavanje broja članova dovodi do veće likvidnosti, što opet daje dobar signal novim kompanijama da pristupe SEEPEX-u.

Najveći dnevni obim trgovine od početka poslovanja postignut je 02.10.2020. godine kada je istrgovano 13.978 MWh. Najmanji dnevni promet u 2020. godini zabeležen je 23.07.2020. godine i iznosio je 3.739,2 MWh, što je u odnosu na prethodnu godinu više za 6,3%. Najveća satna cena postignuta je 17. decembra i iznosila je 165,58 EUR/MWh (slika 39).

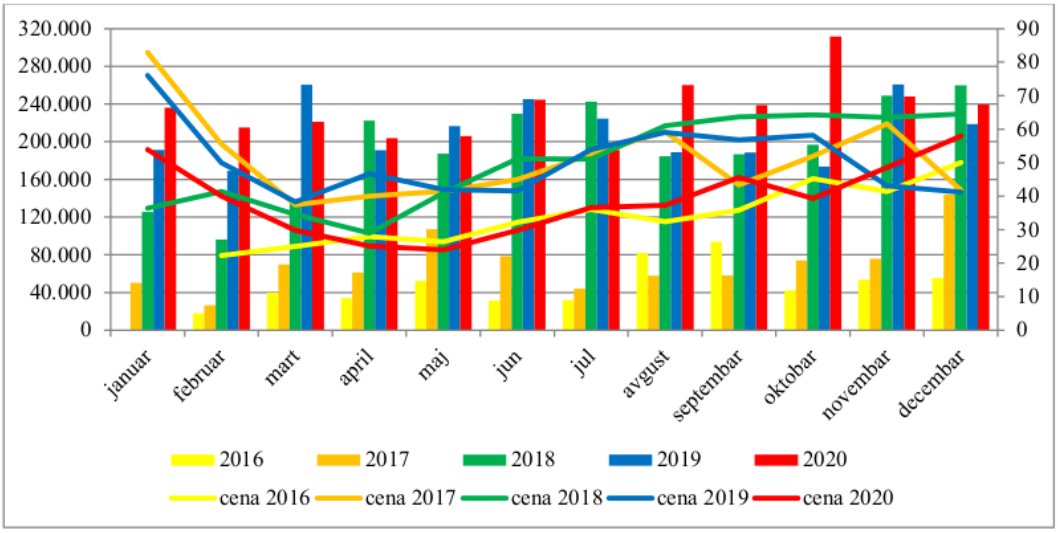
Slika 39: Količina – cena po danima



Izvor: SEEPEX, obrada autora

Kada se posmatra obim trgovine po mesecima (slika 40), može se uočiti značajan rast obima trgovanja na mesečnom nivou u prve tri godine poslovanja, dok je u poslednje dve godine taj rast nešto sporiji, ali i dalje prisutan.

Slika 40: Količina – cena po mesecima

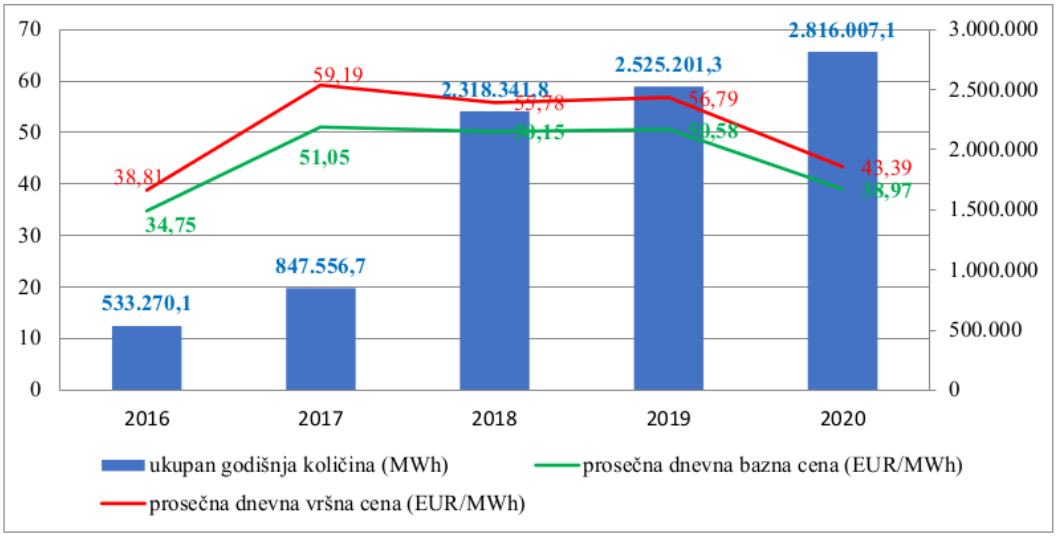


Izvor: SEEPEX – obrada autora

U oktobru 2020. godine je zabeležen najveći obim mesečne trgovine od 312 GWh. Najmanji obim trgovanja u 2020. godini ostvaren je u julu i iznosio je 191 GWh.

Rast obima trgovanja je bio veoma izrazit u trećoj godini poslovanja (slika 41), kada se obim trgovine na godišnjem nivou gotovo utrostručio.

Slika 41: Količina – cena po godinama



Izvor: SEEPEX, obrada autora

Prosečan godišnji obim trgovine je u 2020. godini u odnosu na 2019. godinu povećan za 11,38%, dok je prosečna godišnja cena u istom periodu zabeležila pad od 22,95%.

Iako je primetan značajan porast obima trgovanja, srpsko tržište se i dalje može smatrati nelikvidnim.

Fjučersi na električnu energiju sa finansijskim poravnanjem za područje srpskog tržišta uvedeni su 03. juna 2019. godine od strane European Energy Exchange (EEX) u saradnji sa SEEPEX. EEX je ponudio na tržištu osnovne nedeljne, mesečne, kvartalne i godišnje fjučerse sa finansijskim poravnanjem koje se vrši u odnosu na spot-tržišnu cenu za dan unapred u Srbiji, koju objavljuje SEEPEX. Prva trgovina srpskim mesečnim fjučersima na EEX je registrovana 18. juna za jul 2019. godine po ceni od 51,45 EUR/MWh. U 2020. godini obim trgovanja srpskim fjučersima na EEX je iznosio 261 MWh.

Uvođenje fjučersa za srpsko tržište na EEX je izuzetno važno za celokupan investicioni okvir jer srpskom tržištu pruža dugoročnu referentnu cenu i mogućnost zaštite od cenovnih rizika, a istovremeno obezbeđuje SEEPEX-u dodatnu likvidnost i potencijalno dovodi nove članove na srpsku berzu.

6.3.1 Povezivanje tržišta kao ključ razvoja SEEPEX-a

Evropska unija sprovodi plan povezivanja manjih regionalnih tržišta u jedno zajedničko panevropsko tržište, sa ciljem efikasnijeg korišćenja prekograničnih prenosnih kapaciteta i izjednačavanja cena električne energije. Povezivanje tržišta je u suštini povezivanje operatora prenosnog sistema i berzi električne energije između dve ili više država. Osnovni cilj povezivanja tržišta je iskorišćavanje prekograničnih prenosnih kapaciteta, kojih uglavnom nema u dovoljnoj meri, na najefikasniji način. Multi Regional Coupling (MRC) je panevropska inicijativa posvećena integraciji berzi električne energije u Evropi (slika 42). MRC se oslanja na jedan jedini algoritam, koji istovremeno izračunava cene tržišta električne energije, neto pozicije i tokove na interkonektorima između zona trgovanja.

Slika 42: Multi regional Coupling



Izvor: www.ote.cr.cz

Uspešno povezivanje 4M MC sa MRC je izvršeno 17.06.2011. godine.

Pored jedinstvene cene, povezivanje tržišta donosi još nekoliko značajnih prednosti (PCR Project Main Features, 2020):

- podstiče likvidnost, transparentnost i efikasnost tržišta širom Evrope,
- dovodi do optimalnog korišćenja prekograničnih kapaciteta,
- uklanja nepotreban rizik odvojenog trgovanja električnom energijom i prekograničnim kapacitetima.

Povezivanjem tržišta se smanjuje rizik i trošak trgovanja, što privlači nove učesnike na tržište. Novi učesnici smanjuju tržišnu moć aktivnih učesnika na tržištu, povećavaju efikasnost na tržištu i smanjuju cenu za potrošače.

SEEPEX je uključen u nekoliko inicijativa spajanja tržišta. SEEPEX i HUPX su preduzele aktivnosti u pravcu spajanja te dve berze, koji je rezultirao potpisivanjem Memoranduma o razumevanju u februaru 2018. godine. Ovo partnerstvo će biti glavni pokretač u integrisanju jugoistočnog regiona sa panevropskim tržištem električne energije. Takođe, pokrenuta je i inicijativa za povezivanje tržišta Hrvatske, Srbije i Bugarske, kao i inicijativa za povezivanje tržišta Albanije, Italije, Crne Gore i Srbije (Stojčevski, 2018).

Glavna prepreka u primeni ovih projekata je pored nepostojanja NEMO i transpozicija CACM u srpsko zakonodavstvo. Takođe, neophodno je i definisati kako će se vršiti raspodela troškova povezivanja tržišta između operatora prenosnog sistema i berze, koja mora biti odobrena od strane regulatornog tela u skladu sa evropskom praksom. Očekuje se da će ovo pitanje biti rešeno tokom 2021. godine.

SEEPEX je takođe deo Trinity projekta, čiji je cilj da unapredi saradnju i koordinaciju između operatora prenosnih sistema jugoistočne Evrope u cilju podrške integraciji tržišta električne energije u regionu, istovremeno promovišući veći prodor čiste energije. SEEPEX bi trebalo da, u saradnji sa drugim partnerima u konzorcijumu, isporuči alate koji imaju za cilj da poboljšaju trgovinu električnom energijom u regionu Jugoistočne Evrope. Prezentacija ovih alata planirana je za 2022. i 2023. godinu.

6.4 Poređenje tržišta akcija na Beogradskoj berzi i SEEPEX-a

Da bi se analizirale performanse trgovanja koje se odvija na berzi električne energije, kao obliku energetske robne berze i uporedile sa performansama tržišta na finansijskoj berzi, prvo je potrebno dati odgovor na pitanje da li je moguće i svrsishodno porediti ove dve berze. Polazna pretpostavka je da je poređenje performansi moguće i svrsishodno, da se iz takvog poređenja mogu dobiti korisni nalazi za unapređenje i razvoj obe berze, pogotovo što obe berze posluju u istom privredno sistemskom ambijentu. Argumentacija za takav pristup nalazi se u činjenici da su principi na kojima se zasniva svaka berza u suštini isti, ali se predmeti trgovanja razlikuju, zavisno od toga da li se trguje akcijama, određenom vrstom berzanske robe ili derivatima na te različite predmete trgovanja, iz čega sledi da se neka iskustva u radu i razvoju Beogradske berze, kao finansijske berze, mogu primeniti i na berzu električne energije, kao i da je stoga moguće upoređivati performanse koje imaju obe pomenute berze.

Strateški posmatrano, i finansijska berza i berza električne energije su od ključnog značaja za dalji privredni razvoj zemlje, o čemu je i Evropska komisija na oba segmenta usvojila jasne preporuke[57].

Obe srpske berze su nelikvidne, sa malim obimom prometa, s tim da se nalaze u različitim razvojnim ciklusima, obim prometa na Beogradskoj berzi se sveo na neznatan nivo, dok SEEPEX beleži kontinuirani rast (tabela 53). Strateško partnerstvo sa snažnim partnerom iz EU (EPEX SPOT) i tendencija razvoja jedinstvenog evropskog tržišta električne energije su svakako doprinele ubrzanom razvoju SEEPEX-a.

Tabela 53: Poređenje tržišta akcija na Beogradskoj berzi i SEEPEX-a

	BEOGRADSKA BERZA	**SEEPEX**
Likvidnost	Plitko i nelikvidno tržište	Nedovoljno likvidno tržište, ali raste likvidnost
Tržišni balans	Debalans tržišta: velika ponuda, mala tražnja	Postoji problem debalansa
Efikasnost tržišta	Neefikasno tržište koje ne obezbeđuje referentnu tržišnu cenu. Cene akcija su potcenjene usled nedostatka tražnje i visokih rizika	Još uvek neefikasno tržište, ali postoji trend rasta obima prometa, a time i rasta efikasnosti tržišta, čime će i berzanska cena postati referentnija
Tržišni indexi	Uspostavljeni indexi, ali usled nelikvidnosti ne daju pouzdane signale učesnicima na tržištu, broj kompanija opada	Teškoće uspostavljanja referentnih „benčmark" pokazatelja o kretanju tržišta, kratka vremenska serija merenja volatilnosti tržišta
Članovi berze	Mali finansijski kapaciteti članova berze	Finansijski jaki članovi uz rast broja i perspektivu ulaska većih trgovaca sa porastom prometa
Regionalno povezivanje	Teškoće u regionalnom povezivanju berzi, postojeća platforma *SEE link* nije u punoj funkciji	Regionalno povezivanje je imperativ, razvija se, ali relativno sporo
Saldiranje	Problem saldiranja transakcija na regionalnom tržištu	Kliring i saldiranje preko European Commodity Clearing AG (ECC).
Prenos sredstava	Efikasan prenos sredstava u zemlji, ali otežan na regionalnom nivou	Problem prenosa zbog nedovoljnih i zastarelih kapaciteta i kvaliteta prenosne mreže.
Sigurnost	Potpuno sigurne transakcije usled efikasnog i brzog platnog prometa	Rizik neisporučenja u ugovorenom roku zbog nemogućnosti skladištenja i poremećaja na tržištu izazvanih prirodnim faktorima
Atraktivnost tržišta	Neatraktivno tržište za velike investitore	Očekivani ulazak novih tržišnih učesnika proporcionalan rastu likvidnosti usled regionalnog povezivanja
Tržište derivata	Nema perspektive razvoja tržišta finansijskih derivata	EEX je za srpsko tržište uveo fjučerse za električnu energiju sa finansijskim poravnanjem u odnosu na spot cenu koju objavljuje SEEPEX
Obim trgovanja	Permanentni pad tržišne kapitalizacije i delistiranje	Permanentni rast obima trgovanja i ulazak novih tržišnih učesnika

[57] Videti više Energy Community, Memorandum of Understanding (MoU) of Western Balkan 6 on Regional Electricity Market Development and Establishing a Framework for Other Future Collaboration https://www.energy-community.org/regionalinitiatives/WB6/MoU.html i European Commission, *Green paper: Building a Capital Markets Union*, http://ec.europa.eu/finance/consultations/2015/capital-markets-union/docs/green-paper_en.pdf.

Razvoj tržišta	Bez programa razvoja tržišta kapitala nema oporavka Beogradske berze. Regionalne integracije kao jedan od tih uslova su složen problem	Izvestan je razvoj tržišta koji je prevashodno generisan povezivanjem i integrisanjem u evropsko tržište

Izvor: obrada autora

Globalizacija i deregulacija, kako finansijskih tokova tako i tržišta električne energije, uključujući i sve veći značaj derivata, upućuju na nužnost integracija za razvoj berzanskog poslovanja u Srbiji, pogotovo imajući u vidu veličinu, likvidnost i obim trgovanja na srpskom tržištu kako kapitala tako i električne energije.

SEEPEX je još uvek u početnoj fazi razvoja budući da posluje tek nekoliko godina, ali je već dosta urađeno na formiranju regionalne berze električne energije koja ima dobru perspektivu rasta i razvoja. Predstoji, međutim, još dosta posla da bi se ova berza razvijala. U prvom redu to je dalje unapređenje regulative, zatim mere za eliminisanje prepreka za ulazak na tržište, mere za prevenciju zloupotrebe tržišne moći na berzi i ograničavanje uticaja operatora sa značajnom tržišnom snagom. Pored toga, ključne su dodatne mere za jačanje likvidnosti tržišta kroz obavezu trgovanja određenim količinama električne energije na organizovanim tržištima, uvođenje market mejkera, kao i mere za sprečavanje potencijalnih manipulacija na berzi.

Iskustva dosadašnjeg poslovanja Beogradske berze bi u nekim segmentima mogla biti korisna u planiranju i budućem razvoju SEEPEX-a. To bi značilo i da se do sada stečena znanja u oblasti analize berzanskog tržišta akcija, kao što su na primer metode procene rizika i optimizacije odnosa prinosa i rizika, kao ključna za investitore i portfolio menadžere, sa pripadajućim statističko-matematičkim metodama, mogu u modifikovanoj formi koristiti i primeniti i na tržište električne energije, naravno, uz razumevanje svih specifičnosti.

Povezivanje sa drugim tržištima jedini je efikasan način za uspešan dalji razvoj i finansijske i berze električne energije, jer samo integracije tržišta mogu rešiti problem malog, fragmentiranog tržišta koje zbog nelikvidnosti i malog obima prometa nije zanimljivo investitorima. Spajanje tržišta je lakše izvodljivo kod berze električne energije, jer je kod nje predmet trgovanja homogen, kliring i saldiranje rešeno, a povezivanje je diktirano i tehničko-tehnološkim faktorima, koje je lakše harmonizovati između različitih država.

Kod finansijske berze razvoj neće biti moguć ukoliko se na njoj ne pojavi određeni broj velikih kompanija. Izlazak Elektroprivrede Srbije na listing Beogradske berze u tom smislu bi bio od izuzetne važnosti, jer se radi o najvećoj nacionalnoj elektroenergetskoj kompaniji koja

bi sigurno privukla pažnju velikih portfolio investitora, a postojećim učesnicima na tržištu proširila bi portfolio za ulaganje. Kotiranje akcija na Beogradskoj berzi bi, na izvestan način, dovelo i do veće povezanosti finansijske berze i berze električne energije, naročito sada kada su kreirani fjučersi na električnu energiju, što bi dalo podsticaj pojavi većih investitora koji prate energetski sektor.

Nastavak regionalnih povezivanja u sistem panevropskog tržišta uslov je i za uspostavljanje likvidnosti i razvoj tržišta finansijskih derivata i na njemu zasnovanih modernih finansijskih instrumenata, što je takođe mnogo realnije za berzu električne energije, budući da je ona već i u ovoj, početnoj fazi u izvesnom stepenu integrisana u regionalno tržište i koristi iste platforme za trgovanje i saldiranje transakcija kao i razvijene berze. Mada se integracije odvijaju uspešno, preovlađuje ocena da one ipak nisu dovoljno brze.

Problem transparentnosti prisutan je u radu obe berze. Beogradska berza obezbedila je izloženost svih vrsta informacija koje finansijska berza treba da pruži, ali nema dovoljne transparentnosti kompanija čijim se akcijama trguje, finansijski izveštaji nisu dovoljno pouzdani, informacije koje utiču na cene akcija se ne objavljuju blagovremeno, a postoje još uvek regulatorna i fiskalna ograničenja koja bi trebalo otkloniti u cilju privlačenja investitora. Postojeće baze podataka imaju dovoljno dugu vremensku seriju da pruže mogućnost primene kompletnog statističkog instrumentarijuma za procenu kretanja prinosa i rizika, kao i za kvalitetan portfolio menadžment za optimizaciju portfolija, ali nelikvidno tržište i mali obimi trgovanja čine tržište akcija neefikasnim, a dobijene rezultate primenom poznatih metoda čine nepouzdanim. Mada je indeks Beogradske berze BELEX15 kreiran još 2005. godine, on ne predstavlja kvalitetan reper za tržišna kretanja, a broj kompanija od kojih je komponovan se smanjivao. S druge strane, SEEPEX još uvek nema dovoljno dugu vremensku seriju da bi se na kvalitetan način primenjivale metode analize koje se primenjuju na drugim finansijskim tržištima i na razvijenim tržištima električne energije. Pored toga, cene na SEEPEX-u još uvek prate kretanje potrošnje u Evropi, a ne situaciju u Srbiji, pa sledstveno tome i trend kretanja cena direktno prati kretanje cena u regionu, a prvenstveno na HUPX. Dodatni problem je što je tržište električne energije ipak specifično i teže je faktore koji utiču na berzansku cenu ubaciti u određene standardizovane modele predviđanja kretanja cena. Tek treba konstruisati odgovarajući index tržišta električne energije zasnovan na njegovoj volatilnosti, ali je za njegov kvalitet kao pokazatelja kretanja tržišne cene uslov dovoljno duga vremenska serija i uspostavljanje efikasnog tržišta sa dovoljnim stepenom likvidnosti i obima prometa. Na postojećem spot tržištu „dan unapred“ mogućnosti predviđanja kretanja cene na tržištu

primenom postojećih uobičajenih metoda nisu dovoljno pouzdane. Uspostavljanjem tržišta derivata kroz razvoj fjučersa, forvarda i opcija, mogućnosti primene ovih metoda bi bile značajno povećane. Treba, međutim, imati u vidu da ni velike evropske berze, kada se radi o tržištu finansijskih derivata na električnu energiju, nisu dovoljno efikasne, pa se to pogotovo ne može očekivati za mala regionalna tržišta, već je to stvar dugoročnog razvoja. Značajno je, međutim, da su Evropska energetska berza (EEX) i SEEPEX započeli saradnju za uvođenje fjučersa električne energije, pa su se od juna 2019. godine na tržištu pojavili fjučersi sa finansijskim poravnanjem u odnosu na spot cenu u Srbiji koju objavljuje SEEPEX, što pruža mogućnost zaštite od rizika promena cena električne energije, doprinosi formiranju referentne cene električne energije u određenim vremenskim periodima i otvara mogućnosti investiranja u nove finansijske instrumente. Sve to doprinosi i razvoju celokupnog finansijskog tržišta u Srbiji. Stoga je praćenje razvoja SEEPEX-a važno i za kompletnu infrastrukturu koja se formirala oko Beogradske berze: Komisiju za hartije od vrednosti, kao regulatora, zbog budućeg razvoja na segmentu finansijskih derivata, Centralnog registra, brokera, dilera i portfolio menadžera, jer svoja stečena znanja mogu iskoristiti za uključivanje na ovo tržište i za investiranje u derivate. Uvođenjem finansijskih derivata na električnu energiju značajno će se, dakle, unaprediti ne samo energetski sektor, već celokupan privredni ambijent, pa samim tim i finansijsko tržište.

6.5 Volatilnost na berzama električne energije

Proces deregulacije tržišta i početak trgovanja na berzi električne energije u Srbiji otvara značajnu temu koja je prisutna na svim berzama, bilo da se na njima trguje akcijama ili berzanskim robama, a to je pitanje različitih vrsta rizika koji se izlaskom na tržište pojavljuju. Proučavanje volatilnosti tržišta u finansijama je najznačajnije za proučavanje rizika, bilo da se radi o finansijskim i robnim berzama, derivatima ili valutama.

Osnovni uzroci cenovne volatilnosti na tržištu električne energije kratkoročno su operativni rizik (npr. kvarovi u proizvodnim pogonima ili na mreži), rizik predviđanja potrošnje (loše predviđena potrošnja može da dovede od previsokih troškova balansne energije), proizvodni miks (kao rezultat različitih tehnologija koje učestvuju na spot tržištu i utiču na marginalnu cenu), vršna tražnja, upravljanje zagušenjima i uvoz/izvoz. Dugoročno su to dugoročni troškovi goriva i njegova raspoloživost, klimatski uslovi, ograničenja po pitanju emisija štetnih gasova, regulatorni rizik, predviđena tražnja i investicije u proizvodne i mrežne pogone.

Količinski rizik je veoma izražen na tržištu električne energije i pojavljuje se na strani i ponude i tražnje kada proizvođači i/ili potrošači odstupe od planirane količine proizvodnje odnosno potrošnje. Mehanizam koji se koristi za uravnoteženje mreže može uticati na strategiju upravljanja rizicima.

Pored cenovnog i količinskog rizika, mogu se pojaviti i drugi rizici kao što su: pravni, rizik likvidnosti, kreditni i drugi. Takođe, ne sme se zanemariti ni špekulativni rizik.

Performanse tržišta odlučujuće zavise od sposobnosti tržišta da apsorbuje veliki obim trgovanja bez velikih promena u transakcionim cenama. Kvalitetno tržište mora da ima dubinu, širinu i elastičnost. Na tržištu koje poseduje ove karakteristike sve transakcije će se održavati sa niskom volatilnošću cena (Jeremić, 2012, p. 91).

Karakteristično za plitka tržišta je da ne mogu da apsorbuju značajne promene na strani ponude ili tražnje, koja će se u značajnoj meri odraziti na cenu. Visoke oscilacije cena na plitkom tržištu su uglavnom posledica nelikvidnosti. Plitko tržište nema kvalitetnu alokativnu vrednost i ne šalje prave signale investitorima o vrednosti firme i ne usmerava investicione tokove ka efikasnijim granama i preduzećima. Ovo je posebno značajno za tržišta u nastajanju, gde su prisutne sve odlike plitkog tržišta: nelikvidnost, asimetrija finansijskih informacija, neujednačenost ponude i tražnje (Jeremić, 2009, p. 126).

Tržište električne energije zbog potrebe za kontinuiranim balansiranjem ponude i tražnje ima izrazito izraženu kratkoročnu volatilnost. Volatilnost na tržištu električne energije zavisi od dnevne i sezonske neizvesnosti povezane sa osnovnim tržišnim pokretačima proizvodnje i isporuke električne energije.

Promenljivost osnovnih pokretača i fizičke karakteristike tržišta električne energije su glavni razlozi za kratkoročnu volatilnost nepoznatu na konvencionalnim robnim tržištima. Pošto su vrednosti mnogih osnovnih pokretača dugoročno vrlo neizvesne, pristup procenama cena električne energije zasnovan na procenama jednog pokretača nije niti dovoljan za određivanje svakodnevne strategije učesnika na tržištu, niti pogodan za vrednovanje imovine. Stoga, sveobuhvatnija prognoza mora da obuhvata posledice slučajnih i netipičnih fluktuacija osnovnih pokretača tržišta koji moraju biti zasnovani na tačnoj predstavi električnog sistema (Deb, et al., 2000).

U najširem smislu volatilnost je mera slučajne promene cena: što je stepen slučajnosti veći, to je veća volatilnost. Da bi bila korisna, definicija volatilnosti mora biti kvantifikovana, tako

da je u većini aplikacija volatilnost povezana sa određenim parametrima stohastičkih procesa koji se koriste za modelovanje razvoja baznih cena (Eydeland & Wolyniec, 2003, p. 80).

Na bazi analize volatilnosti predviđaju se i pokušavaju minimizirati rizici, modelovati tržišna kretanja i predviđati kretanja cena u budućnosti (Nakamura et al, 2006). Volatilnost je od suštinske važnosti u analizi tržišta električne energije sa podacima visoke ili ultravisoke frekvencije (Chang, et al., 2019).

Predviđanje volatilnosti tržišta električne energije stoga je ključno pitanje za sve učesnike na tržištu u cilju ostvarivanja što većeg profita, smanjenja rizika i gubitaka, formiranja odgovarajuće ponude i tražnje proizvođača, potrošača, trgovaca na berzi, investitora i portfolio menadžera. Predviđanje volatilnosti tržišta može, na primer, pomoći proizvođačima da formulišu svoje planove ponude i planiraju investicije koristeći moderne tehnike vrednovanja imovine, ali može pomoći i potrošačima i trgovcima na berzi da smanje rizike promena cena i uvećaju profit (Gianfreda, 2010).

S obzirom na to da nisu sva tržišta električne energije dostigla isti stepen razvoja, literatura sugeriše različite metode predviđanja cena za određena tržišta (Cerjan, et al., 2019). Ipak, prethodna i trenutna energetska literatura o predviđanju cena uglavnom se fokusirala na razvijena tržišta električne energije.

Postoje dva načina merenja volatilnosti robnih tržišta. Prva opcija je pokušati da se izmeri tzv. implicitna volatilnost, koja daje procenu za buduću volatilnost analizirajući unapred ugovorne terminske ugovore za određenu robu. Za razliku od ovakvog pristupa, retrospektivni (statistički) indeks volatilnosti gleda unazad, jer u proteklom periodu beleži amplitudu kretanja cena za određeni vremenski period. Da bi se izračunala volatilnost tržišta električne energije na regionalnom i evropskom nivou, potrebno je postići zajedničku metodologiju, a podaci različitih tržišta moraju biti uporedivi (European Commission, Methodological description and interpretation of the volatility index for electricity markets , 2016).

6.6 Modelovanje i predviđanje volatilnosti na SEEPEX-u[58]

Osnivanje i početak trgovanja na berzi električne energije SEEPEX otvorilo je pitanje predviđanja volatilnosti i kretanja cena na tom tržištu. To pitanje ključno je za sve tržišne učesnike: da bi maksimizirali profite, umanjili rizike, planirali proizvodnju, donosili

[58] Tekst objavljen u koautorskom radu Terzić, Jeremić, & Latas, 2021, Modelling and Forecasting Volatility on Electric Power Exchange SEEPEX.

investicione odluke. Predviđanje volatilnosti tržišta i kretanja cena električne energije značajno je za one koji trguju na berzi sa ciljem ostvarivanja što veće zarade uz optimizaciju odnosa rizika i prinosa, ali i za proizvođače, velike industrijske potrošače, investitore, portfolio menadžere.

Predmet istraživanja su kratkoročne prognoze volatilnosti na dan unapred SEEPEX tržištu, sa namerom da se prouče modeli i tehnike predviđanja volatilnosti tržišta električne energije i nakon toga testiraju statističke metode zasnovane na vremenskim serijama, primenjujući pre svega ARMA i GARCH modele, sa ciljem da se identifikuju optimalne metode za ovo tržište. U posmatranom periodu je testirana volatilnost tržišta i kretanje cena električne energije sa ciljem da se na bazi dobijenih rezultata uoče performanse tržišta i testiraju mogućnosti ekstrapoliranja buduće volatilnosti i kretanje cena električne energije.

Za analizu je korišćena vremenska serija kretanja cena i obima trgovanja od početka trgovanja na SEEPEX-u do kraja 2019. godine. Pri tome se imalo u vidu da se radi o mladom tržištu gde je obim trgovanja vremenom rastao, što je pozitivno uticalo na performanse tržišta. U empirijskom delu rada korišćen je statističko-ekonometrijski softver „Stata 13“ u svrhu ispitivanja stilizovanih činjenica i modelovanja volatilnosti prinosa cene električne energije na SEEPEX-u.

Postoji veliki broj konkurentskih metoda za merenje i predviđanje volatilnosti, a na početku valja primetiti da nijedno istraživanje nije sugerisalo da je jedna metoda univerzalno superiorna u odnosu na sve ostale, tako da svaka metoda ima svoje prednosti i može da deluje dobro u određenim okolnostima (Nomikos & Andriosopoulos, 2012; Sisodiaa et al., 2015; Singh & Mohanty, 2015).

Rezultati ukazuju na velike razlike u metodologijama koje naučnici koriste za rešavanje problema u različitim zemljama (Sisodiaa et al, 2015). Takođe, postoji širok spektar tehnika i metoda kojima se pokušava što tačnije doći do predviđanja volatilnosti tržišta i kretanja cena na berzama električne energije (Weron, 2014). Modeli koji se koriste u kratkoročnom predviđanju cena električne energije mogu se podeliti u tri kategorije: statistički modeli zasnovani na analizi vremenskih serija, modeli zasnovani na veštačkim neuronskim mrežama i hibridni modeli (Abedinia, et al., 2017). Specifičnost trgovanja električnom energijom, kao i visoka volatilnost tržišta uslovljavaju potrebu da se standardni metodi za predviđanje cena na ostalim berzanskim tržištima ne mogu primeniti bez značajnih modifikacija za ovo tržište, kao i niza specifičnih faktora koji na ta kretanja utiču (Alfares & Nazeeruddin, 2002). U prvom redu to su: nemogućnost skladištenja, sezonalnost, vremenski uslovi koji utiču na potrošnju i

proizvodnju, odnosno na ponudu i tražnju, ograničenja i rizici vezani za transport (Nakamura, et al., 2006). Veoma je bitan i rok na koji se prognoza daje: kratkoročno, srednjoročno ili dugoročno (Mandal, et al., 2007). Za spot tržište, uglavnom dan unapred (day ahead), koriste se kratkoročne prognoze kojima trgovci na berzi žele da maksimiziraju profit, odnosno umanje rizike (Maciejowska & Weron, 2015; Nomikos & Andriosopoulos, 2012; Maksimov & Shchurupova, 2017; Steinert & Ziel, 2019; Ziel & Weron, 2018; Hubicka, et al, 2019). Srednjoročne prognoze koriste se za bilateralne pregovore između proizvođača i potrošača, dok se dugoročne prognoze koriste za dugoročna planiranja (Maciejowska & Weron, 2016).

Modeli zasnovani na veštačkoj inteligenciji, najčešće neuronskim mrežama, uglavnom su korišćeni zbog njihove sposobnosti da rešavaju nedefinisane veze između ulaznih i izlaznih promenljivih, približavajući složene nelinearne funkcije i primenjujući umnožene algoritme (Gonzalez et al. 2012; Monteiro et al., 2016; Dedinec & Dedinec, 2017).

Spot tržištima za dan unapred dominiraju različiti statistički modeli predviđanja, zasnovani na istorijskim podacima vremenskih serija i merenjima volatilnosti (Chang & McAleer, 2017; Novotarski & Veron, 2018; Maciejovska et al., 2019; Maciejowska & Weron, 2015; Gianfreda, et al., 2020; Liu & Shi, 2013; Lopez-Gonzales, et al., 2020). Ovi modeli zasnovani su na predviđanju budućih kretanja na bazi istorijskog kretanja gde se identifikovani oblici i kretanja vremenskih serija iz prošlosti ekstrapoliraju na budućnost (Kostrzewski & Kostrzewska, 2019).

SEEPEX predviđanje cena za dan unapred tržište nedavno je istraženo u nekoliko radova. Dedinec i Dedinec (2017) koristili su model veštačke inteligencije (ANN) za predviđanje cena električne energije za dan unapred na bugarskim, hrvatskim i srpskim berzama električne energije i dobili najbolje performanse modela predviđanja za srpsko tržište. Dedinec i Dedinec (2018) takođe su razvili model predviđanja zasnovan na mrežama dubokih verovanja (DBN) i uspešno ga primenili na tržištima električne energije u regionu Jugoistočne Evrope (JIE). Rezultati pokazuju superiorne prognozne performanse novorazvijenog modela u poređenju sa tradicionalnim neuronskim mrežama.

Međutim, do sada nisu učinjeni pokušaji da se statistika analizira i predvidi dinamika cena električne energije na ovom tržištu. Otuda pokušaj da se popuni istraživačka praznina razvojem empirijskih modela predviđanja zasnovanih na ARMA-GARCH specifikacijama.

U radu se u svrhu predviđanja volatilnosti na tržištu električne energije koriste različiti simetrični i asimetrični modeli iz GARCH (Generalized AutoRegressive Conditional Heteroskedasticity) familije. Ovi modeli su postali široko primenjivani u analizi podataka

vremenskih serija u kojima je prisutna heteroskedastičnost, tj. pojava da varijanse grešaka koje nastaju nisu konstantne, nego da se menjaju kako se menja vreme. Osnovni cilj ovih modela jeste izračunavanje neke od mera volatilnosti, koju je moguće koristiti pri donošenju različitih finansijskih odluka.

Modeliranje i prognoziranje volatilnosti presudno je za investitore koji su zainteresovani za prognozu odstupanja vremenski promenljivih prinosa na cenu električne energije tokom investicionog perioda.

GARCH modeli dizajnirani su tako da zabeleže efekte klastiranja volatilnosti u prinosu. Standardni GARCH modeli kao što je GARCH (1, 1), međutim, ne mogu uzeti u obzir efekte leveridža (Awartani & Corradi, 2005). Kada se modeliraju serije prinosa, asimetrično reagovanje se pripisuje leveridž efektu (pojava kad postoji korelacija između prošlih prinosa i buduće volatilnosti). Asimetrije nastaju kao odgovor volatilnosti na pozitivne ili negativne prinose. Standardni GARCH model ih ne može uhvatiti, jer se kvadriraju prinosi, pa se stoga gubi njihov predznak. Postoji veliki broj GARCH modela koji su dizajnirani za snimanje efekata leveridža. Relevantni, oni o kojima je reč u ovom radu, jesu EGARCH, GJR GARCH i SAGARCH.

Osnovni GARCH model razvio je Bollerslev (1986) i ima sledeći oblik:

$$\sigma_t^2 = \omega + \sum_{i=1}^{q} \alpha_i \varepsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^{p} \beta_j \sigma_{t-j}^2 \qquad (12)$$

Eksponencijalni GARCH (EGARCH) model razvio je Nelson (1991). Model EGARCH (p, k) nalaže uslovnu varijansu u logaritamskom obliku, što znači da nije potrebno uvoditi ograničenja u proceni kako bi se izbegla negativna varijansa. Stoga ne moramo veštački nametati negativna ograničenja. Jednačina uslovne varijanse za EGARCH je sledeća:

$$\log(\sigma_t^2) = \omega + \sum_{i=1}^{q} \left[\alpha_i z_{t-i} + \gamma_i (|z_{t-1}| - \sqrt{2/\pi})\right] + \sum_{j=1}^{p} \beta_j \log(\sigma_{t-j}^2) \qquad (13)$$

Ova specifikacija beleži stilizovanu činjenicu da negativni šok dovodi do veće uslovne varijanse u narednom periodu od pozitivnog šoka.

Model koji takođe omogućava asimetrične zavisnosti je GJR-GARCH (Glosten, et al., 1993), kao što je prikazano u nastavku:

$$\sigma_t^2 = \omega + \sum_{i=1}^{q} \left[\alpha_i + \gamma_i I_{(\varepsilon_{t-i}>0)}\right] \varepsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^{p} \beta_j \sigma_{t-j}^2 \qquad (14)$$

Jednostavni asimetrični GARCH ili SAGARCH model jednostavno dodaje još jedan parametar simetričnom GARCH modelu tako da ima mehanizam za hvatanje asimetričnog

odgovora na volatilnost. Jednostavni asimetrični GARCH model inicijalno je predložio Engle (1990), a potom je raspravljen u Engle and Ng (1993). Ovaj model ima oblik:

$$\sigma_t^2 = \omega + \alpha(\varepsilon_{t-1} - \lambda)^2 + \beta\sigma_{t-1}^2 \quad (15)$$

gde dodatni parametar beleži efekat leveridža. Uslovna varijansa SAGARCH zavisi od dodatnog parametra λ. Ako je $\lambda > 0$, tada će izraz $(\varepsilon_{t-1} - \lambda)^2$ biti veći kada je šok negativan. Ako je $\lambda < 0$, desiće se suprotno (Alexander, 2008).

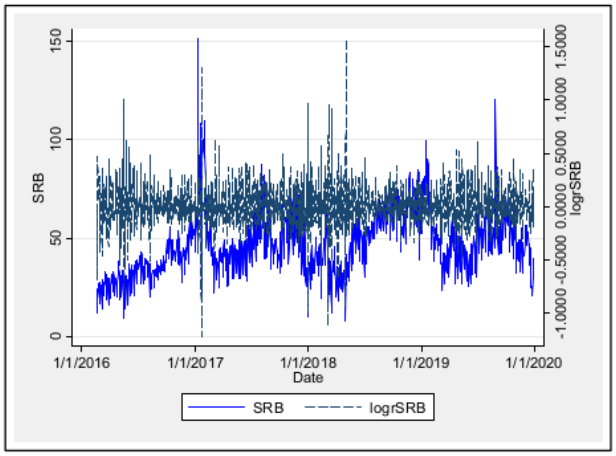
Parametri su procenjeni pomoću nekoliko alata za dijagnostičku analizu. Konačni odabir modela vrši se u skladu sa ekonometrijskom teorijom koja se prevashodno oslanja na LLF (Log-likelihood function) i Akaikeove i Bajesijanove kriterijume informacija (AIC i BIC). Sva izračunavanja i empirijska ispitivanja izvršena su pomoću softverskog paketa STATA 13.

Dnevni istorijski podaci o cenama električne energije na SEEPEX-u od 18. februara 2016. do 31. decembra 2019. godine su preuzeti sa web stranice SEEPEX-a (www.seepex.com). Koristeći isti skup podataka za svaki model, primenjeno je osam ARMA-GARCH modela za snimanje klastera volatilnosti i predviđanje. Ova serija cena je pretvorena u seriju logaritamskih prinosa. Za niz SEEPEX cena SP_t, stopa prinosa r_t se dobija prema:

$$r_t = \log\left(\frac{SP_t}{SP_{t-1}}\right) \quad (16)$$

Istorijske cene i logaritamski prinosi na SEEPEX prikazani su na slici 43. Iz grafikona je vidljivo da su vremenske serije SEEPEX vrlo volatilne, sa vrlo visokim špicevima volatilnosti u posmatranom periodu.

Slika 43: Istorijske cene i logaritamski prinosi na SEEPEX-u od 17.02.2016. do 31.12.2019.



Izvor: obrada autora

Pre analize prediktivnih performansi različitih GARCH modela, testirane su neke stilizovane činjenice o serijama SEEPEX logaritamskih prinosa i predstavljene u tabelama 54–60.

Tabela 54: Deskriptivna statistika SEEPEX logaritamskih prinosa

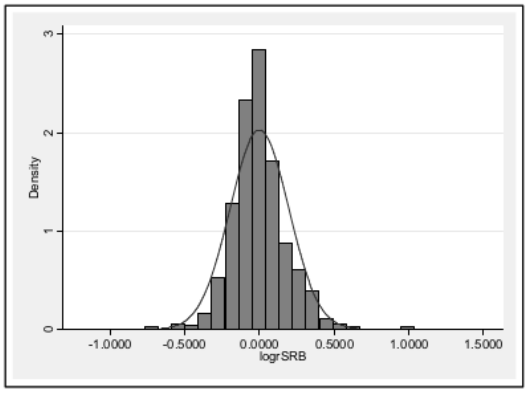
Variable	mean	sd	skewness	kurtosis	min	max
log r SRB	0.0002204	0.1968394	0.5405021	11.09913	-1.21836	1.573098

Izvor: Kalkulacija autora

Osnovne deskriptivne statistike dnevnih logaritamskih prinosa na SEEPEX-u prikazane su u tabeli 54. Srednja vrednost serije prinosa ne odstupa značajno od nule (mean 0,0002204). Bezuslovna dnevna standardna devijacija je vrlo visoka (19,68%), što implicira da je tržište električne energije vrlo volatilno, što potvrđuje i razlika između minimalnih (-121,84%) i maksimalnih (157,31%) dnevnih prinosa. Logaritamski prinosi imaju leptokurtičnu raspodelu („teži“ repovi) potvrđenu analizom koeficijenta asimetrije i spljoštenosti. Koeficijent asimetrije (engl. skewness) je pozitivan (0,54), što znači da serija ima blago pozitivno asimetričnu distribuciju prinosa. Pozitivni nagib znači da je donji rep distribucije teži i da je centar pomeren ulevo, što ukazuje na veću verovatnoću postizanja ekstremno pozitivnih prinosa na srpskom tržištu električne energije. Koeficijent spljoštenosti (engl. kurtozis) iznosi 11,09. U slučaju normalne raspodele ovaj koeficijent je tri. S obzirom na to da je koeficijent spljoštenosti veći od 3, repovi serije prinosa su teži od repova normalne raspodele, što ukazuje na veću verovatnoću pojave ekstremnih prinosa od prinosa predviđenih Gaussovom raspodelom.

Na osnovu histograma (slika 44) takođe se može zaključiti da empirijska raspodela odstupa od normalne raspodele, odnosno može se uočiti leptokurtična raspodela. Raspodela posmatranih vremenskih serija je izduženija, špicastija i ima teže repove od normalne gustine sa istom varijansom.

Slika 44: Histogram SEEPEX log prinosa



Izvor: obrada autora

Navedeno ukazuje na to da serija logaritamskih prinosa na SEEPEX-u ne prati normalnu raspodelu. Ova nestandardnost je proverena i potvrđena pomoću testova Shapiro-Wilk i Skewness / Kurtosis normalnosti raspodele, što je prikazano u tabelama 55 i 56. Rezultati dobijeni statističkim testovima dovode do odbacivanja nulte hipoteze o postojanju normalnog rasporeda i oba ispitivanja pokazuju da podaci ne prate normalan raspored.

Tabela 55: Shapiro-Wilk W test normalnosti raspodele

Variable	Obs	W	V	z	Prob>z
log r SRB	1412	0.9180	70.8550	10.697	0.0000

Izvor: Kalkulacija autora

Tabela 56: Skewness/Kurtosis tests normalnosti raspodele

				————joint————	
Variable	**Obs**	**Pr (Skewness)**	**Pr (Kurtosis)**	**chi2 (2)**	**Prob>chi2**
log r SRB	1412	0.0000	0.0000	288.67	0.0000

Izvor: Kalkulacija autora

Testiranje hipoteze o stacionarnosti cena električne energije, odnosno stacionarnosti vremenske serije je izvršeno proširenim Diki-Fulerovim testom (Augumented Dickey-Fuller – ADF). Rezultati su prikazani u Tabeli 57. S obzirom na to da rezultat Z testa (-34,673) ne spada u interval poverenja, odbacuje se nulta hipoteza da SEEPEX logaritamski prinosi imaju jedinični koren. To znači da su serije logaritamskih prinosa stacionarne za bilo koji nivo pouzdanosti.

Tabela 57: Prošireni Diki-Fulerov test jediničnog korena

		Interpolated Dickey-Fuller		
	Test Statistic	1% Critical Value	5% Critical Value	10% Critical Value
Z (t)	-34.673	-3.43	-2.86	-2.57

MacKinnon približna p-vrednost za Z (t) = 0.0000

Izvor: Kalkulacija autora

S obzirom na to da prinosi ne prate normalan raspored, pre analize volatilnosti mora se modelirati i uslovna sredina, koja se kasnije uključuje u GARCH proces. Cilj ovog dela istraživanja je da se izgradi ARMA model za promene cene električne energije. ARMA model se procenjuje u tri faze. Prvo se identifikuje model određivanjem redosleda modela potrebnog za snimanje dinamičkih karakteristika podataka (Enders, 2010). Za određivanje najprikladnije specifikacije modela se koriste grafički postupci i kriterijumi informacija. Zatim se procenjuju parametri modela. Na kraju se vrši dijagnostička provera modela pomoću rezidualne analize.

Kao što se može primetiti, u tabeli 58 jasno je vidljivo da su serije SEEPEX-a prilično istrajne. Funkcija autokorelacije polako odumire. Prvih sedam parcijalnih koeficijenata autokorelacije su izuzetno značajni. S obzirom na to da je prvi koeficijent autokorelacije vrlo značajan, zajednički statistički test predstavljen u koloni 4 odbacuje nultu hipotezu da nema autokorelacije na nivou od 1% za sve razmatrane docnje. Moglo bi se zaključiti da bi mešoviti ARMA postupak mogao biti primeren, mada je teško dati tačan redosled s obzirom na ove rezultate. Da bi se dodatno istražilo ovo pitanje, koriste se kriterijumi za informisanje.

Tabela 58: Ljung–Box Q test statistika (test belog šuma) za autokorelaciju u SEEPEX logaritamskim prinosima

LAG	AC	PAC	Q	Prob>Q
1	-0.1510	-0.1510	32.253	0.0000
2	-0.2235	-0.2521	102.97	0.0000
3	-0.0825	-0.1780	112.62	0.0000
4	-0.0778	-0.2115	121.21	0.0000
5	-0.1365	-0.3176	147.65	0.0000
6	-0.0312	-0.3329	149.03	0.0000
7	0.4755	0.2597	470.3	0.0000

8	-0.0335	0.0322	471.9	0.0000
9	-0.1162	0.0550	491.12	0.0000
10	-0.0757	0.0023	499.27	0.0000

Izvor: Kalkulacija autora

Na osnovu autokorelacije, parcijalne autokorelacije i rezultata preliminarnih procena, identifikovan je model AR (7) MA (1 7) u serijama logaritamskih razlika u cenama električne energije na SEEPEX-u (tabela 59). Ispitujući rezultate predviđanja, vidi se da je koeficijent AR (7) 0,982, koeficijenti MA (1) i MA (7) su -0,028 i -0,886 i svi su veoma značajni (p vrednosti su ispod 0,05). Takođe su generisane AIC i BIC statistike za konkurentne ARMA modele i potvrđeno je da je ovaj ARMA model sa najnižim kriterijumom informacija.

Pored autoregresivnog uslova i MA (1) uslova, uključen je i MA (7) uslov da bi se prikazao preostali nedeljni efekat. Dakle, model koji treba da odgovara je:

$$r_t = -0.037 + 0.982(r_{t-7} + 0.037) - 0.028\varepsilon_{t-1} - 0.886\varepsilon_{t-7} + \varepsilon_t \qquad (17)$$

Tabela 59: ARMA process coefficients estimates

ARMA mean equation		**SEEPEX**			
Order	*Parametrs*	*Coef.*	*Std. Err.*	*z*	*p*
	Cons	-0.0374174	0.0106822	-3.5	0
L7	AR	0.9823808	0.0032965	298	0
L1	MA	-0.0281331	0.0084905	-3.31	0.001
L7	MA	-0.8857268	0.0119572	-74.07	0

Izvor: Kalkulacija autora

U ovoj finalnoj specifikaciji prinosi na SEEPEX-u su i dalje visoko autokorelisani na nivou od 0,982, mada inovacije imaju negativan uticaj sledećeg dana (-0,028) i negativan uticaj od 0,886 u osam dana trgovanja.

Nakon dobijanja reziduala iz ARMA modela, prema OLS-u[59] prihvatljiv je samo konstantni model koji je testiran na prisustvo autoregresivne uslovne heteroskedastičnosti korišćenjem Engle–Lagranžeovog testa (LM test).

59 Ordinary Least Squares – metoda najmanjih kvadrata

LM test (tabela 60) pokazuje p-vrednosti nula za različite reziduale, koji su ispod 0,05, te se odbacuje nulta hipoteza o nepostojanju ARCH strukture. To čini seriju logaritamskih prinosa na SEEPEX-u dobrim kandidatom za ARCH modeliranje.

Tabela 60: LM test za autoregresivnu uslovnu heteroskedastičnost (ARCH efekat)

Lags (p)	chi2	df	Prob > chi2
1	100.781	1	0.0000
2	100.686	2	0.0000
3	103.536	3	0.0000
4	103.902	4	0.0000
5	104.838	5	0.0000
6	123.273	6	0.0000
7	132.939	7	0.0000
8	132.913	8	0.0000
9	133.283	9	0.0000
10	135.542	10	0.0000
11	135.455	11	0.0000
12	140.529	12	0.0000
13	140.600	13	0.0000
14	140.512	14	0.0000
15	140.800	15	0.0000
H0: no ARCH effects vs. H1: ARCH(p) disturbance			

Izvor: Kalkulacija autora

Dalje su upoređeni rezultati procene osam različitih ARMA–GARCH modela primenjenih na SEEPEX skupu podataka. Primenjeni su različiti modeli predviđanja volatilnosti pretpostavljajući da greške prate i Gaussovu i Studentovu-t distribuciju (raspodelu): GARCH (Bollerslev, 1986), EGARCH (Nelson, 1991), SAARCH, jednostavan asimetrični ARCH (Engle, 1990) i GJR GARCH (Glosten et al., 1993), oblik TARCH (Zakoian, 1994). Svi GARCH modeli imaju specifikaciju i za uslovnu sredinu (jednačina 17) i za uslovnu varijansu, a varijansa je funkcija veličine prethodnih nepredviđenih inovacija (tj. šoka).

Procena modela izrađena je korišćenjem dnevnih logaritamskih prinosa (povrata) na SEEPEX-u od 18. februara 2016. do 31. decembra 2019. Rezultati za različite GARCH modele prikazani su u tabeli 61 sa njihovim standardnim greškama, t statistikama i p – vrednostima.

Svi parametri GARCH modela su procenjeni LLF metodom. Procene parametara su vrlo statistički značajne, na kolektivnom nivou od 5% (tabela 61, kolona 6). Takođe je važno napomenuti da je pojam asimetrije u modelima EGARCH, GJR GARCH i SAGARCH statistički značajan. Neke praktične implikacije i tumačenje dobijenih GARCH parametara mogu se izvesti na sledeći način:

– Intercept volatilnosti (ω) je vrlo blizu nule u svim primenjenim modelima, osim u EGARCH modelu (EGARCH ne zahteva ograničenja na parametre). Sva ograničenja za GARCH modele su ispunjena. Uslov stabilnosti GARCH modela je α+β<1. Zbir α i β je manji od 1, što znači da je model kovarijansno stacionaran. Zbir koeficijenata α i β pada u intervalu 0,84–0,94. Procene pokazuju da koeficijent α ima male vrednosti u odnosu na β koeficijent. α je parametar koji pokazuje koliko snažno promena prinosa utiče na volatilnost. Svi GARCH modeli za SEEPEX predviđaju da je ARCH parametar u intervalu 0,21–0,41 (ocenjen koeficijent α) veći od 0,1. Rezultat je veći porast volatilnosti nakon šoka u vremenu t-1. β je varijansa iz prethodnog perioda, parametar koji određuje promenu volatilnosti u vremenu. Perzistentnost volatilnosti β za SEEPEX u svim modelima (raspon 0,65 do 0,86) je niža od 0,9, što znači da je reakcija volatilnosti na prošla kretanja na tržištu mnogo intenzivnija i osetljivija na tržišne šokove, i kao rezultat toga današnja volatilnost je u velikoj korelaciji sa jučerašnjom volatilnošću i šokovi u volatilnosti brzo se smiruju. To ukazuje na relativno kratkotrajnu istrajnost procenjene volatilnosti. To znači da će šokovi u jednačini uslovne varijanse biti kratkotrajni.

– U slučaju EGARCH modela odgovor postoji samo na pozitivne šokove zbog termina pozitivne asimetrije. Ovo je snažna indikacija za efekat asimetrije, ali efekat leveridža nije moguć. Asimetrija je takođe moguća za GJR GARCH i SA GARCH, ali efekat leveridža, takođe, nije. Ovi nalazi su u skladu sa Chang & McAleer (2017). Pozitivni koeficijent EARCH_a (θ) 0,358 implicira da pozitivni šok (rast cena na SEEPEX-u) više destabilišući nego negativne inovacije. Ako su θ > 0 i α <0, volatilnost više reaguje na loše vesti nego na dobre vesti. Na tržištu električne energije povećanje cena se smatra lošom vešću. Parametri asimetrije procenjeni u modelima GJR (-0,35) i SA GARCH (-0,02) su negativni, kao što bi se očekivalo na robnim tržištima, ali takođe uz odsustvo leveridža. Asimetrični modeli se takođe bolje uklapaju od simetričnih modela jer je vrednost verovatnoće logaritama veća.

Tabela 61: Procena različitih GARCH parametara

GARCH type models		**SEEPEX**			
Order(1,1)	*Parametrs*	*Coef.*	*Std. Err.*	*z*	*p*
GARCH Gaussian	Intercept (ω)	1.72E-03	2.09E-04	8.22	0.000
	ARCH (α)	0.2407171	0.0170084	14.15	0.000
	GARCH (β)	0.7097634	0.0181402	39.13	0.000
GARCH t	Intercept (ω)	2.87E-03	6.35E-04	4.51	0.000
	ARCH (α)	0.23402	0.0438703	5.33	0.000
	GARCH (β)	0.6374336	0.0501821	12.7	0.000
EGARCH Gaussian	Intercept (ω)	-0.5376347	0.0615906	-8.73	0.000
	ARCH (α)	-0.1879445	0.0162286	-11.58	0.000
	GARCH (β)	0.8610962	0.0149187	57.72	0.000
	EARCH_a (θ)	0.372327	0.0243169	15.31	0.000
EGARCH t	Intercept (ω)	-0.6712975	0.1430532	-4.69	0.000
	ARCH (α)	-0.1747658	0.0381033	-4.59	0.000
	GARCH (β)	0.8319856	0.0347353	23.95	0.000
	EARCH_a (θ)	0.3576924	0.0508204	7.04	0.000
GJR GARCH Gaussian	Intercept (ω)	2.33E-03	2.56E-04	9.1	0.000
	ARCH (α)	0.4190204	0.0309391	13.54	0.000
	GARCH (β)	0.681642	0.0217778	31.3	0.000
	TARCH (γ)	-0.3578884	0.0324027	-11.05	0.000
GJR GARCH t	Intercept (ω)	2.86E-03	5.83E-04	4.91	0.000
	ARCH (α)	0.3994211	0.0790492	5.05	0.000
	GARCH (β)	0.6466886	0.0474028	13.64	0.000
	TARCH (γ)	-0.3480306	0.0818433	-4.25	0.000
SAGARCH Gaussian	Intercept (ω)	2.46E-03	3.00E-04	8.17	0.000
	ARCH (α)	0.218619	0.0171941	12.71	0.000
	GARCH (β)	0.6866569	0.0207388	33.11	0.000
	SAARCH (γ2)	-0.0253384	0.0030808	-8.22	0.000
SAGARCH t	Intercept (ω)	2.94E-03	6.36E-04	4.63	0.000
	ARCH (α)	0.2071993	0.0407998	5.08	0.000

	GARCH (β)	0.6531502	0.0500054	13.06	0.000
	SAARCH (γ2)	-0.0230343	0.0073476	-3.13	0.002

Izvor: Kalkulacija autora

Da bi se izabrala specifikacija koja pokazuje najbolja statistička svojstva, za sve modele ocenjene u ovom radu izračunati su LLF, AIC i BIC (tabela 62). Maksimalna vrednost LLF za EGARCH sa Student-t raspodelom je znatno viša nego kod GJR ili simetričnog GARCH modela. Shodno tome, model E-GARCH t najviše odgovara ovom uzorku od svih razmatranih modela. Na osnovu izračunatih vrednosti AIC i BIC, EGARCH t je takođe najpoželjniji model (smatra se da je najbolji model, model sa najmanjim vrednostima informacionih kriterijuma, odnosno AIC i BIC vrednosti). To dovodi do zaključka da EGARCH t najviše odgovara podacima uzorka, ali ne mora nužno značiti da će nadmašiti ostale modele predviđanja volatilnosti. Ovo pitanje nalaže dalje istraživanje. Što se tiče SEEPEX serije, dugoročna volatilnost u EGARCH t modelu je takođe niža nego u GJR GARCH, SAGARCH ili simetričnim GARCH modelima.

Tabela 62: Akaikov informacioni kriterijum i Bajesov informacioni kriterijum za izbor GARCH modela koji najbolje odgovara podacima

GARCH type models	**LLF**	**AIC**	**BIC**
GARCH Gaussian	867.6866	-1721.373	-1684.604
GARCH t	992.5241	-1969.048	-1927.026
EGARCH Gaussian	894.9306	-1773.861	-1731.839
EGARCH t	1006.177	-1994.353	-1947.078
GJR GARCH Gaussian	891.1066	-1766.213	-1724.191
GJR GARCH t	1005.05	-1992.1	-1944.825
SAGARCH Gaussian	879.594	-1743.188	-1701.166
SAGARCH t	998.0995	-1978.199	-1930.924

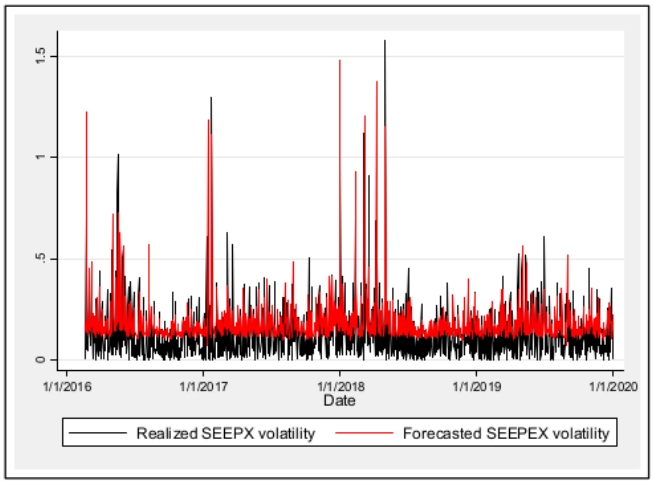
Izvor: Kalkulacija autora

U poređenju sa prethodnim nalazima Dedinec i Dedinec (2017) i Dedinec i Dedinec (2018), greške predviđanja ovih modela nalaze se u rasponu od 9,74% za EGARCH t model, 9,28% za ANN i 9,07% za DBN metod. Kao što su rezultati pokazali, ARMA–GARCH predstavlja visoko konkurentan model za predviđanje cena na SEEPEX tržištu. Poređenje treba uzeti sa

rezervom zbog različitih vremenskih perioda istraživanja, dužine analizirane serije i različitih frekvencija podataka koje su korišćene.

Predviđene vrednosti uslovne varijanse modelom EGARCH t prikazane na slici 45 jasnije predstavljaju ponašanje volatilnosti i upoređuju je sa stvarnom volatilnošću u uzorku. Očigledno je da ovaj model omogućava dobro uklapanje u uzorak i buduće predviđanje volatilnosti.

Slika 45: Predviđene vrednosti modelom EGARCH t i stvarna volatilnost u uzorku



Izvor: Obrada autora

Modeliranje i predviđanje volatilnosti cena električne energije predmet je intenzivnih istraživanja tokom poslednjih deset godina. Za različita tržišta predloženi su različiti pristupi predviđanju i raznovrsni metodi predviđanja. S druge strane, do sada nije bilo mnogo pokušaja da se analizira i predvidi dinamika cena električne energije na srpskim tržištima električne energije. Otuda, glavni doprinos i značaj ovog istraživanja leži u pokušaju da se popuni ovaj jaz u istraživanju razvojem empirijskih modela vremenskih serija za ovo tržište. Ovo je nov pristup koji se razlikuje od objavljenih radova drugih autora.

Cilj ovog istraživanja je da predstavi i identifikuje kratkoročni model predviđanja volatilnosti cena električne energije, zasnovan na statističkom pristupu koji se bavi problemima volatilnosti cena na novorazvijenom dan unapred SEEPEX tržištu. Koristeći deskriptivnu statistiku i odgovarajuće testove, dobijeni su brojni statistički pokazatelji koji su korišćeni kao smernice za konačne nalaze u vezi sa problemom predviđanja volatilnosti cena električne

energije. Izvršeno je i diskutovano poređenje između različitih ARMA–GARCH modela sa određenim karakteristikama.

U ovom istraživanju su korišćeni simetrični i asimetrični jednovarijantni ARMA–GARCH modeli za hvatanje karakteristika prinosa cena električne energije i procenu promenljivosti prinosa na berzi električne energije SEEPEX. LLF, AIC i BIC su primenjeni za procenu uklapanja modela i tačnosti predviđanja GARCH modela. Rezultati pokazuju da eksponencijalni GARCH model sa Studentovom t raspodelom ima najbolje sveukupne performanse za modeliranje volatilnosti SEEPEX-a i da je generalno vrlo efikasan u modeliranju i predviđanju volatilnosti. Ostali asimetrični modeli, GJR i SA GARCH, takođe su konkurentni. Široko korišćeni jednostavni GARCH model dobro se pokazuje, ali nadmašili su ga sofisticiraniji modeli koji omogućavaju asimetriju. Drugi zaključak je da je volatilnost SEEPEX-a u različitim vremenskim periodima reaktivnija i manje postojana na tržišne događaje tokom posmatranog perioda i da ima obrnuti efekat leveridža.

7. ZAKLJUČAK

Ova doktorska disertacija nastala je u periodu kada je u Srbiji osnovana Berza električne energije SEEPEX, što je omogućilo da se od prvog dana njenog rada prate i analiziraju performanse ovog mladog berzanskog tržišta u nastajanju i da se započne sa proučavanjem čitavog spektra tema koje se već dugo proučavaju na razvijenim berzanskim tržištima električne energije. Da bi to bilo moguće, kreirana je baza podataka koja obuhvata kompletne podatke od prvog dana trgovanja u 2016. godini do kraja 2019. godine, čime se omogućava egzaktno praćenje i analiziranje performansi mlade robne berze električne energije: rast likvidnosti, predviđanje volatilnosti tržišta i kretanja cena, kalkulisanje rizika i zaštita od rizika. Otvaranje ovih tema na bazi kreiranih baza podataka i proučavanja prvih iskustava u radu ove berze samo po sebi je potencijalni naučni doprinos, jer će se te teme tek istraživati u budućnosti. U radu se daju i konkretni predlozi za unapređenje razvoja tržišta električne energije u različitim segmentima, a ukazuje se i na probleme koji se na mladim tržištima, sa nedovršenom regulativom, nedovoljnim iskustvima u regulaciji i nadzoru tržišta i niskom likvidnošću često pojavljuju.

U radu je pokazano da se SEEPEX od svog osnivanja u proteklih nekoliko godina razvijao veoma dinamično, čime je dokazana osnovna hipoteza da se njegovim osnivanjem početkom 2016. godine i daljim radom proces liberalizacije elektroenergetskog tržišta i uvođenja tržišnih kriterijuma u elektroprivredi Srbije ulazi u višu fazu razvoja, koja već u ovoj ranoj fazi razvoja, doprinosi većoj efikasnosti korišćenja resursa, formiranju referentne tržišne cene i omogućavanju boljeg upravljanja rizikom, kao i da će, stoga, za uspešan razvoj te berze biti zainteresovani svi učesnici na tržištu.

Potvrđene su i posebne hipoteze koje su, prema planu istraživanja, proučavale pojedine segmente pojedinačno, jer je uspešna realizacija svakog pojedinačnog segmenta razvoja berze uslov da se razvoj ukupnog berzanskog tržišta oceni kao pozitivan. Istraživanje je obuhvatilo principe tržišnog poslovanja energentima i električnom energijom uz razradu različitih kriterijuma i instrumenata kako bi se stepen određenih rizika vezanih za proizvodnju i prodaju za određeni prostor i vreme sveo na minimum, a kvalitet ukupnog posla imao rezultat u ekonomskoj efikasnosti pojedinačnog i ukupnog privrednog sistema.

U radu su elektroenergetska tržišta posmatrana prevashodno kao deo energetskih tržišta, koja su, opet, visokointegrisana sa celokupnim finansijskim tržištem. Polazna pretpostavka da se znanja o funkcionisanju finansijskih tržišta u velikoj meri mogu primeniti na tržišta

električne energije, naravno u ekonomskim, a ne u tehnološkim aspektima, potvrđena je. Pokazano je da berze električne energije posluju na sličnim principima kao i ostale robne energetske berze, pa i finansijske berze. U radu je, stoga, kao jedan od metoda istraživanja korišćena komparacija novijeg razvoja Beogradske berze kao finansijske berze u Srbiji, sa SEEPEX-om kao znatno mlađom berzom i učinjen je pokušaj da se neka iskustva razvoja Beogradske berze iskoriste za budući razvoj SEEPEX-a, ali i obrnuto, da se uspeh u razvoju SEEPEX-a, usled uspešnog povezivanja sa drugim berzama, pokaže da je sličan proces neophodan i za razvoj Beogradske berze. Pokazano je da je najvažniji segment za razvoj mladih berzi povezivanje tržišta i uključivanje u regionalne i evropske tokove, što je SEEPEX-u omogućilo brz napredak, povećanje likvidnosti, uvođenje na tržište stranih investitora koji podižu tražnju kao i razvoj i unapređenje regulative. Komparacija dve berze pošla je od činjenica da obe berze posluju po osnovnim berzanskim principima i to u istom privredno sistemskom ambijentu, a da se suštinski razlikuju samo po predmetu trgovanja, i da se stoga komparativnom analizom mogu identifikovati zajednički elementi koji se mogu porediti. Kreiranje fjučersa na električnu energiju mogu u budućnosti dodatno doprineti konvergenciji robne i finansijske berze i razvoju ukupnog finansijskog tržišta u Srbiji.

Za razvoj obe berze ključan je, međutim, napredak u integracijama regionalnih tržišta, jer bi one doprinele rastu likvidnosti, povećanju obima trgovanja i privlačenju novih investitora.

Razvoj tržišta derivata od odlučujuće je važnosti za uspešan razvoj berze. Učesnici na tržištu električne energije najčešće koriste fjučers ugovore da bi se zaštitili od gubitaka zbog stalnih promena spot cena na tržištu električne energije. Da bi se postigao cilj, odnosno da bi se zaštitili od rizika, mora im prethoditi uspešno savladavanje tehnike njihovog korišćenja, kao i pravilna primena hedžing metode. U radu je dat paralelan prikaz primene statične i metode dinamičkog hedžiranja fjučers ugovora. Uvođenje fjučersa na električnu energiju (Serbian Power Futures) kao instrumenta hedžovanja rizika promene cena na lokalnom spot tržištu, iako u začetku, predstavlja potencijalni snažan doprinos razvoju nacionalnog tržišta i doprineće daljem rastu interesovanja i dolasku novih učesnika na tržište, a time i rastu likvidnosti i obimu trgovanja. Uspešan razvoj tržišta derivata značio bi doprinos ukupnom investicionom ambijentu u Srbiji i pozitivno uticao i na ukupno finansijsko tržište.

Kreirana baza podataka koja obuhvata kompletne podatke od prvog dana trgovanja u 2016. godini do kraja 2019. godine, omogućila je egzaktno praćenje i analiziranje performansi mlade robne berze električne energije: rast likvidnosti, predviđanje volatilnosti tržišta i kretanja cena, kalkulisanje rizika i zaštita od rizika. Omogućena je primena statističkih modela zasnovanih na

linearnoj regresiji, testirani su modeli ARMA (auto regressive moving average) i GARCH (Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity) sa ciljem predviđanja i modeliranja volatilnosti cena uz korišćenje statističko ekonometrijskog softvera „Stata 13“. Složenost predviđanja kretanja cene proizvodnje i potrošnje električne energije i raznolikost i brojnost faktora koji na taj odnos utiču, čine da su statistički modeli, iako široko korišćeni, ipak nedovoljno pouzdani, pa se u novije vreme dosta primenjuju različiti hibridni modeli, koji uključuju veštačku inteligenciju. Modeli bazirani na veštačkoj inteligenciji, uglavnom na neuronskim mrežama, koriste se u prvom redu zbog njihove sposobnosti da reše nedefinisane veze između ulaznih i izlaznih varijabli, aproksimirajući kompleksne nelinearne funkcije i implementirajući multiplikovane algoritme. Preporuka data u radu je, stoga, da se pored statističkih metoda u daljim istraživanjima koriste i navedeni komplementarni metodi statističkim metodama radi dobijanja preciznijih prognoza volatilnosti tržišta. Doprinos i značaj ovog rada leži u pokušaju da se započne sa razvojem empirijskih simetričnih i asimetričnih ARMA–GARCH modela za identifikovanje i predviđanje karakteristika prinosa cena električne energije i procenu promenljivosti prinosa na berzi električne energije za ovo tržište, koji će protokom vremena dalje biti razvijani. Što vremenska serija bude duža, a istraživanja obuhvatnija, dobijeni rezultati će biti pouzdaniji.

Mada se može konstatovati da je SEEPEX još uvek u početnoj fazi razvoja, budući da posluje tek nekoliko godina, iz sprovedenog istraživanja u ovoj disertaciji može se zaključiti da je u posmatranom periodu od osnivanja već dosta urađeno na formiranju regionalne berze električne energije koja ima dobru perspektivu rasta i razvoja. Predstoji, međutim, još dosta posla da bi se tržište električne energije efikasno razvijalo, što nije vezano samo za berzu, već za ukupno privredno-sistemsko okruženje u kojem ona posluje. U prvom redu to je dalje unapređenje regulative, zatim mere za eliminisanje prepreka za ulazak na tržište, mere za prevenciju zloupotrebe tržišne moći na berzi i ograničavanje uticaja operatora sa značajnom tržišnom snagom. Pored toga, ključne su dodatne mere za jačanje likvidnosti tržišta kroz obavezu trgovanja određenim količinama električne energije na organizovanim tržištima, uvođenje market mejkera, kao i mere za sprečavanje potencijalnih manipulacija na tržištu. U skladu sa predmetom i ciljem, postavljenim pretpostavkama i metodama istraživanja, rezultati ovog naučno-istraživačkog rada trebalo bi da daju doprinos napretku Srbije u ovoj oblasti, jer se potpuna liberalizacija i razvoj berze, kao i priključenje panevropskom tržištu električne energije tek očekuju.

Literatura

1. Abedinia, O., Amjady, N., & Zareipour, H. A. (2017). New feature selection technique for load and price forecast of electrical power systems. *IEEE Transactions on Power Systems, 32*, str. 62–74.
2. AERS. (2020). *Izveštaj o radu agencije za energetiku za 2019. godinu.* Beograd: Agencija za energetiku Republike Srbije.
3. (2020). *Albania Annual Implementation Report* . Energy Community Secretariat.
4. Alexander, C. (2008). *Practical financial econometrics.* Chichester, England: John Wiley.
5. Alfares, H. K., & Nazeeruddin, M. (2002). Electric load forecasting: Literature survey and classification of methods. *International Journal of Systems Science, 33*(1), str. 23–34.
6. Al-Sunaidy, A., & Green, R. (2006). Electricity deregulation in OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) countries. *Energy, 31*(6-7), str. 769-787.
7. Awartani, B., & Corradi, V. (2005). Predicting the volatility of the S&P500 stock index via GARCHmodels: The role of asymmetry. *International Journal of forecasting, 21*, str. 167-183.
8. Bakić, S. (2020). Uloga centralne banke kao učesnika na tržištu finansijskih derivata. *Oditor, 6*(1), str. 22-37.
9. Black, F. (1976). The Pricing of Commodity Contracts. *Journal of Financial Economics, 3*(1-2), str. 167-179.
10. Blanco, C., Choi, S., & Soronow, D. (2001). Energy Price Processes Used for Derivatives Pricing & Risk Management. *Commodities Now*, str. 74-80.
11. Bollerslev, T. (1986). Generalized autoregressive conditional heteroskedasticity. *Journal of Econometrics, 31*, str. 307–327.
12. (2020). *Bosnia and Herzegovina Annual Implementation Report.* Energy Community Secretariat.
13. BP. (2020). *bp Statistical Review of World Energy 2020.* Preuzeto 01 12, 2021 sa https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf
14. BP. (2021). *bp Statistical Review of World Energy 2021.* Preuzeto 07 31, 2021 sa https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf
15. Burger, M., Klar, B., Müller, A., & Schindlmayr, G. (2004). A spot market model for pricing derivatives in electricity markets. *Quantitative Finance, 4*, str. 109 - 122.
16. Bye, T., & Hope, E. (2005). Deregulation of electricity markets—The Norwegian experience. *Economic and Political Weekly , 40*(50), 5269-5278. Preuzeto 08 01, 2021 sa http://www.jstor.org/stable/4417519
17. CEER. (2020). *2nd CEER Report on Power Losses.* Council of European Energy Regulators.
18. Cerjan, M., Petricic, A., & Delimar, M. (2019). HIRA Model for Short-Term Electricity Price Forecasting,. *Energies, 12*, str. 568.
19. Chang, C.-L., & McAleer, M. (2017). The correct regularity condition and interpretation of asymmetry in EGARCH. *Economics Letters, 161*(C), str. 52–55.
20. Chang, C.-L., McAleer, M., & Tian, J. (2019). Modeling and Testing Volatility Spillovers in Oil and Financial Markets for the USA, the UK, and China. *Energies, 12*, str. 1475.
21. Dahl, C. (2008). *Međunarodna tržišta energije: cijene, politike i profiti.* Zagreb: Kigen.

22. Dašić, D., & Džombić, I. (2009). *Uvod u ekonomiju.* Banja Luka: Univerzitet za poslovni inženjering i menadžment.
23. Deb, R., Albert, R., Hsue, L.-L., & Brown, N. (2000). How to Incorporate Volatility and Risk in Electricity Price Forecasting. *The Electricity Journal , 13*(4), str. 65-75.
24. Dedinec, A., & Dedinec, A. (2017). Electricity price forecasting of the South East European power exchanges. U M. K. Zdravkovic, *(Eds.) ICIST 2017 Proceedings* (str. 33-37). Preuzeto sa http://www.eventiotic.com/eventiotic/li
25. Dedinec, A., & Dedinec, A. (2018). Deep Belief Networks for Electricity Price Forecasting. U Z. Konjovic, M. Zdravkovic, & M. Trajanovic, *(Eds.) ICIST 2018 Proceedings* (str. 155-158). Preuzeto sa http://www.eventiotic.com/eventiotic/library/paper/391
26. Deng, S., & Oren, S. (2006). Electricity Derivatives and Risk Mangement. *Energy, 31*(6-7), str. 940-953.
27. DERK. (2019). *Izveštaj o radu 2019.* Tuzla: Državna regulatorna komisija za električnu energiju.
28. ECC. (2021a, July). *A Guide to Margining at ECC.* Preuzeto 08 10, 2021 sa ECC: https://www.ecc.de/fileadmin/ECC/Downloads/Risk_Management/Margining/20210806_Margining.pdf
29. ECC. (2021b, 07 23). *ECC Derivative Market Margining.* Preuzeto 08 01, 2021 sa https://www.ecc.de/fileadmin/ECC/Downloads/Risk_Management/Margining/ECC_Derivative_Market_Margining_V1.4.pdf
30. EEX. (2016). *Trading Power Options at European Energy Exchange (EEX).* Preuzeto 05 15, 2021 sa https://docplayer.net/21231971-Trading-power-options-at-european-energy-exchange-eex-copyright-2016-all-rights-reserved-page-1.html
31. EEX. (2021a). *Matching physical and financial exposures – the perfect hedge.* Preuzeto 07 17, 2021 sa EPEX SPOT: https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/Physical%20Fulfillment_%27Perfect%20Hedge%27%20Example.pdf
32. EEX. (2021b). *Settlement Pricing Procedure.* Preuzeto 07 13, 2021 sa https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Specifications/Settlement_Price_Procedure/20210628_Settlement_Pricing_Procedures_v_5.11_EN.pdf
33. EEX. (2021c, 08 27). *Contract Specifications.* Preuzeto 08 27, 2021 sa EEX: https://www.eex.com/en/downloads#%7B%22downloads-container_0%22%3A%7B%22searchTerm%22%3A%22%22%2C%22category%22%3A%22%22%7D%7D
34. Enders, W. (2010). *Applied econometric time series* (3 izd.). Hoboken N.J: John Wiley and Sons.
35. Energy Community. (2020). *Annual Implementation Report 2020.* Energy Community Secretariat.
36. *Energy Community*. (2021a). Preuzeto 04 25, 2021 sa Who we are: https://www.energy-community.org/aboutus/whoweare.html
37. *Energy Community*. (2021b). Preuzeto 03 01, 2021 sa Western Balkan 6 Initiative: https://www.energy-community.org/regionalinitiatives/WB6.html
38. Engle, R. F. (1990). Stock volatility and the crash of '87: Discussion. *Review of Financial Studies, 3*(1), str. 103-106. Preuzeto sa https://ideas.repec.org/a/oup/rfinst/v3y1990i1p103-06.html
39. Engle, R. F., & Ng, V. K. (1993). Measuring and Testing the Impact of News on Volatility. *The Journal of Finance, 48*(5), str. 1749-1778.
40. ERC. (2020). *Annual Report 2019.* Skopje: Energy and Water Services Regulatory Commission of the Republic of North Macedonia (ERC).

41. ERE. (2020). *Annual Report - The Situation of the Power Sector and ERE Activity during 2019.* Tirana: Energy Regulator Authority.
42. Erić, D. (2003). *Finansijska tržišta i instrumenti: II izmenjeno i dopunjeno izdanje;.* Beograd: Čigoja štampa .
43. ERO. (2020). *Annual Report 2019.* Prishtina: Energy Regulatory Office.
44. European Commission. (2016). *Methodological description and interpretation of the volatility index for electricity markets* . Preuzeto sa European Commission: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/volatility_methodology.pdf
45. European Commission. (2020). *Serbia 2020 Report.* Brisel: European Commision.
46. Eydeland, A., & Wolyniec, K. (2003). *Energy and Power Risk Management New Devolopment in Modelin, Pricing, and Hedging.* New Jersey: John Wiley & Sons.
47. FERK. (2020). *Izveštaj o radu FERK-a za 2019. godinu.* Mostar: Regulatorna komisija za energiju u Federaciji Bosne i Hercegovine.
48. Filipović, S., & Tanić, G. (2010). *Izazovi na tržištu električne energije.* Beograd: Ekonomski institut.
49. Gianfreda, A. (2010). Volatility and volume effects in European electricity spot markets. *Economic Notes, 39*(1-2), str. 47-63.
50. Gianfreda, A., Ravazzolo, F., & Rossini, L. (2020). Comparing the forecasting performances of linear models for electricity prices with high RES penetration. *International Journal of Forecasting, 36*(3), str. 974-986.
51. Girish, G. P., & Vijayalakshmi, S. (2013). Determinants of Electricity Price in Competitive Power Market. *International Journal of Business and Management, 8*(21), str. 70-75.
52. Glosten, L. R., Jagannathan, R., & Runkle, D. E. (1993). On the relation between the expected value and the volatility of the nominal excess return on stocks. *Journal of Finance, 48*(5), str. 1779–1801.
53. Gonzalez, V., Contreras, J., & Bunn, W. (2012). Forecasting power prices using a hybrid fundamental-econometric model. *IEEE Transactions on Power Systems, 27*(1), str. 363 – 372.
54. Granić, G., Majstrović, M., Miljenić, O., Majstrović, G., Horvath, L., Aunedi, M., . . . N. (2004). *Reforma, liberalizacija, restruktuiranje i privatizacija elektroenergetskog sektora u Hrvatskoj.* Zagreb: Energetski institut Hrvoje Požar.
55. Hanić, A. (2015). Perspektive i razvoj finansijskih derivata u Srbiji. U *Strukturne promene u Srbiji: dosadašnji rezultati i perspektive* (str. 201-213). Beograd: Institut ekonomskih nauka.
56. Harris, C. (2006). *Electricity Markets - Pricing, Structures and Economics.* Chichester: John Wiley & Sons.
57. Hirsh, R., & Koomey, J. (2015). Electricity Consumption and Economic Growth: A New Relationship with Significant Consequences? *The Electricity Journal*, str. 72-84.
58. Howells, P., & Bain, K. (2007). *Financial Markets and Institutions* (5 izd.). Harlow: Pearson Education Limited.
59. Hubicka, K., Marcjasz, G., & Weron, R. (2019). A note on averaging day-ahead electricity price forecasts across calibration windows. *IEEE Transactions on sustainable energy, 10*(1), str. 321–323.
60. Hull, J. (2018). *Options, futures, and other derivatives* (10 izd.). New York: Pearson Education.
61. IEA. (2021, February). *Energy Technology Perspectives 2020.* Preuzeto 03 15, 2021 sa https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020

62. Jakovac, P. (2010). Važnost električne energije i osvrt na reformu elektroenergetskog sektora u Evropskoj Uniji i Republici Hrvatskoj. *Ekonomska misao i praksa, 2*, str. 251-275.
63. Jakovac, P., & Vlahinić Lenz, N. (2016). *Energija i ekonomija u Republici Hrvatskoj: makroekonomski učinci proizvodnje i potrošnje električne energije.* Rijeka: Ekonomski fakultet Sveučilišta u Rijeci.
64. Jamasb, T., & Pollitt, M. (2005). Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration. *The Energy Journal, 26*(SI), 11-42.
65. Jeremić, Z. (2009). *Finansijska tržišta.* Beograd: Univerzitet Singidunum.
66. Jeremić, Z. (2012). *Finansijska tržišta i finansijski posrednici.* Beograd: Univerzitet Singidunum.
67. Jeremić, Z., & Latas, T. (2016). Rizici zloupotrebe tržišne moći na berzama električne energije. *Zbornik radova, Međunarodna naučna konferencija Univerziteta Singidunum,Rizici u savremenim uslovima poslovanja* (str. 141-146). Beograd: Univerzitet Singidunum.
68. Jeremić, Z., & Terzić, I. (2019). *Finansijska tržišta i portfolio menadžment.* Beograd: 2019.
69. Jovanić, T. (2008). Pravna priroda sporazuma o netiranju i preduslovi njegove izvršivosti. *Bankarstvo, 3-4*, str. 38-52.
70. Kessides, I. (2004). *Reforming Infrastructure Privatization, Regulation, and Competition.* Washington, DC: World Bank and Oxford University Press.
71. Kirschen, D., & Strbac, G. (2004). *Fundamentals of Power System Economics* . Chichester: John Wiley & Sons.
72. Kluge, T. (2006). Pricing Swing Options and other Electricity Derivatives. *doctoral thesis*. Hillary.
73. (2020). *Kosovo* Annual Implementation Report.* Energy Community Secretariat.
74. Kostrzewski, M., & Kostrzewska, J. (2019). Probabilistic electricity price forecasting with Bayesian stochastic volatility models. *Energy Economics, 80*(C), str. 610–620.
75. Kovačević, V., Janković, I., & Zakić, V. (2018). Značaj i perspektive razvoja kliringa u Srbiji. *Anali Ekonomskog fakulteta u Subotici, 54*(40/2018), str. 121-133.
76. Kuliš, I., & Baričević, T. (2006). *Djelatnost opskrbe električnom energijom u budućnosti s naglaskom na dodatne usluge kupcima.* Zagreb: Energetski institut Hrvoje Požar.
77. Latas, T., & Jeremić, Z. (2017). The option on electric energy for the decrease of risk on the example of EEX (European Energy Exchange). *The European Journal of Applied Economics, 14*(2), str. 43-57.
78. Latas, T., & Jeremić, Z. (2019). Upotreba fjučersa za hedžovanje rizika na tržištu električne energije. *Sinteza 2019* (str. 325-332). Beograd: Univerzitet Singidunum.
79. Liu, H., & Shi, J. (2013). Applying ARMA-GARCH approaches to forecasting short-term electricity prices. *Energy Economics, 37*, str. 152-166.
80. López-Gonzales, J., Souza, R., Coelho da Silva, F., Carbo-Bustinza, N., Ibacache-Pulgar, G., & Calili, R. (2020). Simulation of the Energy Efficiency Auction Prices via the Markov Chain Monte Carlo Method. *Energies, 13*, str. 4544.
81. Lyakhovka, S. (2001). Restructuring of Electricity Sopply Industries: The Case of Ukraine and Russia. Budapest: Master thesis, Central European University.
82. Maciejowska, K., & Weron, R. (2015). Forecasting of daily electricity prices with factor models: utilizing intra-day and inter-zone relationships. *Computational Statistics, 30*, str. 805–819.

83. Maciejowska, K., & Weron, R. (2015). Forecasting of daily electricity prices with factor models: utilizing intra-day and inter-zone relationships. *Computational Statistics, 30*, str. 805–819.
84. Maciejowska, K., & Weron, R. (2016). Short- and mid-term forecasting of baseload electricity prices in the U.K.: the impact of intra-day price relationships and market fundamentals. *IEEE Transactions on Power Systems, 31*(2), str. 994–1005.
85. Maciejowska, K., Nitka, W., & Weron, T. (2019). Day-Ahead vs. Intraday-Forecasting the Price Spread to Maximize Economic Benefits. *Energies, 12*, str. 631.
86. Maksimov, A., & Shchurupova, D. (2017). Forecasting of the electricity price on the day ahead electricity market in Russia. *Cogent Physics, 4: 1316953*, str. 1-8.
87. Maksimović, P. (2006). Ugovor o osnivanju energetske zajednice - osnovne postavke i nove mogućnosti za energetski sektor Srbije. *Upravljanje i telekomunikacije u elektroenergetskom sistemu* (str. 247-252). Tara: Juko Cigre.
88. Mandal, P., Senjyu, T., Urasaki, N., Funabashi, T., & Srivastava, A. (2007). A novel approach to forecast electricity price for PJM using neural network and similar days method. *IEEE Transactions on Power Systems, 22*(4), str. 2058-2065.
89. Miskin, F. (2006). *Monetarna ekonomija, bankarstvo i finansijska tržišta.* Beograd: Data status.
90. Monteiro, C., Ramirez-Rosado, I., Fernandez-Jimenez, L., & Conde, P. (2016). Short-term price forecasting models based on artificial neutral networks for intraday sessions in the Iberian electricity markets. *Energies, 9*(9), str. 721.
91. (2020). *Montenegro Annual Implementation Report.* Energy Community Secretariat.
92. Nakamura, M., Nakashimab, T., & Niimura, T. (2006). Electricity markets volatility: Estimates, regularities and risk management applications. *Energy Policy, 34*(14), str. 1736–1749.
93. Nelson, D. B. (1991). Conditional heteroskedasticity in asset returns: A new approach. *Econometrica, 59*(2), str. 347–370.
94. Newbery, D. (2006). Electricity Liberalization in Britain and the. U F. Sioshansi, & W. Pfaffenberger, *Electricity Market Reform: An International Perspective* (str. 109-143). Kidlington, Oxford: Elsevier.
95. Nomikos, N., & Andriosopoulos, K. (2012). Modelling energy spot prices: Empirical evidence from NYMEX. *Energy Economics, 34*(4), str. 1153-1169.
96. (2020). *North Macedonia Annual Implementation Report.* Energy Community Secretariat.
97. Nowotarski, J., & Weron, R. (2018). Recent advances in electricity price forecasting: a review of probabilistic forecasting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, , 81*(P1), str. 1548–1568.
98. Orsag, S. (2006). *Izvedenice.* Zagreb: Hufa.
99. *PCR Project Main Features*. (2020). Preuzeto 09 15, 2020 sa Nordpool Group: https://www.nordpoolgroup.com/492d7e/globalassets/download-center/single-day-ahead-coupling/pcr-standard-presentation.pdf
100. Pilipovic, D. (2007). *Energy Risk Valuing and Managing Energy Derivatives* (T. 2). McGraw-Hill.
101. Pollitt, M. (2004). Electricity Reform in Chile. Lessons for Developing Countries. *Journal of Network Industries, os-5*(3-4), str. 221-262.
102. Prša, V. (2015). Ekonomski učinci reformi elektroenergetskog sektora na proizvodnju električne energije u Evropskoj Uniji i odabranim zemljama Jugoistočne Evrope. Rijeka: doktorska disertacija.

103. Raineri, R. (2006). Chile: Where It All Started. U F. Sisoshansi, & W. Pfaffenberger, *Electricity Market Reform: An International Perspective* (str. 77-108). Kidlington, Oxford: Elsevier.
104. REGAGEN. (2020). *Izveštaj o stanju energetskog sektora Crne Gore u 2019. godini.* Podgorica.
105. RERS. (2020). *Regulatorni izveštaj o tržištu električne energije, prirodnog gasa i nafte i derivata nafte u Republici Srpskoj za 2019. godinu.* Trebinje: Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske.
106. Rudić, S. (2016). Uloga derivata u upravljanju valutnim rizicima na finansijskom tržištu Srbije. Beograd: doktorska disertacija.
107. SEEPEX. (2020). *Annual Report 2020.* Beograd.
108. (2020). *Serbia Annual Implementation Report.* Energy Community Secretariat.
109. Singh, N., & Mohanty, S. (2015). A review of price forecasting problem and techniques in deregulated electricity markets. *Journal of Power and Energy Engineering,, 3*(9), str. 1-19.
110. Sisodiaa, G. S., Soares, I., Banerjic, S., & Van den Poel, D. (2015). The Status of Energy Price Modelling and its Relevance to Marketing in Emerging Economies. *Energy Procedia, 79*, str. 500-505.
111. Stefanović, N. (2015). Zašto i kako regulisati berzu električne energije? . *CIGRE.* Beograd.
112. Steinert, R., & Ziel, F. (2019). Short-to mid-term day-ahead electricity price forecasting using futures. *Energy Journal, 40*(1), str. 105–127.
113. Stoft, S. (2002). *Power System Economics Designing Markets for Electricity* . IEEE Press & WILEY-INTERSCIENCE.
114. Stojčevski, D. (2018, 11 22). *Tržište električne energije jugoistočne Evrope – aktuelnosti i inicijative*. Preuzeto 05 25, 2019 sa Nerda: http://www.nerda.ba/pdf/REF18_2_SESIJA_Trziste_el_energije_u_JI_Evropi_Dejan_Stojcevski.pdf
115. Sweeney, J. (2002). The California Electricity Crisis: lessons for the future. *Bridge, 32*(2), str. 23-31.
116. Terzic, I., Jeremic, Z., & Latas, T. (2021). Modelling and Forecasting Volatility on Electric Power Exchange SEEPEX. *Management: Journal Of Sustainable Business And Management Solutions In Emerging Economies*.
117. Tešnjak, S. B. (2009). *Tržište električne energije.* Zagreb: Graphis.
118. Thomas, S. (2006). Electricity industry reforms in smaller European countries and the Nordic experience. *Energy, 31*, 788-801.
119. Tominov, I. (2008). Liberalizacija tržišta električne energije - ispunjava li očekivanja? *Journal of Energy: Energija,, 57*(3), str. 256-299.
120. Udovičić, B. (2004). *Neodrživost održivog razvoja: energetski sustavi u globalizaciji i slobodnom tržištu*. Zagreb: Kigen.
121. Vučković, M. (2017, 12 04). SEEPEX Serbian Experience.
122. WB6. (2019). *WB6 Electricity Monitoring Report.* Energy Community Secretariat.
123. Weron, R. (2014). Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. *International Journal of Forecasting, 30*(4), str. 1030–1081.
124. Zakoian, J.-M. (1994). Threshold heteroskedastic models. *Journal of economic dynamics and Control,, 18*(5), str. 931-955.
125. Ziel, F., & Weron, R. (2018). Day-ahead electricity price forecasting with high-dimensional structures: Univariate vs. multivariate modelling frameworks. *Energy Economics, 70*(C), str. 396–420.

126. Žuvela, I. (1999). *Energetsko tržište - njegova obeležja i funkcije.* Preuzeto sa https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/31/051/31051316.pdf

Legislativa Evropske unije

1. Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32003L0087
2. Council Directive 90/377/EEC of 29 June 1990 concerning a Community procedure to improve the transparency of gas and electricity prices charged to industrial end-users. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=LEGISSUM%3Al27002
3. Commission Directive 98/75/EC of 1 October 1998 updating the list of entities covered by Directive 90/547/EEC on the transit of electricity through transmission grids. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:31998L0075&from=CS
4. Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A31996L0092
5. Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32003L0054.
6. Regulation (EC) No 1228/2003 of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exhanges in electricity. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32003R1228
7. Directive 2005/89/EC of the European Parliament and of the Council of 18 January 2006 concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32005L0089
8. Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity from renewable energy sources in the internal electricity market. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32001L0077
9. Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0072
10. Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32009R0714
11. Regulation (EC) No 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32009R0713&qid=1629721159265
12. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive

2012/27/EU. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944&qid=1629729880992
13. Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity. https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj
14. Regulation (EU) 2019/941 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on risk-preparedness in the electricity sector and repealing Directive 2005/89/EC. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0941&qid=1629730537163
15. Commission Decision of 15 November 2012 setting up the Electricity Coordination Group. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32012D1117(01)
16. Regulation (EU) 2019/942 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?toc=OJ%3AL%3A2019%3A158%3ATOC&uri=uriserv%3AOJ.L_.2019.158.01.0022.01.ENG
17. Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:32011R1227
18. Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32009L0029
19. Decision No 406/2009/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the effort of Member States to reduce their greenhouse gas emissions to meet the Community's greenhouse gas emission reduction commitments up to 2020 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32009D0406
20. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0028
21. EMIR - Regulation (EU) 2019/2099 of the European Parliament and of the Council of 23 October 2019 amending Regulation (EU) No 648/2012 as regards the procedures and authorities involved for the authorization of CCPs and requirements for the recognition of third-country CCPs https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32019R2099

Zakoni Republike Srbije

1. Zakon o energetici iz 2004. godine http://www.aers.rs/FILES/Zakoni/Zakon%20o%20energetici_84-04.pdf
2. Strategije razvoja energetike Republike Srbije 2005. godine http://www.gs.gov.rs/lat/strategije-vs.html
3. Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2025. godine, sa projekcijama do 2030. godine http://www.pravno-informacioni-sistem.rs/SlGlasnikPortal/eli/rep/sgrs/skupstina/ostalo/2015/101/1/reg
4. Zakonom o energetici iz 2011. godine

https://www.aers.rs/FILES/Zakoni/Zakon%20o%20energetici_57-11.pdf
5. Zakonom o energetici iz 2014. godine https://www.aers.rs/FILES/Zakoni/Zakon%20o%20energetici%20SG%20145-2014.pdf
6. Izmena i dopuna Zakona o energetici iz 2021 godine http://www.aers.rs/FILES/Zakoni/Zakon%20o%20izmenama%20i%20dopunama%20ZoE%2040-21.pdf
7. Zakon o stečaju – https://www.paragraf.rs/propisi/zakon_o_stecaju.html
8. Zakon o tržištu kapitala – https://www.paragraf.rs/propisi/zakon_o_trzistu_kapitala.html
9. Ugovor o osnivanju Energetske zajednice http://demo.paragraf.rs/demo/combined/Old/t/t2006_07/t07_0301.htm

Berzanski izveštaji:

1. BSP Day-ahead Trading Results - Slovenia 2019 – 2020 https://www.bsp-southpool.com/trading-data.html
2. CROPEX Monthly Report January 2019 – Decembar 2020 https://www.cropex.hr/en/market-data/yearly-and-monthly-reports.html
3. EEX Annual Report 2020 https://www.eex.com/fileadmin/EEX_Group/EEX_Group_Annual_Report/Annual_Report_2020/210421_EEX_Group_Annual_Report_2020_ENG.pdf
4. EPEX Annual Report https://www.epexspot.com/sites/default/files/sites/annual-report-2020/
5. HUPX godišnji izveštaji 2019 – 2020 https://hupx.hu/en/market-data/dam/regular-reports
6. IBEX monthly report for January 2019 – December 2020 https://ibex.bg/about/monthly-reports/
7. Nordpool Annual Report https://www.nordpoolgroup.com/49eea7/globalassets/download-center/annual-report/annual-review-2020.pdf
8. OPCOM – godišnji izveštaji 2019-2020 https://www.opcom.ro/tranzactii_rezultate/tranzactii_rezultate.php?lang=en&id=21
9. SEPEX Annual Report 2016 – 2020 http://www.seepex-spot.com/en/download/Activity%20Reports
10. SEEPEX Market data http://www.seepex-spot.com/en/market-data/day-ahead-auction

Web sajtovi:

1. Eurostat - https://ec.europa.eu/eurostat
2. International Energy Agency - https://www.iea.org/
3. Energy Community - https://www.energy-community.org/
4. SEEPEX - http://www.seepex-spot.com/sr/
5. OTE - www.ote.cr.cz

Popis tabela:

Tabela 1: Uporedni prikaz karakteristika finansijskih i energetskih tržišta 14
Tabela 2: Primarna energija – potrošnja po energentu (exajoules) 17
Tabela 3: Potrošnja nafte po regionima. 18
Tabela 4: Potrošnja uglja po regionima. 20
Tabela 5: Potrošnja prirodnog gasa po regionima 21
Tabela 6: Potrošnja električne energije u svetu u 2020. godini 23
Tabela 7: Proizvodnja iz obnovljivih izvora u svetu 25
Tabela 8: Potrošnja energije iz obnovljivih izvora po regionima 26
Tabela 9: Potrošnja nuklearne energije po regionima 26
Tabela 10: Potrošnja hidroenergije po regionima 27
Tabela 11: Emisije CO_2 po regionima. 28
Tabela 12: Osnovni koraci reforme elektroenergetskog sektora 42
Tabela 13: Period pre 1996. godine i zahtevi EU Direktiva 51
Tabela 14: Liberalizacija tržišta električne energije u Srbiji u uslovima globalizacije 71
Tabela 15: Tabela: Uporedni pregled karakteristika tržišnih modela 76
Tabela 16: Strategija dinamičkog hedžiranja kod rasta terminskih cena 88
Tabela 17: Strategija dinamičkog hedžiranja kod pada terminskih cena 89
Tabela 18: Statična hedžing metoda u slučaju pada terminskih cena 90
Tabela 19: Uklapanje fizičke i finansijske izloženosti "perfect hedge" 93
Tabela 20: Odnosi između kupca i prodavca opcija 95
Tabela 21: Parametri za vrednovanje opcija i njihov uticaj na cenu opcije 100
Tabela 22: Primer obračuna premijske margine na EEX 101
Tabela 23: Primer usklađivanja premijske margine sa tržišnom vrednošću 101
Tabela 24: Pregled obračunavanja margine iste marginske klase 102
Tabela 25: Sveukupna primena mekih mera 113
Tabela 26: Proizvodni kapaciteti u regionu 114
Tabela 27: Primena mekih mera u Albaniji 122
Tabela 28: Proizvodni i prenosni kapaciteti u Albaniji. 123
Tabela 29: Unutrašnje tržište u Albaniji 126
Tabela 30: Primena mekih mera u Severnoj Makedoniji 127
Tabela 31: Proizvodni i prenosni kapaciteti u Severnoj Makedoniji 129
Tabela 32: Unutrašnje tržište u Severnoj Makedoniji 131
Tabela 33: Primena mekih mera u Bosni i Hercegovini 133
Tabela 34: Proizvodni i prenosni kapaciteti u Bosni i Hercegovini 134
Tabela 35: Unutrašnje tržište u Bosni i Hercegovini 137
Tabela 36: Primena mekih mera u Crnoj Gori 138
Tabela 37: Proizvodni i prenosni kapaciteti u Crnoj Gori 140
Tabela 38: Unutrašnje tržište u Crnoj Gori 142
Tabela 39: Primena mekih mera na Kosovu 143
Tabela 40: Proizvodni i prenosni kapaciteti na Kosovu 145
Tabela 41: Unutrašnje tržište 147
Tabela 42: Primena mekih mera u Srbiji 149
Tabela 43: Proizvodni i prenosni kapaciteti u Srbiji 150
Tabela 44:Unutrašnje tržište u Srbiji 153

Tabela 45: OPCOM – osnovni podaci o trgovanju 157
Tabela 46: HUPX – osnovni podaci o trgovanju 158
Tabela 47: BSP SouthPool – osnovni podaci o trgovanju 159
Tabela 48: IBEX – osnovni podaci o trgovanju 160
Tabela 49: CROPEX – osnovni podaci o trgovanju 160
Tabela 50: Uporedni pregled poslovanja SEEPEX i berzi u okruženju u 2020.godini 161
Tabela 51: Ključni pokazatelji SEEPEX 2016–2020 166
Tabela 52: Članovi berze SEEPEX 166
Tabela 53: Poređenje tržišta akcija na Beogradskoj berzi i SEEPEX-a 172
Tabela 54: Deskriptivna statistika SEEPEX logaritamskih prinosa 182
Tabela 55: Shapiro-Wilk W test normalnosti raspodele 183
Tabela 56: Skewness/Kurtosis tests normalnosti raspodele 183
Tabela 57: Prošireni Diki–Fulerov test jedinčnog korena 184
Tabela 58: Ljung–Box Q test statistika (test belog šuma) za autokorelaciju u SEEPEX logaritamskim prinosima 184
Tabela 59: ARMA process coefficients estimates 185
Tabela 60: LM test *za autoregresivnu uslovnu heteroskedastičnost* (ARCH efe*ka*t) 186
Tabela 61: Procena različitih GARCH parametara 188
Tabela 62: Akaikov informacioni kriterijum i Bajesov informacioni kriterijum za izbor GARCH modela koji najbolje odgovara podacima 189

Popis slika

Slika 1: Proizvodnja električne energije u svetu od 1971. do 2018. godine (TWh) 22
Slika 2: Pregled primene mekih mera u regionu 112
Slika 3: Proizvodnja i potrošnja električne energije u WB6 regionu 115
Slika 4: Trend proizvodnje električne energije u regionu, GWh 116
Slika 5: Struktura proizvodnje u regionu i EU 117
Slika 6: Trend potrošnje električne energije u regionu, GWh 118
Slika 7: Potrošnja električne energije po sektorima u regionu i EU 119
Slika 8: Potrošnja električne energije po stanovniku, kWh 119
Slika 9: Neto uvoz električne energije u periodu 2009–2019. godine, GWh 120
Slika 10: Gubici u prenosnom sistemu u WB6 regionu 121
Slika 11: Gubici u distributivnom sistemu u WB6 regionu 121
Slika 12: Struktura kapaciteta iz obnovljivih izvora u Albaniji 2017-2019 124
Slika 13: Struktura proizvodnje u Albaniji u 2019. godini 125
Slika 14: Struktura potrošnje u Albaniji 125
Slika 15: Udeo obnovljivih izvora energije u Albaniji u bruto finalnoj potrošnji 126
Slika 16: Struktura kapaciteta iz obnovljivih izvora u Severnoj Makedoniji 2017–2019 130
Slika 17: Struktura proizvodnje u Severoj Makedoniji 130
Slika 18: Struktura potrošnje u Severnoj Makedoniji 131
Slika 19: Udeo obnovljivih izvora u bruto finalnoj potrošnji u Severnoj Makedoniji 132
Slika 20: Struktura kapaciteta iz obnovljivih izvora u Bosni i Hercegovini 2017–2019 135
Slika 21: Struktura proizvodnje u BiH 136
Slika 22: Struktura potrošnje u BiH 136
Slika 23: Udeo obnovljivih izvora u bruto finalnoj potrošnji u Bosni i Hercegovini 137
Slika 24: Struktura kapaciteta iz obnovljivih izvora u Crnoj Gori 2017–2019 141
Slika 25: Struktura proizvodnje u Crnoj Gori 141

Slika 26: Struktura potrošnje u Crnoj Gori 142
Slika 27: Udeo obnovljive energije u bruto finalnoj potrošnji u Crnoj Gori 143
Slika 28: Struktura kapaciteta iz obnovljivih izvora na Kosovu 2017–2019. 146
Slika 29: Struktura proizvodnje na Kosovu* 146
Slika 30: Struktura potrošnje na Kosovu* 147
Slika 31: Udeo obnovljivih izvora u bruto finalnoj potrošnji na Kosovu* 148
Slika 32: Struktura kapaciteta iz obnovljivih izvora u Srbiji 2017–2019 151
Slika 33: Struktura proizvodnje u Srbiji 152
Slika 34: Struktura potrošnje u Srbiji 152
Slika 35: Prodaja električne energije na slobodnom i regulisanom tržištu 153
Slika 36: Udeo obnovljive energije u bruto finalnoj potrošnji energije u Srbiji 154
Slika 37: Kretanje prosečnih cena po mesecima 162
Slika 38: Prosečan dnevni promet po mesecima 162
Slika 39: Količina – cena po danima 167
Slika 40: Količina – cena po mesecima 168
Slika 41: Količina – cena po godinama 169
Slika 42: Multi regional Coupling 170
Slika 43: Istorijske cene i logaritamski prinosi na SEEPEX-u od februara 2016. do decembra 2019. godine 181
Slika 44: Histogram SEEPEX log prinosa 183
Slika 45: Predviđene vrednosti modelom EGARCH t i stvarna volatilnost u uzorku 190

Liberalizacija tržišta električne energije u Srbiji i perspektive razvoja jedinstvene berze električne enegije Jugoistočne Evrope (SEEPEX)

ORIGINALITY REPORT

14%
SIMILARITY INDEX

PRIMARY SOURCES

1	Tatjana Latas, Zoran Jeremić. "Upotreba fjučersa za hedžovanje rizika na tržištu električne energije", Proceedings of the International Scientific Conference - Sinteza 2019, 2019 Crossref	1994 words — 3%
2	repozitorij.svkst.unist.hr Internet	979 words — 2%
3	docplayer.net Internet	753 words — 1%
4	Zoran Jeremić, Tatjana Latas. "Rizici zloupotrebe tržišne moći na berzama električne energije", Proceedings of the International Scientific Conference FINIZ 2016, 2016 Crossref	623 words — 1%
5	www.unirepository.svkri.uniri.hr Internet	381 words — 1%
6	www.eihp.hr Internet	364 words — 1%
7	www.hep.hr Internet	257 words — < 1%

8	www.ekof.bg.ac.rs Internet	241 words —	< 1%
9	Sanja Bakić. "The role of the Central Bank as a participant in the financial derivatives market", Oditor - casopis za Menadzment, finansije i pravo, 2020 Crossref	142 words —	< 1%
10	www.merz.gov.rs Internet	140 words —	< 1%
11	www.epsu.org Internet	139 words —	< 1%
12	bib.irb.hr Internet	128 words —	< 1%
13	www.aers.org.rs Internet	113 words —	< 1%
14	www.parlament.gov.rs Internet	107 words —	< 1%
15	zir.nsk.hr Internet	102 words —	< 1%
16	educons.edu.rs Internet	98 words —	< 1%
17	irmo.hr Internet	90 words —	< 1%
18	www.emins.org Internet	80 words —	< 1%
19	nardus.mpn.gov.rs Internet		

		76 words — < 1%
20	qdoc.tips Internet	75 words — < 1%
21	www.europarl.europa.eu Internet	75 words — < 1%
22	Radovan Kovacevic. "Modeling the exchange rate of the euro against the dollar using the ARCH/GARCH models", Bankarstvo, 2016 Crossref	71 words — < 1%
23	Tatjana Latas, Zoran Jeremic. "The option on electric energy for the decrease of risk on the example of EEX (European Energy Exchange)", The European Journal of Applied Economics, 2017 Crossref	68 words — < 1%
24	www.deb.org.rs Internet	54 words — < 1%
25	www.ekoakcija.com Internet	51 words — < 1%
26	www.seepex-spot.com Internet	50 words — < 1%
27	Senada Cokic. "Comparison of forecasts using univariate and multivariate models", Ekonomija: teorija i praksa, 2014 Crossref	49 words — < 1%
28	Alessandro Zani, Marta Poncela Blanco, Arturs Purvins, Angelo L'Abbate. "Impact of nuclear supply outage on the European electricity system", 2019 16th	47 words — < 1%

International Conference on the European Energy Market (EEM), 2019
Crossref

29	Isidora Nikolić-Savin. "Unbundling in the field of generation, supply, transmission and distribution of electrical energy in the laws of Republic of Serbia and the European Union", Pravo i privreda, 2020 Crossref	47 words — < 1%
30	ref.ba Internet	47 words — < 1%
31	eur-lex.europa.eu Internet	46 words — < 1%
32	www.podaci.net Internet	38 words — < 1%
33	union.edu.rs Internet	37 words — < 1%
34	147.91.175.145 Internet	34 words — < 1%
35	journalofenergy.com Internet	34 words — < 1%
36	intranet.elektroprivreda.ba Internet	33 words — < 1%
37	issuu.com Internet	33 words — < 1%
38	www.oppapers.com Internet	32 words — < 1%

39	www.seminarskirad.biz Internet	31 words — < 1%
40	www.unidu.hr Internet	30 words — < 1%
41	www.fesb.hr Internet	29 words — < 1%
42	zamisli2030.ba Internet	29 words — < 1%
43	www.eib.ee Internet	28 words — < 1%
44	Elena Rizova, Aleksandra Pejatovic. "Regional Andragogy Academy: From concept to effects", Andragoske studije, 2017 Crossref	27 words — < 1%
45	Heyd F. Más, Dirk Kuiken. "Beyond energy savings: The necessity of optimising smart electricity systems with resource efficiency and coherent waste policy in Europe", Energy Research & Social Science, 2020 Crossref	27 words — < 1%
46	stanovanje.gov.rs Internet	26 words — < 1%
47	www.euractiv.rs Internet	26 words — < 1%
48	www.seesac.org Internet	25 words — < 1%
49	www.seminarskiradovi.rs Internet	25 words — < 1%

50	repozitorij.unizg.hr Internet	24 words — < 1%
51	www.hops.hr Internet	24 words — < 1%
52	www.tandfonline.com Internet	24 words — < 1%
53	Irena Radić. "Directors' duty to consider the interests of creditors and other stakeholders when there is a likelihood of insolvency", Strani pravni zivot, 2021 Crossref	23 words — < 1%
54	abfallr-online.de Internet	22 words — < 1%
55	regagen.co.me Internet	22 words — < 1%
56	smeits.rs Internet	22 words — < 1%
57	dspace.stir.ac.uk Internet	21 words — < 1%
58	singidunum.ac.rs Internet	19 words — < 1%
59	P. Zieger, R. Fierz-Schmidhauser, M. Gysel, J. Ström, S. Henne, K. E. Yttri, U. Baltensperger, E. Weingartner. "Effects of relative humidity on aerosol light scattering in the Arctic", Copernicus GmbH, 2010 Crossref Posted Content	17 words — < 1%
	www.mrt.gov.me	

60	Internet	17 words — < 1%
61	www.link-elearning.com Internet	16 words — < 1%
62	Ljiljana Stošić-Mihajlović, Marija Mihajlović. "Energy as the ecological and economic challenge of sustainable development", Ekonomski izazovi, 2018 Crossref	15 words — < 1%
63	www.cges.me Internet	15 words — < 1%
64	www.interreg-ipa-husrb.com Internet	15 words — < 1%

EXCLUDE QUOTES ON
EXCLUDE BIBLIOGRAPHY ON
EXCLUDE MATCHES < 15 WORDS