

Aspekti liberalizacije električnih sustava za energiju

Višković, Alfredo; Franki, Vladimir

Authored book / Autorska knjiga

Publication status / Verzija rada: **Published version / Objavljena verzija rada (izdavačev PDF)**

Publication year / Godina izdavanja: **2022**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://um.nsk.hr/um:nbn:hr:190:088620>

Rights / Prava: [Attribution 3.0 Unported/Imenovanje 3.0](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2025-01-27**



Repository / Repozitorij:

[Repository of the University of Rijeka, Faculty of Engineering](#)

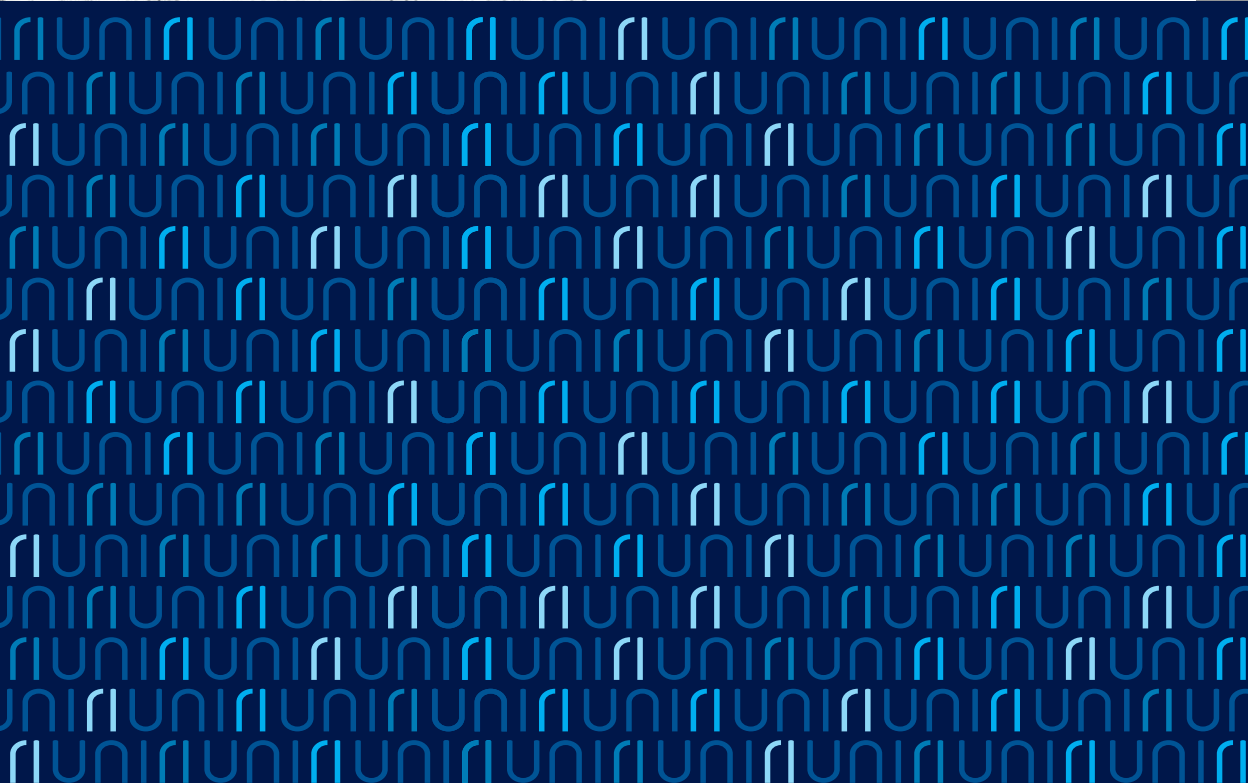




Alfredo Višković

Aspekti liberalizacije električnih sustava za energiju

Udžbenik



UDŽBENICI SVEUČILIŠTA U RIJECI
MANUALIA UNIVERSITATIS STUDIORUM FLUMINENSIS

Autori:

Prof. dr. sc. Alfredo Višković

Dr.sc. Vladimir Franki

Urednik:

Prof. dr. sc. Alfredo Višković

Izdavač:

Sveučilište u Rijeci, Tehnički fakultet

Recenzenti:

Prof. dr. sc. Željko Tomšić

Prof. dr. sc. Vitomir Komen

Lektura i korektura:

Vanja Nekich (Nitor usluge d.o.o.)

Grafičko oblikovanje i prijelom:

Grafika Helvetica d.o.o. za Centar za elektroničko nakladništvo Sveučilišne knjižnice Rijeka (CEN)

ISBN: 978-953-8246-24-1 (PDF)

Mjesec i godina objavljivanja:

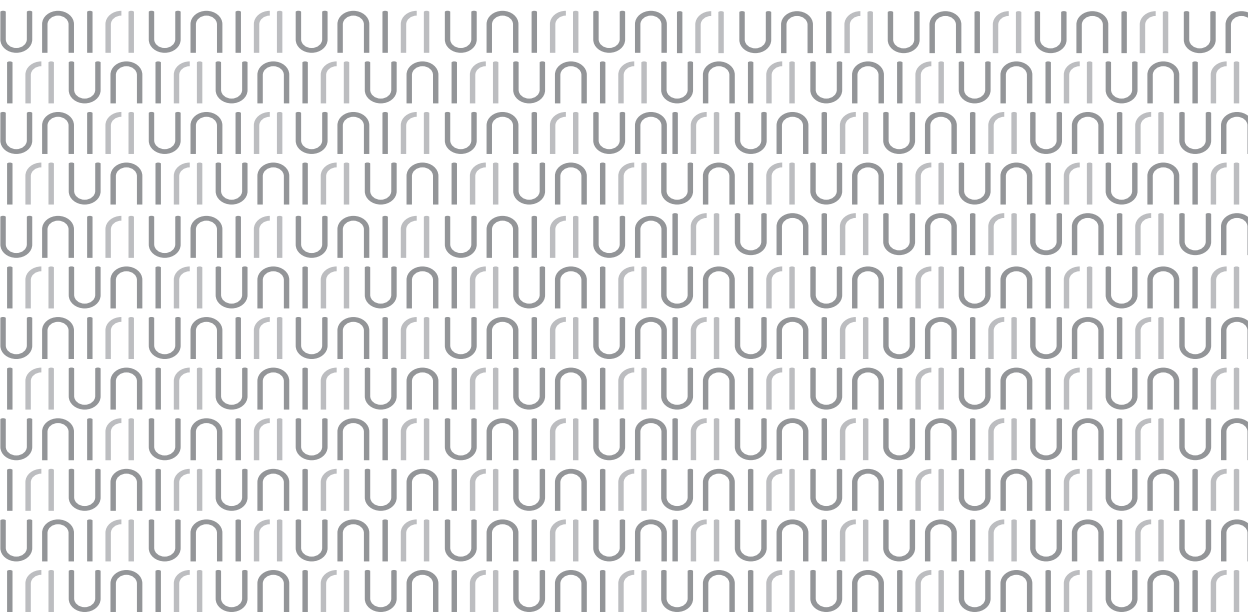
Svibanj 2022.

Odlukom Senata Sveučilišta u Rijeci (KLASA: 007-01/22-03/02, URBROJ: 2170-57-01-22-25 od 25. siječnja 2022.) ovo se djelo objavljuje kao izdanje Sveučilišta u Rijeci.

Sveučilište u Rijeci pokriva trošak e-izdanja koje obavlja Centar elektroničkog nakladništva (CEN).

Alfredo Višković

Aspekti liberalizacije električnih sustava za energiju



UNIRI

Rijeka, 2022.

RITEH

SADRŽAJ

PREDGOVOR	10
1. OD MONOPOLA DO KONKURENTNOST	12
1.1. Nepredvidiva budućnost	12
1.1.1. Povijesni razvoj elektroenergetike nekih zemalja	15
1.1.2. Osvrt na povijesni razvoj (do 1938. godine) elektroenergetskog sektora izabranog broja zemalja	18
1.2. Konsolidirana stvarnost	19
1.3. Klasična postrojenja za proizvodnju električne energije	23
1.4. Nuklearna kontroverza	31
1.5. Nove tehnologije obnovljivih izvora energije	35
1.6. Radikalne inovacije	43
1.7. Specifičnosti problema zaštite okoliša	50
1.8. Energetska učinkovitost	54
1.9. Tarifni sustav	57
1.10. Proces liberalizacije	59
1.11. Osvrt na tržište električne energije	64
1.12. Liberalizacijski proces i razvoj energetske burze	66
1.12.1. Europski pravni okvir	67
1.12.2. Trgovanje električnom energijom	68
1.12.3. Burze električne energije	69
1.12.4. Najznačajnije burze električne energije u Europi	70
1.12.5. Formiranje voznog reda i granične cijene električne energije	73
2. SPECIFIČNOSTI ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA	74
2.1. Dijagram opterećenja	74
2.2. Problemi prijenosa električne energije	76
2.3. Distribucija električne energije	79
2.4. Inovacije u upravljanju i nadzoru mreže	81
3. EUROPA PRED ENERGETSKIM I KLIMATSKIM IZAZOVIMA	83
3.1. Idemo li prema novoj europskoj energetske i klimatske politici?	83
3.2. Razlozi uvođenja nove politike	84
3.2.1. Rusko-ukrajinska kriza i rizici za europsku energetske sigurnost	85
3.2.2. Porast osjetljivosti EU-a na klimatske promjene	86
3.3. Izazov globalnog zagrijavanja	86
3.3.1. Posljedice zatopljenja u Europi	88
3.3.2. Troškovi pregrijavanja	88
3.3.3. Klimatske promjene i imigracija	89
3.3.4. Prilagoditi se klimatskim promjenama	89

3.4. Politika bez pravne osnove?	90
3.4.1. Novi Lisabonski ugovor	90
3.5. Nužnost cjelovitog pristupa	91
3.5.1. Zelena knjiga o novoj energetskej strategiji	92
3.6. Paket klima-energija koji je predstavila Komisija.	93
3.6.1. Prijedlozi čiji je cilj suprotstavljanje globalnom zatopljenju	94
3.7. Istinsko europsko tržište energije	95
3.7.1. Europa i nuklearna energija	96
3.7.2. Politička vrijednost jednostrane europske obveze.	96
3.8. Europsko vijeće u Berlinu u ožujku 2007.	97
3.9. Europska energetska politika	98
3.9.1. SET-plan.	98
3.9.2. Strategija energetske unije	99
3.9.3. Energetska strategija 2020. (2010.)	100
3.9.4. Europski Klimatski Plan za 2050. – put prema klimatskoj neutralnosti.	100
3.9.5. Čista energija za sve Europljane	101
3.9.6. Zeleni plan	102
4. TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE I LANAC VRIJEDNOSTI, POSLOVNI MODELI I SUSTAVI UPRAVLJANJA	109
4.1. Uvod u lanac vrijednosti	109
4.1.1. Proizvod „električna energija”: fizičko-tehnološka i tržišna perspektiva	109
4.1.2. Liberalizacija, normativna evolucija i institucionalni subjekti tržišta električne energije .110	110
4.2. Proizvodnja električne energije	113
4.2.1. Vrste postrojenja za proizvodnju električne energije	113
4.2.2. Europski proizvodni miks	115
4.3. Veleprodajno tržište i burza energije.	117
4.3.1. Burza energije i uključeni subjekti	117
4.3.2. Bilateralni ugovori i centralizirano tržište.	118
4.3.3. Kratkoročna tržišta električne energije, terminsko tržište električne energije, tržište izvedenicama	118
4.3.4. Pregled najznačajnijih europskih burzi	123
4.4. Trgovanje električnom energijom i upravljanje rizicima	125
4.4.1. Djelatnosti „trgovanja energijom” i referentni model za trgovačko društvo	125
4.4.2. Predviđanja kretanja tržišta: potražnja i cijena.	127
4.4.3. Upravljanje sustavom za proizvodnju	128
4.4.4. Upravljanje rizicima	128
4.4.5. Uvoz električne energije.	129
4.5. Prijenos i distribucija električne energije	130
4.5.1. Djelatnost prijenosa i struktura nacionalne mreže	130
4.5.2. Distribucija	131

4.5.3. Odnosi između distribucije i opskrbe: Proces razdvajanja i Mrežni Kodeks	132
4.6. Prema elektroenergetskoj mreži budućnosti: pametna (napredna) mreža – Smart Grid . . .	135
4.6.1. Problem sadašnjih mreža u svjetlu scenarija budućnosti.	135
4.6.2. Sastav pametne mreže	137
4.6.3. Novi način poimanja elektroenergetskog lanca	138
4.6.4. Pametna mreža: što će se promijeniti sutra?.	140
4.7. Maloprodajno tržište električne energije.	140
4.7.1. Referentna tržišta: veća zaštita, nadzor i slobodno tržište	141
4.7.2. Prijelaz na slobodno tržište	142
4.7.3. Tarifa električne energije	143
4.7.4. Struktura cijene referentnog tržišta.	143
4.8. Upravljanje energijom i kupnja električne energije u tvrtkama	144
4.8.1. Lanac vrijednosti upravljanja energijom	144
4.8.2. Energetska učinkovitost.	145
4.8.3. Ugovori o kupnji energije i organiziranje natječaja.	145
4.9. Pariški sporazum: Početak kraja fosilnih goriva	146
5. TRŽIŠTE KRAJNJEG KUPCA	149
5.1. Tržište i strategije konkuriranja.	149
5.1.1. Marketinške strategije za konkurentnost u uslugama i marketinški miks za energetski sektor.	149
5.1.2. Kako korisnik vidi liberalizaciju.	150
5.1.3. Switching kućanstava	153
5.2. Komercijalna kvaliteta u distribuciji i prodaji električne energije.	153
5.2.1. Reguliranje komercijalne kvalitete usluga.	153
6. PITANJE ZAŠTITE OKOLIŠA	155
6.1. Uvod u područje zaštite okoliša	155
6.2. Program potpore za obnovljive izvore energije i tržište zelenih certifikata	156
6.2.1. Prilike, prepreke i stanje u segmentu obnovljivih izvora energije	156
6.2.2. Vrste mehanizama potpore	156
6.2.3. Alternative prodaji obnovljive energije	157
6.2.3.1. Razmjena na mjestu	157
6.2.3.2. Namjensko preuzimanje	158
6.2.3.3. Prodaja na tržištu	158
6.3. Tržište certifikata energetske učinkovitosti	159
6.3.1. Referentni okvir	159
6.3.2. Uloga društava energetske usluga	159
6.3.3. Tržište certifikatima energetske učinkovitosti i metode bilance ušteda.	160
6.3.4. Vrste intervencija koje omogućuju priznavanje certifikata energetske učinkovitosti . . .	161
6.4. Protokol iz Kyota, EU-ETS i tržište dozvola za emisije	161

6.4.1. Protokol iz Kyota: ciljevi i faze161
6.4.2. Sustav trgovanja emisijama (ETS)162
6.4.3. Mehanizam čistog razvoja (CDM) i zajednička provedba (JI)163
6.4.4. Hvatanje i skladištenje CO ₂164
6.5. Nuklearna energija165
6.5.1. Uvod u proizvodnju iz nuklearnog izvora165
6.5.2. Nuklearna energija: propali san166
6.5.3. Katastrofa u Fukushimai166
6.5.4. Čemu nas uči katastrofa u Fukushimai?167
6.5.5. Koliko danas košta nuklearna energija?167
7. NOVE TEHNOLOGIJE UPRAVLJANJA I INFORMACIJSKI SUSTAVI PRIMJENJENI NA TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE169
7.1. Opći prikaz uloge tehnologija u razvoju sektora169
7.2. Trgovanje električnom energijom i upravljanje rizicima: potpora sustava djelatnostima poslovanja169
7.2.1. Referentna informatička struktura170
7.2.2. Upravljanje mjerenjima i predviđanje potražnje170
7.2.3. Optimizacija ukupnog portfelja171
7.2.4. Planiranje proizvodnje i upravljanje stvarnim vremenom u komercijalnom pogledu172
7.2.5. Upravljanje djelatnostima trgovine i rizikom172
7.3. Komercijalni procesi: potpora sustava CRM i billinga173
7.3.1. Uvod u CRM173
7.3.2. Razvoj sustava CRM174
7.3.3. Moduli koji čine sustav CRM175
7.3.4. Uvod u sustav naplate (billing)176
7.3.5. Moduli koji čine sustav naplate177
7.4. Potpora sustava operativnoj integraciji i procesu.178
7.5. Proces operacija i sustavi Mobile Workforce Management179
7.5.1. Proces.179
7.5.1.1. Služba za korisnike179
7.5.1.2. Održavanje179
7.5.1.3. Hitne intervencije180
7.5.1.4. Upravljanje osobljem, osobna sigurnost i logistika180
7.6. Važnost upravljanja informacijskom i komunikacijskom tehnologijom (ICT)180
8. SIMULACIJA SCENARIJA TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE (VLADIMIR FRANKI)182
8.1. Pristup problemu183
8.2. Simulacijski programi183
8.2.1. Modul 1 softverskog alata.185
8.2.2. Modul 2 softverskog alata.187
8.2.3. Modul 3 softverskog alata.189

8.3. Promatrano okruženje	190
8.3.1. Osnovni pokazatelji elektroenergetskih sektora JIE	193
8.4. Case study: Sustav trgovanja emisijama.	202
8.4.1. Metodologija	203
8.4.2. Pregled rezultata referentnog scenarija	204
8.4.3. Analiza osjetljivosti.	205
8.5. Case study: Energetska sigurnost	209
8.5.1. Metodologija	212
8.5.2. Pregled rezultata.	215
9. KOMPARATIVNA ANALIZA TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE U VELIKOJ BRITANIJI, ŠPANSKOJ I NORD POOL-U (ALFREDO VIŠKOVIĆ, VLADIMIR FRANKI)	222
9.1. Uvodno razmatranje	222
9.1.1. Zajednički principi i upute.	222
9.1.1.1. Ugovori i poolovi	222
9.1.1.2. Plaćanje snage.	222
9.1.1.3. Rješavanje problema zagušenja.	223
9.1.2. Zaključak	223
9.2. Struktura tržišta	223
9.2.1. ENTSO-E.	223
9.2.2. Engleska i Wales	224
9.2.2.1. Elektroenergetski pool	224
9.2.2.2. NETA	225
9.2.3. Španjolska	226
9.2.3.1. Dnevno tržište (tržište „za idući dan“).	226
9.2.3.2. Tržište "unutar dana" (tržište usklađivanja)	227
9.2.3.3. Odstupanja (debalans)	227
9.2.4. Nord Pool	228
9.2.4.1. Nord Poolova tržišta	228
9.2.4.2. Reguliranje tržišta električne energije	228
9.2.5. Bruto poolovi i neto poolovi.	228
9.2.5.1. Temeljna struktura tržišta električne energije.	229
9.2.5.2. Centralizirano održavanje ravnotežnog stanja.	229
9.2.5.3. Problem rješavanja "odstupanja"	230
9.2.5.4. Bruto poolovi i neto poolovi	230
9.2.6. Rješenja ugovora u bruto poolovima i neto poolovima	231
9.3. Empirijski dokazi učinkovitosti	232
9.3.1. Utjecaj na učinkovitost tzv. izlaza i emisija	233
9.3.2. Utjecaj na cijene i konkurenciju	233
9.3.3. Zaključak	234

9.4. Algoritmi za određivanje veleprodajnih cijena234
9.4.1. Pravila za određivanje cijena235
9.4.1.1. Tržišno određene cijene235
9.4.1.2. Pay-as-bid sustav236
9.4.1.3. Tržišna moć237
9.4.1.4. Sažeti osvrt238
9.4.2. Postupci za određivanje cijena238
9.4.2.1. Postupak određivanja cijena za proizvodnju električne energije u hidroelektranama	238
9.4.2.2. Postupak određivanja cijena proizvodnje električne energije u termoenergetskim sustavima239
9.4.3. Jedinstvena ili dvostruka pravila za obračun i naplatu odstupanja pri naplati električne energije240
9.4.3.1. Sustav jedinstvene cijene.240
9.4.3.2. Sustav dvojnih cijena241
9.4.3.3. Zaključci242
10. PLAĆANJE KAPACITETA ELEKTRIČNE ENERGIJE (ALFREDO VIŠKOVIĆ)244
10.1. Ekonomska stajališta pri investiranju u proizvodnju električne energije.244
10.2. Svrha određivanja cijena244
10.3. Centralizirano vrednovanje proizvodnje električne energije245
10.4. Temeljni osvrt na prethodna stajališta247
11. RAZMATRANJE PROBLEMA ZAGUŠENJA PRI PRIJENOSU ELEKTRIČNE ENERGIJE (ALFREDO VIŠKOVIĆ)249
11.1. Razdvajanje tržišta250
11.2. Counter-trades.252
11.3. Određivanje cijena pri zagušenjima.253
11.4. Pregled struktura254
11.5. Zaključak255
PRILOZI257
PRILOG A – PLAĆANJE KAPACITETA U ENGLLESKOJ I WALESU257
PRILOG B – PLAĆANJE KAPACITETA U ŠPANJOLSKOJ259
PRILOG C – TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE HRVATSKE.261
POPIS KRATICA.267
POPIS SLIKA270
POPIS TABLICA.273

PREDGOVOR

Električna energija ne može se uskladištiti te naknadno koristiti, već je treba potrošiti gotovo istodobno kada je i proizvedena. Mnoge vlasti i nadležna tijela u svijetu pokušavaju riješiti problem tržišta električne energije na vlastitim saznanjima i mogućnostima. Međutim, većina država teži liberaliziranom tržištu električne energije pa je to danas prevladavajući pristup.

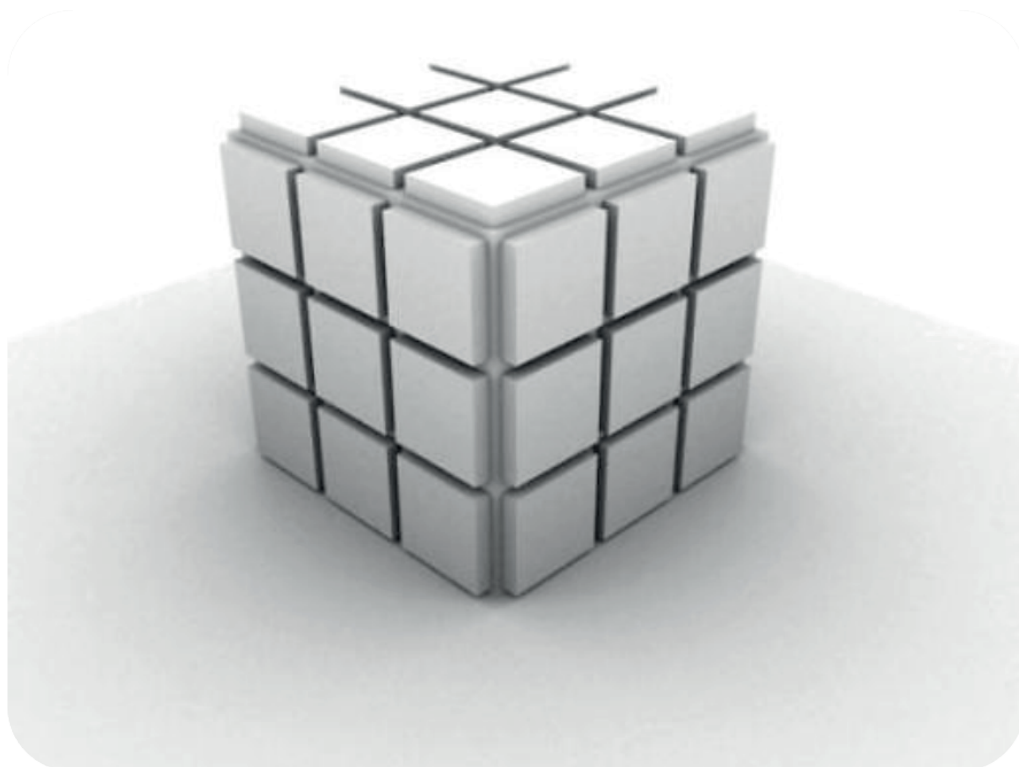
Pregledom primjera iz svjetske prakse, u poglavljima koja slijede razrađeni su i predočeni bitni problemi koji se odnose na:

- probleme monopola i konkurentnosti,
- simulacije scenarija tržišta električne energije,
- komparativnu analizu istraživanja tržišta električne energije u nekim europskim zemljama.

Autori se nadaju da će sadržaj ovoga udžbenika biti od koristi ne samo studentima Tehničkog fakulteta, već i inženjerima srodnih struka, ali i svima koje zanima predmetno područje.

prof. dr. sc. Alfredo Višković

I. DIO: OD MONOPOLA DO KONKURENTNOSTI



1. OD MONOPOLA DO KONKURENTNOSTI

1.1. Nepredvidiva budućnost

Tko je krajem 19. stoljeća pokušao predvidjeti budućnost električne energije na temelju njezinih prvih primjena, sigurno nije mogao zamisliti kakvu će ona imati ulogu u suvremenom društvu. Iako izraz „električni sustav” nije imao isto značenje kao danas, već se koristio kako bi se razlikovalo različite osnovne tehnike: kad se još početkom 20. stoljeća pisalo da tzv. „bitka sustava” nije završena, riječ je bila o kontroverzama između zagovornika istosmjerne i izmjenične struje koje su se tek u to vrijeme počele usmjeravati u korist izmjenične struje. Ukratko, postojala je nesigurnost čak u osnovnom izboru, tj. u izboru između dviju tehnika za proizvodnju i distribuciju električne energije¹. Pri razmišljanju o budućem organizacijskom stajalištu elektroenergetskog sektora sigurno nisu pomagala prva postrojenja za proizvodnju struje sagrađena za određenu svrhu. Svako proizvodno postrojenje imalo je nezavisnog potrošača, tako da u praksi nije bilo distribucije proizvedene energije osim one interne za potrebe određenog korisnika (ili grupu potrošača).

Situacija se nije znatno promijenila ni pojavom ideje o prodaji električne energije u različite svrhe. Prvo postrojenje takvog tipa bilo je ono u Pearl Streetu, sagrađeno u New Yorku 1882., koje je 1883. imitirala tvrtka Edison koja je korištenjem šest „jumbo” generatora od 90 kW instaliranih u Ulici Santa Radegonda u Milanu bila u stanju zamijeniti plinske svjetiljke električnima za osvjetljavanje Scale te za ograničeno korištenje. „Edisonova” proizvodnja u prvoj godini rada nije zanemariva kada je riječ o tom razdoblju: prema očekivanim procjenama, 760.000 kWh proizvedenih u tim postrojenjima (prva postrojenja bila su u osnovi slična onim izoliranim postrojenjima: toplinski motor koji pokreće dinamo, dakle neprekidna proizvodnja električne struje, mreža vodiča i na krajevima svjetiljke). Pripisati električnoj distribuciji uvjete „prirodnog monopola” činilo bi se u to vrijeme u najmanju ruku ekscentrično, ne samo zbog tzv. ograničenosti usluge. Korištenje električne energije kao alternativnog izvora za napajanje energijom (uz ugljen, gradski plin, vodu) bilo je tada daleko od moguće afirmacije.

U kućnoj i industrijskoj uporabi plinske su se svjetiljke osobito pokazivale superiornima ili, u najnepovoljnijem slučaju, konkurentnima električnim svjetiljkama. Štoviše, s obzirom na pitanje sigurnosti i pouzdanosti, bilanca nije bila naklonjena električnom napajanju, i to prije svega zbog mišljenja o njegovoj štetnosti za budućnost čovječanstva². Godine 1910. u tada naprednoj Njemačkoj, sukob između osvjetljenja na osnovi plina i električne struje nije bio razriješen u korist struje: prema njemačkim plinskim tvrtkama koje su citirale službene statistike, u razdoblju od dvije godine, između 1908. i 1909., štete prouzročene kratkim spojevima bile su šest puta veće u odnosu na štete prouzročene plinom (nisu slučajno prve tarife određene tako da struju učine konkurentnom plinu za osvjetljavanje kuća).

Suprotno je stajalište prevladalo o javnoj rasvjeti, pri čemu su električne svjetiljke pokaza-

1 AA. VV., *Storia dell' industria elettrica in Italia*, vol. I, Bari, 1992.

2 C. Marvin, *Quando le vecchie tecnologie erano nuove*, Torino, 1994.

le uočljivu prednost pred plinskim. Već 1881. za svjetsku izložbu u Parizu bilo je prvih primjera osvjetljivanja ulica električnom rasvjetom (od tada potječe naziv za Pariz kao Grad Svjetlosti – *ville lumière*), koja se uskoro počela koristiti u glavnim europskim i američkim gradovima, a naziv „električni grad” bio je sinonim za napredak³. Jednak je bio uspjeh električnog pogona u gradskom prijevozu. Prva elektrificirana tramvajska linija otvorena je 1884. u Clevelandu, a već je 1890. šestina čitave američke mreže gradskog prijevoza, što je iznosilo nešto više od 9.000 km, bila elektrificirana. Godine 1903., iako je porasla na oko 50.000 km, bila je čak 98 % elektrificirana. Kad je riječ o Europi, Tablica 1 predočava različiti razvoj električnoga gradskog prijevoza sredinom posljednjeg desetljeća XIX. stoljeća, koji je u cjelini dinamičan. S druge strane, rješenje izoliranih električnih postrojenja koja se rabe samo u jednom tvorničkom pogonu prevladavalo je relativno dugo.

Distribuirana proizvodnja uvjetovala je izgradnju postrojenja za proizvodnju količine električne energije koja odgovara potražnji. Razabire se glavni nedostatak u nerazumijevanju sinkroniziranosti proizvodnje i potrošnje. U odnosu na korištenje usluga električnih tvrtki koje nisu smatrale povoljnim stvaranje povećane potražnje, autonomni proizvođači električne energije nisu trebali plaćati davanja (ni znatne gubitke zbog niskog napona) koja su proizlazila iz mreže za prijenos i distribuciju električne energije.

Tablica 1. Električne tramvajske linije u uporabi ili izgradnji početkom 1895.

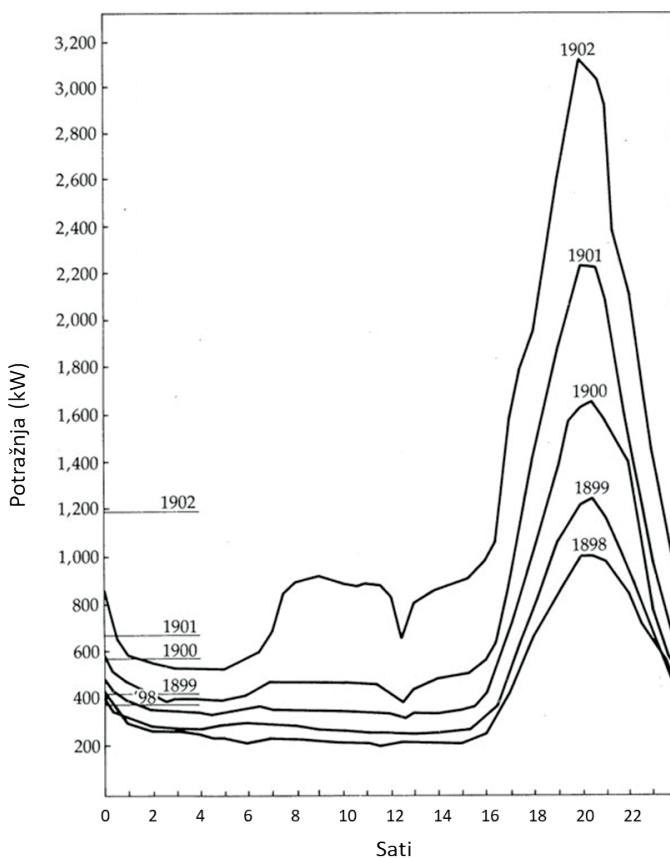
Država	Linije u uporabi		Linije u izgradnji	
	duljina (km)	snaga (kW)	pokretačka kola	duljina (km)
Njemačka	366,2	5.264	652	94,6
Velika Britanija	68,8	3.443	125	34,2
Austro-Ugarska	44,9	1.639	129	3,8
Belgija	21,7	1.130	48	-
Bosna	-	-	-	5,6
Španjolska	14	210	12	-
Francuska	96,3	3.160	152	46
Italija	18,9	870	33	22,8
Švedska i Norveška	6,5	145	11	-
Poljska	-	-	-	12,8
Rumunjska	5,6	140	15	-
Rusija	10	540	32	-
Švicarska	37,4	1.008	40	2,8

Izvor: „L'industrie électrique”, dodatak 7. od 10. ožujka 1985.

Da bi se shvatili problemi na koje su električne tvrtke nailazile, dovoljno je analizirati di-

3 H. L. Platt, *The Electric City*, Chicago, 1991.

jagrame opterećenja koji su predočeni na slici, a odnose se na grad Chicago⁴ na razmeđu XIX. i XX. stoljeća. Dijagrami pokazuju nerazmjer između investiranja u potrebna postrojenja kako bi se zadovoljila vršna potrošnja i njihova prosječno korištenja tijekom godine. Neravnoteža je tvrtku Commonwealth Electric Company dovela pred bankrot i prisilila je da potraži novu tipologiju korištenja kako bi se smanjila ova prijetnja: u tome je uspjela zbog snažne promotivne kampanje s poticajnim tarifama za korištenje energije za električne motore koji su mogli pokretati dizala. Povećanje broja instaliranih dizala u kratkom je roku u zgradama u Chicagu stvorilo relativno konstantnu potražnju za električnom energijom tijekom cijelog dana.



Slika 1. Krivulja opterećenja Commonwealth Electric Company.

Izvor: H.L Platt, *The Electric City: Energy and the Growth of the Chicago area*, University of Chicago Press 1991.

4 H. L. Platt, *The Electric City*, Chicago, 1991.

Godina 1895. predstavlja prijelomnicu između prvih avanturističkih inicijativa i početka učvršćivanja električnog sektora zahvaljujući osnivanju *Bank für Elektrische Unternehmungen*, banke u Zürichu (tzv. *Elektrobank*) s društvenim ciljem da realizira projekte u različitim oblicima financijske intervencije u tada uvjetno „novorođenoj“ električnoj industriji. Iste je godine ta banka započela svoju djelatnost i u Italiji osnivanjem *Officine Elettriche Genovesi*. Intervencija velikih banaka, pa i nekih talijanskih nacionalnih banaka (*Credito Italiano* i *Banca Commerciale*) obilježila je od početka razvoj talijanskog električnog sustava. No rast neovisnih tvrtki, kojih je neposredno prije Prvog svjetskog rata bilo gotovo tri stotine, ne bi trebao zavaravati. Iako je bilo i autonomnih poduzetnika, odlučujuću ulogu imao je velik financijski kapital, prije svega švicarski i njemački, koji je korištenjem složene mreže participiranja zapravo vladao sektorom. Na primjer, na početku 20. stoljeća njemačke su grupacije kontrolirale više od 40 % sektora. Drugi dio koncentracije kapitala dogodio se nekoliko godina kasnije kada su nacionalizacijom većine željezničkih mreža izvlaštene tvrtke iskoristile dobiveni kapital za velika ulaganja u elektroenergetski sektor. Kao posljedica prethodno navedenoga, godine 1913. nešto manje od desetak ekonomskih subjekata kontrolira više od 43,7 % kapitala električnih tvrtki i praktično kvotu dionica od gotovo 100 % prvih 35 - 40 tvrtki u električnom sektoru⁵. Prvi svjetski rat imao je razarajući učinak na ravnotežu koja se stvorila između 1895. i 1914. Ratno zakonodavstvo usredotočilo se na raširen i prije postojeći stav nepovjerenja ili čak neprijateljstva prema njemačkom kapitalu, a jednako tako i švicarskom i belgijskom, čije su se financije smatrale lošijima od njemačkih. Putem tako složene serije mehanizama i događaja nije bilo teško uspješno promovirati daljnju „talijanizaciju“ električnih tvrtki. Poratno su krize talijanskih Ansaldo i ILVA-e, uvjetovane nestankom tzv. ratne trgovine, prisilile te dvije grupacije da otpuste odgovarajuće udjele električnim tvrtkama kupljenima od strane drugih tvrtki iz tog sektora ili od strane banaka koje su ih kontrolirale⁶. Istodobno je niz poticaja (npr. za elektrifikaciju željeznice) i znatno povećanje tarife dalo novi impuls razvoju električnog sektora i koncentraciji kapitala. Na taj način, dok se početkom 20-ih u prvih deset tvrtki u zemlji nije nalazila nijedna električna tvrtka, 1927. već ih je bilo četiri, a deset godina poslije zauzimale su prvo (Edison), treće (SME), četvrto (SIP) i šesto mjesto (SADE). Posljednji poticaj električnom sektoru dala je američka ekonomska kriza 1929. koja je prisilila velike američke investitore da se riješe posjeda paketa dionica europskih električnih tvrtki.

1.1.1. Povijesni razvoj elektroenergetike nekih zemalja

Vrlo izražen javni utjecaj nije se sviđao vlasnicima privatnih električnih tvrtki u Italiji: zbog toga je došlo do niza složenih prijelaza paketa dionica koji minimiziraju prisutnost države (putem IRI-a) u tvrtki Edison i koji su na kraju definirali stanje gotovo nepromijenjeno do nacionalizacije iz 1962⁷. Najveći dio tržišta električne energije podijeljen je između pet

5 H.L Platt, *The Electric City: Energy and the Growth of the Chicago area*, University of Chicago Press 1991.

6 I. Zilli, *Banca e industria elettrica in Italia*, u *Storia dell industria elettrica in Italia*, vol. II, Bari, 1993.

7 L. Segreto, Giacinto Motta - *Un ingegnere alla testa del capitalismo industriale italiano*, Bari, 2005.

tvrtki, od kojih su tri privatne (Edison, aktivna uglavnom u Lombardiji i Liguriji, Centrale u Toskani, Laciju, ali i Emiliji i SADE u Trivenetu), a dvije su državne (SIP u Pijemontu i SME u Južnoj Italiji). U međuvremenu se u većini drugih država prešlo s dominacije dviju vrsta korištenja, za rasvjetu i gradski prijevoz, na masovno širenje opskrbe električnom energijom za industrijski sektor. Osobitost Italije, iako u osnovi nametnuta zbog malih količina ugljena, bio je odabir hidroenergije (tzv. „bijeli ugljen“). Već 1887. hidroelektrane proizvode 200.000 kWh, a deset godina poslije, 1897., proizvode više električne energije od termoelektrana: 44 milijuna kWh, što odgovara udjelu od 59 % ukupne proizvodnje. Ta nadmoć ostat će nepromijenjena (u 30-ima čak prelazi 95 % ukupne električne energije proizvedene u Italiji) sve do 1966., kad prvi put pada ispod 50 % (na 49,2 %). Na taj način izbor lokacije za smještanje pogona za proizvodnju električne energije ostaje usko povezan s raspoloživošću, tehničkom ili ekonomskom, izvora hidroenergije koji se mogu koristiti. Nakon što su najbliži izvori iskorišteni, postavilo se pitanje prijenosa energije, što je izvedeno povećanjem napona, a zahvaljujući izumu transformatora smanjili su se gubici unutar mreže.

Potražnja za električnom energijom na početku XX. stoljeća zahtijevala je još jednu radikalnu inovaciju: gradnju umjetnih rezervoara (akumulacijskih jezera) kako bi se iskoristili alpski vodeni bazeni. Već 1906. gradska električna tvrtka iz Milana koju je osnovala općina kao protutežu monopolu Edisona kupuje koncesiju u Valtellini da bi tamo sagradila elektranu od 13,5 MW čija bi se energija prenosila do Milana dalekovodom od 65.000 volti dugim 150 km⁸. Danas, jedno stoljeće kasnije, većina vodova za prijenos električne energije u Italiji je nazivnog napona 380 kV, što je približno šest puta više od vodova u Valtellini i Padernu. Realiziranje akumulacijskih jezera omogućuje i asimiliranje hidroenergije s energijom fosilnih izvora jer se može odlučiti o vremenu i načinu njezinog korištenja ovisno o kretanju potražnje na isti način kao kod energije ugljena, lož-ulja ili plina, a ta opcija ne postoji kod hidroelektrana koje se nalaze duž riječnih tokova. Taj stupanj slobode omogućio je Italiji da proizvodi električnu energiju uglavnom u hidroelektranama sve do 50-ih godina XX. stoljeća, kada se zbog gotovo potpunog iskorištenja hidro-potencijala počela afirmirati proizvodnja termičkim putem. S obzirom na ritam rasta potražnje (koja se manje-više udvostručila tijekom deset godina), prelazak je bio vrlo brz i dogodio se do sredine 60-ih. U pionirskom razdoblju moguće je uočiti analogiju između Italije i Francuske kad su se prvi električni sustavi razvijali u blizini Alpa kako bi se iskoristio hidropotencijal, a prve su uporabe bile u elektro-kemijskoj industriji. Prema kraju XIX. stoljeća nastale su prve tvrtke za opskrbu električnom energijom proizvedenoj iz energije vode u gradovima poput Lyona, Marseillea, Nice, uglavnom za javnu rasvjetu i gradski prijevoz.

Paralelno s time, čim su se počele rabiti parne turbine odgovarajućih dimenzija, dostupnost ugljena potaknula je otvaranje prvih termičkih postrojenja, prvo u Sjevernoj Francuskoj kako bi se bolje iskoristila blizina rudnika, a kasnije i drugdje. Nakon Prvog svjetskog rata i u Francuskoj se počeo definirati organizacijski sustav koji se temeljio na tvrtkama regionalnog karaktera koje su 1936., povezavši se, stvorile nacionalnu distribucijsku mre-

8 Aem: una storia milanese, Milano, 1982.

žu. U drugim glavnim industrijskim zemljama razvoj električne energije od početka se temeljio na ugljenu. Ako zanemarimo različite izvore, u razdoblju neposredno nakon Prvog svjetskog rata može se uočiti osnovno zajedničko obilježje: svuda je prisutno prilično suzdržano povećanje proizvodnje električne energije, kako potvrđuje Tablica 2, s podacima o međuratnom razdoblju za najveće europske zemlje (navedene su zemlje 1938. proizvodele ukupno više od 86 % ukupne električne energije kontinenta) i SAD. Iz usporedbe proizlazi osobito jak impuls za proizvodnju električne energije u Europi koja je porasla 3,3 puta u odnosu na 2,5 puta u SAD-u (a ako se, s obzirom na heterogenost u odnosu na ostale države, iz podataka isključe zemlje bivšeg Sovjetskog Saveza, europski rast iznosio je čak 420%).

Tablica 2. Usporedba proizvodnje električne energije između Europe i SAD-a u milijunima kilovatsata

Država	1920.	1926.	1932.	1938.
SAD	43.550	67.989	76.714	109.000
Europa*	44.200	70.400	85.500	147.100
URSS (bivša SSSR)	500	3.500	13.500	30.400

* Francuska, Njemačka, Velika Britanija, Italija, Norveška, Švedska, Švicarska.

Izvor: L. Segreto, *Aspekti i problemi električne industrije u Europi između dva svjetska rata u Povijest električne industrije, 3. izdanje, Bari, 1993.*

Još značajniji rezultat, imajući na umu veliku recesiju u 20-im i 30-im godinama prošlog stoljeća te nepostojanje velikih inovacija (iako su u međuratnom razdoblju porasle osnovne dimenzije strojeva za proizvodnju električne energije [do 60 MW] i za prijenos na daljinu), ostvaren je u SAD-u koji je počeo s korištenjem visokog napona od 220 kV. U tom je razdoblju bio osobito bitan razvoj elektrifikacije u industriji koja se po opsegu razlikuje od zemlje do zemlje. Na primjer, u zemljama gdje je veća raspoloživost ugljena, manje se ulagalo u elektrifikaciju proizvodnog sustava. I obrnuto, više se ulagalo u zemljama koje se služe hidroenergijom. Među takvima se kilovatsati električne energije potrošeni 1938. po „jedinici industrijske proizvodnje” kreću od 36 u Norveškoj do 5,74 u Italiji, što je još uvijek više od 4,99 u Njemačkoj, ili 3,49 u Velikoj Britaniji, zemljama s većim industrijskim razvojem, ali i s velikim nacionalnim izvorima ugljena. S druge strane, analogna pojava pokazala se u željezničkom prijevozu (talijanske i engleske željeznice).

Tablica 3. Duljina električnih vodova elektrificiranih željezničkih linija u pojedinim europskim zemljama (u kilometrima)

Država	1913.	1927.	1931.	1937.
Italija	810	1.251	1.945	3.929
Švedska	143	909	907	3.355
Francuska	749	1.119	1.931	2.997
Njemačka	280	1.205	1.574	2.263
Švicarska	564	1.665	1.966	2.124
Velika Britanija	375	664	771	1.138

Izvor: Elaboracija podataka iz L. Segreto, *Aspekti i problemi električne industrije u Europi između dva svjetska rata, u Povijest električne industrije, 3. izdanje, Bari, 1993.*

U istom razdoblju, ulazak električne energije u kućanstva počinje biti rasprostranjena pojava u razvijenijim zemljama, zahvaljujući i padu cijena električne energije. Godine 1936. cijena kilovatsata za kućanstva u Velikoj Britaniji iznosi 23,5 % cijene iz 1914., 31,9 % u SAD-u, 83,3 % u Njemačkoj. Kao posljedica toga, između 1920. i 1938. broj kućanstava priključenih na električnu mrežu prelazi s 8,7 na 23,4 milijuna u SAD-u, s 1,35 na 9 milijuna u Velikoj Britaniji i s 5 na 12 milijuna u Japanu. Između dva rata dolazi i do stalnog porasta elektrifikacije ruralnih područja: u Francuskoj je već prije Drugog svjetskog rata tri četvrtine seoskog stanovništva spojeno na električnu mrežu, u Velikoj Britaniji oko dvije trećine, a u mnogo manjim postocima u SAD-u (nešto više od 12 %), ali s velikim odstupanjima od države do države (npr. više od 50 % u Kaliforniji prema svega nekoliko postotaka na Jugu).

Stalni porast potražnje traži istodobni razvoj adekvatne mreže na nacionalnoj razini (ili u SAD-u prema dovoljno velikim područjima korištenja) koji u Americi i Europi poprima velike dimenzije, bilo da je riječ o prijenosu na daljinu ili o distribuciji. Financijska ulaganja koja je tražio razvoj koji podržavaju električni sustavi između dva svjetska rata osnažuju strukturu sektora temeljenu na modelu oligopola i izravnu nazočnost financijskog kapitala te tako povećavaju i „političko“ značenje većih električnih tvrtki unutar pojedinih zemalja (što barem djelomično objašnjava poriv za nacionalizacijom elektroenergetskog sektora koja je u nekim zemljama provedena nakon 1945.).

1.1.2. Osvrt na povijesni razvoj (do 1938. godine) elektroenergetskog sektora izabranog broja zemalja

S obzirom na razvoj elektroenergetskog sektora u privatnim električnim tvrtkama (npr. u Italiji) pitanje javnog utjecaja nije bilo osobito pozitivno prihvaćeno i odobravano. Zbog toga je došlo do niza složenih „prenošenja“ paketa dionica koji su minimizirali nazočnost države i u konačnici odredili stanje, gotovo nepromijenjeno, do nacionalizacije godine 1962. Najznačajniji dio tržišta električne energije strukturiran je tada između pet tvrtki, od kojih su tri bile privatne. Većina europskih država počela je koristiti električnu energiju za rasvjetu i

gradski prijevoz te industriju. Pitanje omjera udjela hidroelektrana i termoelektrana u proizvodnji električne energije u elektroenergetskom sustavu bilo koje države u svijetu vezano je za njihove specifičnosti (prije svega zemljopisne te ostale). Kada je riječ o elektranama kao proizvodnim objektima električne energije u elektroenergetskom sustavu, izbor lokacije – mjesta izgradnje, ovisi o nizu elemenata odnosno modela koje se može kvalificirati kao tzv. model 4E (energija, ekonomija, ekologija, edukacija). Sam naziv 4E ukazuje na složenost problema izgradnje bilo kojeg proizvodnog objekta (elektrane) u elektroenergetskom sustavu.

Kad je nastala realna mogućnost primjene parnih turbina i uz dostupnost ugljena, stvoreni su uvjeti izgradnje prvih termoenergetskih postrojenja, prije svega u sjevernoj Francuskoj, zbog optimalne iskoristivosti blizine rudnika, a poslije i na drugim lokacijama. Poslije Prvog svjetskog rata u Francuskoj započinje funkcionirati tzv. organizacijski sustav temeljen na tvrtkama regionalnog značenja, koje su, međusobno povezane, 1936. godine stvorile nacionalnu distribucijsku mrežu.

1.2. Konsolidirana stvarnost

Nekoliko godina nakon Drugog svjetskog rata Europa je ponovno dostigla predratnu razinu proizvodnje električne energije, nakon čega je potražnja nastavila rasti uza stalnu stopu praćenu i stalnim rastom kako dimenzija pojedinačnih postrojenja za proizvodnju, tako i razine napona dalekovoda i distribucije proizvedene električne energije. U tom kontekstu, događaju se i dvije bitne novosti: jedna na institucionalnoj razini, a druga u strategiji korištenja energetske izvora. Neposredno poslije rata svjedoči se dvjema velikim nacionalizacijama koje se istodobno odvijaju u Francuskoj i Velikoj Britaniji. Obje su države prije svega sljednice tada prevladavajućeg mišljenja da je u ekonomiji osnovna aktivna uloga države korištenje oblika ekonomskog planiranja, što se očitovalo u kontroli industrijskih sektora ili tvrtki koje su se smatrale strateškima. Tu je tendenciju ojačala okolnost da su u prvim poslijeratnim izborima na europskoj razini gotovo svugdje uvjerljivo pobijedile snage „ljevice“. Osim toga, u Francuskoj je nacionalizacija električne industrije ulazila u širi program nacionalizacija koje su imale različite razloge: npr. nacionalizacija Renaulta bila je kazna vlasnicima budući da su surađivali s okupacijskim njemačkim režimom. Što se elektroenergetskog sektora tiče⁹ u usmjeravanju francuskih političkih snaga u korist nacionalizacije odlučno je bilo postojanje prirodnog monopola u prijenosu u distribuciji i oligopola u proizvodnji koja je samo prividno bila fragmentirana: prvih pet proizvođača sami su pokrivali 74 % opskrbe električnom energijom. Važni su ipak bili i strateški značaj elektroenergetskog sektora i njegova suradnja s okupatorom: tijekom razdoblja vlade iz Vichya elektroenergetski je sektor bio pod njezinim nadzorom, a na račun toga njime je upravljalo Organizacijsko povjerenstvo za elektroenergetski sektor. Unatoč tome, proces

9 H. Morsel, *Modelli ed esperienze della nazionalizzazione in Francia*, u "La nazionalizzazione dell'energia elettrica", Bari, 1989.

nacionalizacije trebao je nadići otpor i prepreke: zakon koji je uspostavljao jedno jedino okomito integrirano tijelo *Electricite de France* (EdF) odobren je tek u travnju 1946. nakon duge i oprečne rasprave.

U Velikoj Britaniji¹⁰ država je izravno bila prisutna u elektroenergetskom sektoru već i prije Drugog svjetskog rata: 1926. uspostavljeno je jedno od prvih javnih tijela u zemlji, *Central Electricity Board*, sa specifičnim zadatkom da stvori mrežu za prijenos električne energije. Ta napredna vizija problema, preuranjena u odnosu na druge zemlje, odmah je omogućila izgradnju mreže koja je za razliku od drugih manjih prijenosnih mreža, u to doba imala visoki napon (132kV) i integraciju cijelog elektroenergetskog sustava. To je dovelo do znatnog smanjenja cijena korištenja (sredinom 30-ih godina Velika Britanija je zabilježila znatno sniženje cijena za kućanstva u odnosu na cijene iz 1914.). Naprotiv, sustav distribucije električne energije, u rukama više od 200 privatnih tvrtki i 369 gradskih „tijela“, bio je toliko fragmentiran da nije omogućavao odgovarajuću učinkovitost. Zbog tih i drugih razloga 1948. laburistička je vlada nacionalizirala elektroenergetski sektor. Nakon nekoliko godina, točnije 1957., isti je poprimio konfiguraciju koju će zadržati sve do svoje ponovne privatizacije: u Engleskoj i Walesu, proizvodnja i prijenos povjereni su *Central Electricity Generating Boardu*, dok je distribucija razdijeljena između dvanaest regionalnih „tijela“.

Obrnuto, u Italiji se za nacionalizaciju odlučilo gotovo petnaest godina kasnije u odnosu na Veliku Britaniju, točnije 1962., kad je ista postala jedno od brojnih ostvarenja programskih sporazuma koji su „dali“ prvu vladu tzv. lijevog centra. Već na konstitutivnoj sjednici, Parlament stranke ljevice zalagao se za cjelovitu nacionalizaciju elektroenergetske industrije, ali s obzirom na, prije svega programski karakter novog Republičkog Ustava, njihov zahtjev obuhvaćen je u 43. članku Ustavnog zakona koji je predviđao eventualnu nacionalizaciju čitavih proizvodnih sektora, ako su se isti ticali osnovnih javnih usluga ili izvora energije ili stanja monopola. Očuvala se mogućnost da se na državu prenese moć upravljanja elektroenergetskim sektorom, ali se na to nije nikoga ni na koji način obvezalo. Naravno, nije nedostajalo inicijativa u tom smjeru¹¹. U godinama 1946. – 1947. promicali su se eksplicitni zakonski prijedlozi koji su predviđali nacionalizaciju proizvodnje i prijenosa električne energije. Druge hipotetske reforme predviđale su nacionalizaciju samo prijenosa, ali udruženu s drugim snažnim odredbama koje bi osigurale gradnju novih postrojenja u okviru nacionalno reguliranog plana za korištenje vodnih resursa. Nije se s tim ipak ništa značajno učinilo, a do 1962. nikad se nije uspjelo ni raspraviti u Parlamentu o brojnim projektima parlamentarne inicijative. Ta blokada nije ovisila o elektroenergetskom sektoru budući da bi automatski bio u stanju odgovoriti na sve zahtjeve u zemlji. Poslije rata, 1948. proizvodnja električne energije bila je samo 25 % veća nego 1939., dok su povećanja u drugim europskim zemljama koja su sudjelovala u ratu bila znatno viša: govoreći nasumce +40 % u Francuskoj, +76 % u Velikoj Britaniji, +80 % u Poljskoj, +47 % u Mađarskoj. Samo je Njemačka imala manji rast od Italije, ali radilo se o naciji koja je bila neusporedivo ra-

10 L. Hannah, *Modelli ed esperienze della nazionalizzazione* in Gian Brietaygna, *ivi*.

11 G. B. Zorzoli, *La politica energetica in Italia dalla ricostruzione al boom economico*, „*Energia*“, n. 4, 1987.

zorenija od Italije, a u prvim godinama nakon rata bila je i ograničena u razvoju od strane okupatorskih snaga.

Dalje se nastavilo relativno sporo: od 1947. do 1950. prosječno godišnje povećanje iznosilo je 6,25 %; ta vrijednost – koja i nije velika s obzirom na vrijeme ponovnog podizanja ekonomije – ovisila je sigurno i o dugom vremenu između odluka i realizacije, ali ne samo o tome kako pokazuju poduhvati iz programa razvoja koji je predstavljen 1948. od strane talijanske vlade pred Povjerenstvom za električnu energiju OECD-a, ali je, u stvari, izrađen u suradnji s ANIDEL-om (*Associazione Nazionale Imprese Produttrici e Distributrici di Energia Elettrica*) i smatrao se nedovoljnim zbog čega je Italija pozvana da izradi i komplementaran program. Stanje se ne mijenja ni poslije 1950. Prosječna stopa rasta ukupne potražnje za električnom energijom zbog ekonomskog *booma* doseže razine bez premca (9,3 % godišnje između 1950. i 1963.), što djeluje još impresivnije kad se usporedi s već povećanom stopom godišnjeg rasta BDP-a (+6 %). Međutim, taj rezultat ostvaren je zahvaljujući prije svega povećanoj potrošnji prirodnog plina, koja je porasla 14 puta, što odgovara prosječnom godišnjem povećanju od 20 %, i nešto manjem povećanju potrošnje nafte (+15,8 %). Obrnuto, prosječno godišnje povećanje proizvodnje električne energije u istom razdoblju bilo je 8,1 %, tj. ukupno manje od ukupnog povećanja energetske potrošnje što je suprotan trend u odnosu na istodobni porast prodora električne energije u sve razvijene zemlje. Navedeni trendovi pokazuju kako su nacionalne energetske politike tada bile neophodne za razvoj sektora i osiguranje pouzdane opskrbe. Zbog tih razloga, unatoč stagnaciji u 40-im godinama prošloga stoljeća, tema nacionalizacije ostala je „živa“ i vratila se na scenu u drugoj polovici 50-ih kad je na međunarodnoj razini na težini dobilo uvjerenje da će u bliskom vremenu nuklearna energija „preuzeti“ važnu ulogu u proizvodnji električne energije. Izgradnja nuklearnih elektrana moguća je isključivo uz državnu potporu. Odabir nacionalizacije rubno se oslanjao samo na neke glavne europske zemlje (ali nije uključivao npr. Njemačku)¹² i nije ni na koji način imao utjecaja u SAD-u gdje jedinu veliku prisutnost javnog vlasništva u električnom sektoru nalazi u 30-ima u okviru Rooseveltova programa izlaska iz velike depresije u obliku *Tennessee Valley Authority* (TVA) koju je federalna administracija uspostavila 1933. TVA je nastala kako bi se iskoristio vodeni potencijal iz rijeke Tennessee i njenih pritoka, a kasnije je proširila svoju proizvodnu djelatnost gradeći i termička i nuklearna postrojenja. Obilježje TVA-e od samog početka bilo je neuplitanje u distribuciju, već prodaja električne energije oko 150 lokalnih tvrtki koje su bile suradnice TVA-e i u rukama gradskih vlasti.

Temeljna promjena koja se ostvarila nakon Drugog svjetskog rata u vezi je s, kao što je prethodno navedeno, promijenjenom strateškom vizijom kada je riječ o korištenju energetskih resursa. Već je samo iskustvo ratnog sukoba pokazalo koliko važnu ulogu ima nafta zbog čega se u fazi planiranja nakon rata raširilo vjerovanje da je strateški važno alocirati na razinu Vlade dugoročnu energetska politiku. To je uvjerenje bilo pojačano brzom ekspanzijom potražnje za električnom energijom koja je omogućavala realizaciju pogona

12 ECD, *Electricity Supply Industry*, Pariz, 1994.

sve većih dimenzija utemeljenih na sve složenijim tehnologijama s dugoročnim vremenom planiranja, gradnje, opskrbe i instaliranja i s objedinjenim investicijama koje su bile izrazito visoke. Dakle, trebalo se planirati na način da se osigura ne samo dobar povrat ulaganja poduzetniku, već i najveća dobrobit zajednici.

U korist dugoročnog energetskog planiranja nemalo je pridonijela proliferacija odnosa koji su predviđali energetsku budućnost, a koji su, nasuprot značajnog porasta potrošnje nafte, što je bio rezultat ekonomskog oporavka nakon rata, uglavnom isticali približavanje snažnih tenzija između ponude i potražnje već od 70-ih godina. To nije imalo veze s odabirom politike zemalja proizvođača nafte (kao što je kasnije bio slučaj), već s fizičkim iscrpljivanjem resursa: 40-ih godina se među stručnjacima čak propagirao određeni pesimizam o količinama naftnih rezervi na svjetskoj razini budući da još nisu bile dovoljno poznate dimenzije i geografska rasprostranjenost ležišta na Srednjem istoku (tada najviše citirani stručnjaci procjenjivali su zalihe na oko 400 do 600 milijardi barela!)¹³. Paralelno je niska razina produktivnosti (koja je bila obilježje tada raspoloživih tehnologija za vađenje ugljena) činila nesigurnom perspektivu o kompetitivnosti ugljena u budućnosti. Neki su čak smatrali vjerojatnim smanjivanje ponude ugljena na tržištu od 70-ih godina nadalje, barem u SAD-u koje su bile glavni proizvođač te sirovine, iako su drugi stručnjaci predviđali udvostručavanje svjetske proizvodnje ugljena tijekom 60-ih. Osim toga, poučeni nedavnim njemačkim ratnim iskustvom, neki su stručnjaci bili uvjereni da budućnost ugljena leži u proizvodnji sintetskih tekućih goriva umjesto naftnih derivata za koje su smatrali da će se uskoro iscrpiti. Dodatno, slabo poznavanje prirodnog plina kao resursa izvan SAD-a „plašilo“ je brzim opadanjem njegove raspoloživosti po tržišno prihvatljivim cijenama. Posljedično, fokus brojnih razvojnih strategija okrenuo se nuklearnoj energiji. Nakon rata, u SAD-u je *Atomic Energy Commission* apsorbirao sve strukture proizašle iz projekta Manhattan. Taj je izbor, osim što je jamčio daljnji razvoj ratnog naoružanja, savezna vlada opravdavala i zahtjevom za promicanje komercijalne uporabe nuklearne energije u što kraćem vremenskom roku¹⁴. O ostvarivosti tog cilja 1948. očitovao se *General Advisory Committee* čiji su članovi bili i Oppenheimer i Fermi: uz odgovarajuće investicije u istraživanje i razvoj i uz aktivno sudjelovanje industrije u roku od dvadeset godina, oko polovice proizvodnih postrojenja za električnu energiju trebalo bi u SAD-u biti nuklearno. Zahvaljujući uspjesima postignutim u prvoj fazi tog američkog eksperimentalnog programa i pokretanju programa *Atom for Peace* 1953. od strane predsjednika Eisenhowera, te po prvi put javnom prikazu podataka tijekom ženevske Konferencije o mirnodopskom korištenju nuklearne energije 1955., većina političara koja je odlučivala u najrazvijenijim zemljama uvjerala se u vodeću ulogu koju bi nuklearna energija trebala imati u vrlo bliskoj budućnosti.

Iako su se otkrića velikih naftnih ležišta na Srednjem istoku odvijala uglavnom u tom istom desetljeću, tek se početkom 60-ih shvatilo kolika je stvarna količina naftnih resursa na

13 O. Bernardini, *L'energia nucleare ha errori di previsione e necessita reali*, „Economia delle fonti di Energia“, n. 40, 1990.

14 W. C. Patton, *Nuclear Power*, London, 1976.

raspolaganju, a u međuvremenu je razvoj nuklearnih postrojenja poprimio svoju nezavisnu dinamiku koju je bilo nemoguće modificirati u kratkom vremenu. Nakon nekoliko neuspjelih pokušaja diversifikacije energetske izvora, mirnodopska uporaba nuklearne energije u proizvodnji električne energije počela se promatrati kao optimalan izbor koji je u stanju povećati sigurnost opskrbe. Nuklearne elektrane karakterizira više specifičnih obilježja: visoka ukupna ulaganja, zahtjevna pravna regulacija vezana uz problematiku sigurnosti i zaštite okoliša, složeni ciklus izgaranja, vrlo dugo vrijeme realizacije itd. Ova su obilježja dodatno „okrenula vodu na mlin“ u korist energetskog programiranja i javnog uplitanja u elektroenergetski sektor. Tako je osnažena politička i ekonomska tendencija koja je, kao što se može zaključiti iz prethodnog teksta, već prevladavala u Europi. Vjerojatno nije slučajno da su se u kontekstu opadanja nuklearne opcije počela pojavljivati mišljenja u korist liberalizacije električnog sektora. Konačno, u razdoblju koje je uslijedilo nakon Drugog svjetskog rata došlo je do snažne ekspanzije potražnje za električnom energijom i kao posljedica toga ponude električne energije.

Početkom prvog desetljeća trećeg milenija u svijetu je bila instalirana električna snaga od 3.697 GW koja je prema izvorima sljedeća¹⁵:

- termoelektrane: 2.496 GW (67,5 %),
- hidroenergija i drugi obnovljivi izvori: 832 GW (22,5 %),
- nuklearna energija: 360 GW (9,8 %),
- geotermalna energija: 9 GW (0,2 %).

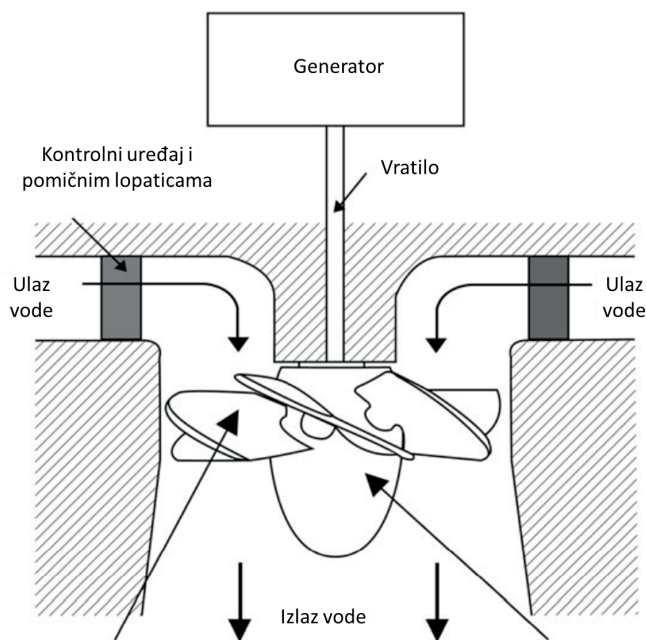
Promatrano globalno, riječ je o neujednačenoj raspodjeli. Tako je Afrika 2002. proizvodila samo 2,9 % svjetske električne energije (od čega gotovo polovicu u Južnoafričkoj Republici), prenapučena Azija 28 % (od čega gotovo četvrtinu samo u Japanu), slabo nastanjena Oceanija 1,6 %, europske zemlje članice OECD-a 20,5 %, Sjeverna Amerika 29 % (od čega 87 % u SAD-u), Latinska Amerika (uključujući Meksiko) 6 %. Takvo stanje je u „pokretu“, osobito kad je riječ o Aziji gdje je stopa porasta proizvodnje električne energije gotovo dvostruka u odnosu na svjetski prosjek, a u nekim je zemljama čak tri ili četiri puta veća, dok je povećanje potražnje (a time i proizvodnje) u SAD-u, Japanu i Europi manje od svjetskog prosjeka i stalno opada. Ukratko, tržište električne energije prešlo je izvan granica svojih tradicionalnih područja razvoja: i to ne s malim posljedicama, osobito kad je riječ o zaštiti okoliša na koju su zemlje u razvoju manje osjetljive.

1.3. Klasična postrojenja za proizvodnju električne energije

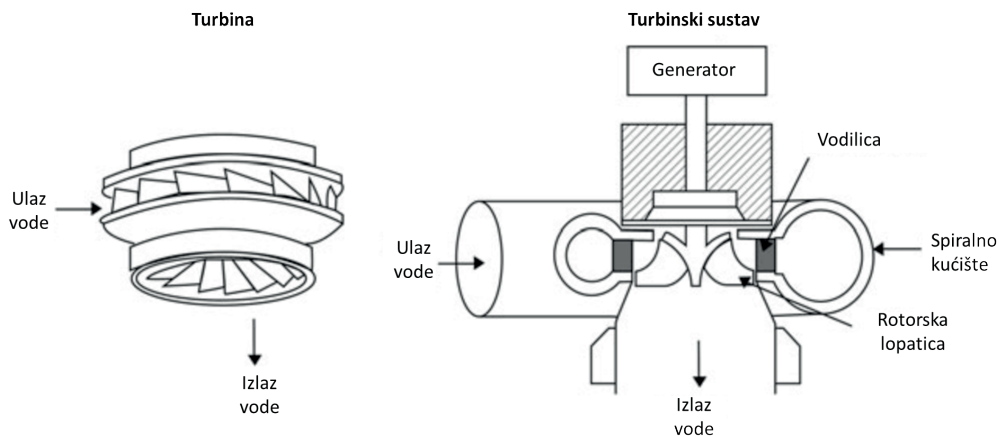
Vremenske promjene potražnje za električnom energijom donose u elektroenergetski sustav prisutnost različitih vrsta proizvodnih postrojenja, od kojih svako ima posebnu funkciju. Zahvaljujući velikom udjelu tehnoloških inovacija za svaku pojedinu funkciju, danas je

15 IEA 2020. World Energy Outlook 2020.

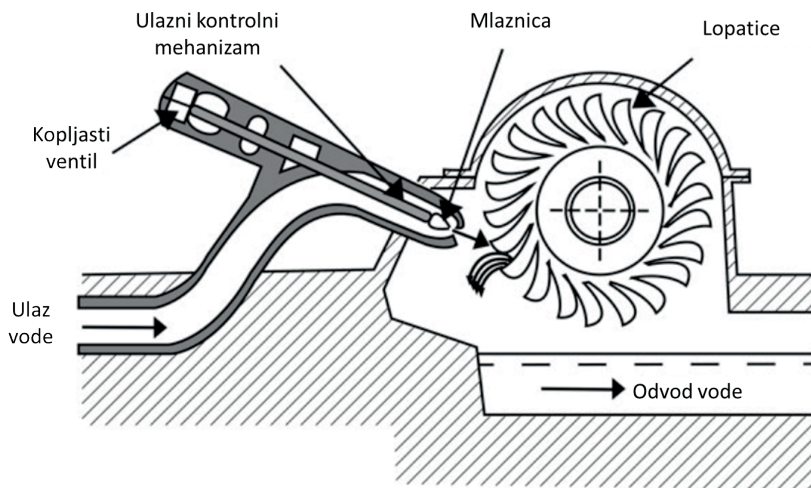
na raspolaganju veći broj različitih rješenja u pogonima za proizvodnju. Kako bi se pojednostavili izrazi, u ovom će se potpoglavlju proučiti klasična postrojenja za proizvodnju, tj. ona koja koriste energiju vode ili energiju iz fosilnih goriva, dok će se u dva sljedeća potpoglavlja udžbenika obraditi nuklearna postrojenja i nove tehnologije za korištenje obnovljive energije. Općenito, u slučaju hidroelektričnih postrojenja gdje je primarni izvor energije voda, iskoristivost ovisi o postojećim hidrološkim uvjetima. Takva se postrojenja mogu podijeliti u više kategorija. Generalno, postoje hidroelektrane koje iskorištavaju vodene tokove i odgovarajuću visinsku razliku za pokretanje hidraulične turbine koja je spojena s generatorom. Voda se obrnuto akumulira u akumulacijske bazene visoke razine kako bi se poslije koristila u za to određenim cjevovodima. U ovom je slučaju dobivena energija proporcionalna umnošku mase vode i visinske razlike (pada). U drugom slučaju, između protoka i pada koriste se hidrauličke turbine različitog tipa. Za padove manje od 40 m i velike protoke koriste se turbine Kaplan (slika 4), za padove do 60 m i srednje protoke koriste se turbine Francis (slika 5), za padove između 600 i 2.000 m i male protoke, turbine Pelton (Slika 6).



Slika 4. Shema turbine Kaplan (princip)



Slika 5. Shema turbine Francis (princip)

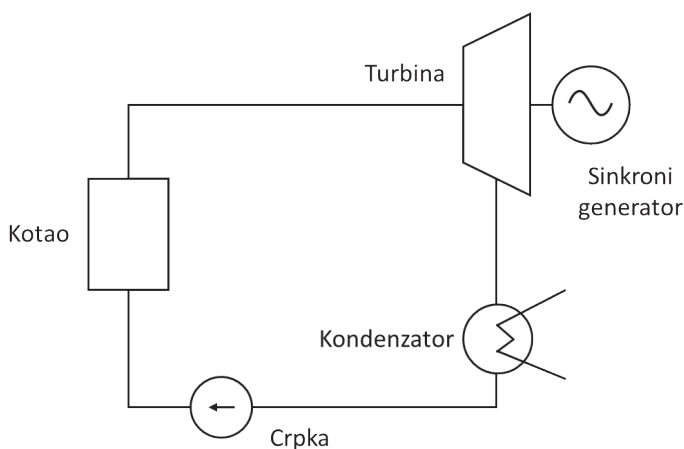


Slika 6. Shema turbine Pelton (princip)

Posjedovanje hidro-elektroenergetskih postrojenja većih snaga od velikog je značaja za svaku zemlju. Posebne funkcije imaju postrojenja za crpljenje koja se sastoje od akumulacija na višoj razini, gdje se u noćnim satima, tijekom kojih električna energija ima nižu cijenu, voda crpi iz akumulacije na nižoj razini koristeći električnu energiju proizvedenu u okviru EES-a, dok se tijekom dana voda ponovno.

Zasad najrašireniji način proizvodnje električne energije u svijetu je korištenje fosilnih goriva (u najvećem broju zemalja radi se o ugljenu), gdje u za to predviđenim vodovima cirkulira vruća voda pod visokim tlakom kojoj plinovi sagorijevanja prenose vlastitu toplinu pretvarajući je u pregrijanu paru koja pokreće turbinu koja radi na paru, povezanu s električnim generatorom.

Postrojenja navedenog tipa (Slika 7) koja su u industrijaliziranim zemljama sastavljena od više grupa, prošla su tijekom godina kontinuirani razvoj poboljšavajući dostupnost i učinkovitost, sve do ustaljenja cjelokupne učinkovitosti, do koje je došlo prije nekoliko desetljeća, a iznosila je (odnos između čiste električne energije koja je proizvedena i energije pohranjene u gorivu) 40 %. Najviše zahvaljujući razvoju čelika, koji je otporan na visoke temperature i radi s parom pod tlakom iznad 250 bara i na temperaturi iznad 560 °C, postrojenja koja rade na ugljen nedavno su prešla na učinkovitost od oko 45 %, dok krajnji razvoj u smislu materijala koji je trenutno u tijeku ukazuje na mogući cilj učinkovitosti od oko 55 %.¹⁶



Slika 7. Shema klasičnog termoenergetskog postrojenja

Navedeni rezultati, koji s obzirom na proizvedenu energiju omogućuju znatno smanjenje količine ugljena, osim očitih ekonomskih prednosti imaju i učinak smanjenja ispuštanja štetnih tvari i ugljikova dioksida. Što se tiče ispuštanja sumporova dioksida, ono je znatno smanjeno pomoću sustava za odsumporavanje dimnih plinova, unutar kojeg se preko kemijske reakcije sumporov dioksid pretvara u gips. Na taj se način može odstraniti veći dio sumporova dioksida prisutnog u plinovima. U razdoblju koje slijedi nastoji se smanjiti proizvodnja dušikovih oksida korištenjem sagorijevanja, dok sagorijevanje koji slijedi (koji

16 Višković, A., Saftić B., Živković S. A. (2010): *Ugljen: sigurna energija*, Graphis, Zagreb.

dovršava oksidaciju goriva unutar peći) stvara uvjete za smanjenje stvorenih dušičnih oksida. Ako je potrebno, krajnje smanjenje dušičnih oksida koji su još prisutni u plinovima može se ostvariti unutar katalitičkih reaktora. Čvrste se tvari gotovo potpuno zadržavaju unutar postrojenja korištenjem elektrostatičkih filtara povećane učinkovitosti. Osim što je ekonomski isplativije, suvremeno rješenje s ugljenom manje onečišćuje. To je odgovor tehnologije koja koristi ugljen za bolju inovaciju koja je uočljiva u posljednja dva desetljeća te treba naglasiti da je u tom slučaju komercijalna zrelost postignuta pomoću tehnologije kombiniranih ciklusa.

Sustav na kojem se temelje postrojenja kombiniranih ciklusa poznat je, ali praktična primjena dugo je bila osporavana zbog nedostatka materijala koji su u stanju izdržati plinove povišene temperature, što je uvjet za ostvarenje plinske turbine visoke učinkovitosti. Prije nego što je došlo do utvrđivanja tih uvjeta, učinkovitost plinskih turbina bila je zapravo tako niska da je uzrokovala proizvodne troškove koji nisu omogućavali isplativost ovakvih postrojenja. Prema definiciji, u postrojenjima na kombinirane cikluse koriste se dva različita ciklusa za proizvodnju električne energije:

- ciklus na plin, u kojem se prirodni plin koristi kao gorivo za opskrbu plinske turbine koja pokreće generator električne energije,
- ciklus na paru, u kojem se vrući tokovi na izlasku iz plinske turbine, umjesto da se emitiraju u atmosferu, koriste za proizvodnju pare pod visokim tlakom koji opskrbljuju parnu turbinu koja pokreće generator električne energije.

Kombinacija tih dvaju ciklusa u nizu omogućuje bolje iskorištavanje energetskog potencijala koji je u gorivu te omogućuje proizvodnju jednake količine energije s manjim korištenjem prirodnog plina (s dvostrukom prednošću ambijentalne i ekonomske prirode). Shema djelovanja predočena je na Slika 8, koja se odnosi na rješenje za postrojenje u kojem se električna energija proizvodi električnim generatorima koji su povezani s dvjema turbinama na plin i s turbinom na paru pod naponom 15 - 20 kV te se poslije preko reduktora električna energija predaje u transformatore koji podižu napon na 380 kV, vrijednost koja odgovara istoj koju zahtijeva odgovarajuća prijenosna mreža.

ali bez pretjeranih troškova može se smanjiti sve do 200 MW),

- cjelokupna ulaganja su u velikoj mjeri smanjena,
- znatno kraće vrijeme izgradnje (24 - 28 mjeseci),
- manja ispuštanja štetnih tvari i niža emisija ugljičnog dioksida.

Kao posljedica velike energetske učinkovitosti kombiniranih ciklusa i uz najbolja okolišna obilježja prirodnog plina kao goriva moguće je postići niz prednosti koje su povezane s usvajanjem navedene tehnologije. Ukupno, riječ je o:

- kompaktnim dimenzijama s posljedičnim smanjenjem korištenog teritorija,
- niskom vidnom utjecaju povezanom s veličinom postrojenja,
- manjem utjecaju na okoliš.

Dakle, usporedbom obilježja postrojenja kombiniranog ciklusa s obilježjima tradicionalnog postrojenja moguće je izdvojiti obilježavajuće aspekte navedene nove tehnologije:

- ne postoje zgrade s visinom većom od 30 metara, osim dimnjaka od približno 60 metara kada je visina dimnjaka tradicionalne elektrane najmanje 150 metara,
- emisija sumporova dioksida, prašine i pepela ne postoji, dok je emisija dušičnih oksida približno 70 % manja od emisije dušičnih oksida jedne klasične termoelektrane,
- korištenje tla prilično je smanjeno i za postrojenje od 800 MW varira od 10 do 15 hektara.

Budući da trošak goriva bitno utječe na trošak kilovatsata, postrojenja na kombinirane cikluse, iako su ekonomski zanimljiva, „kažnjena“ su visokom cijenom prirodnog plina. Ipak, proces liberalizacije povezan s tržištem plina trebao bi ublažiti navedeni učinak. Postrojenja kombiniranih ciklusa imaju obilježja prilagođena konkurentnom tržištu, dok se to ne može reći za nuklearna postrojenja i postrojenja koja rade na ugljen, a to su dvije tehnologije koje su desetljećima dominirale predmetnim područjem. U oba slučaja, a osobito za nuklearna postrojenja, inicijalna investicijska ulaganja su značajna, a razdoblja izgradnje dugačka. Izbor izgradnje ovakvih elektrana potpomognut je stanjem u kojem su elektroenergetske sustave opskrbljivale velike tvrtke koje su često bile okomito integrirane i imale ekskluzivno pravo korištenja na određenom području¹⁷. Kako je razvoj energetske sektora većinom zahtijevao značajna kapitalna ulaganja i dugoročnu financijsku i operativnu stabilnost, okomito integrirane tvrtke s ekskluzivnim pravima na pojedinom području bile su nužnost ne bi li se osigurala pouzdana opskrba. Investitori u energetske sektor većinom su mogli očekivati duže razdoblje povrata investicije, no isto tako i veću sigurnost povrata. Zapravo, jedan od glavnih rizika za ulagače bile su pogreške pri predviđanjima razvoja potražnje.

17 G. B. Zorzoli, *Interrogativo cruciale*, „Energia Blu”, n. 4, 2000.

Procesi liberalizacije u elektroenergetskom sektoru čine potražnju manje programibilnom i nesigurnijom pa se zbog toga favoriziraju tipovi postrojenja koja se mogu kompletirati u kratkom roku i sa smanjenim jedinstvenim i globalnim ulaganjima: sve su to obilježja kombiniranih ciklusa. Uglavnom, riječ je o jednom od onih slučajeva u kojima je tehnološka inovacija postala dostupna upravo kada su se za nju stekli strukturalni uvjeti. Nije slučajno da je u zemljama u kojima se razvilo tržište električne energije najveći dio novih proizvodnih postrojenja bio kombiniranog ciklusa. Kao što se može uočiti, odgovor proizvođača postrojenja na ugljen nije se dugo čekao. Tablica 5 pokazuje kako je pokušaj povećanja učinkovitosti pridonio tome da se gotovo prepolovio jedinstveni investicijski trošak postrojenja na ugljen, dok su s druge strane nova manufakturna i radilišna rješenja omogućila prepolovljivanje razdoblja izgradnje ovih postrojenja¹⁸. Još jedna alternativa klasičnim postrojenjima na fosilna goriva, koja je zasada skuplja, je usmjeravanje prema izgaranju na „fluidnoj postelji“¹⁹ (engl. *fluidised bed*). U tom je slučaju gorivo uglavnom ugljen u obliku prašine koji se korištenjem snažnog toka u peći miješa u male kuglice vapnenca. U takvim je uvjetima vapnenac gotovo potpuno upio sumporov dioksid proizveden u reakciji između kisika i sumpora prisutnog u ugljenu, a proizvodnja dušikovih oksida smanjena je zbog smanjenja temperature pod kojom se odvija izgaranje. Tehnologija izgaranja na fluidnoj postelji donosi različite prednosti: povećanu učinkovitost, peći smanjenih dimenzija, izravno odašiljanje plina koji je proizveden izgaranjem (koji je pod tlakom) prema plinskoj turbini. Krajnja prednost fluidne postelje ogleda se u mogućnosti korištenja štetnih ili goriva lošije kvalitete (poput krutog otpada).

Tablica 5. Obilježja suvremenih postrojenja na ugljen i kombiniranih ciklusa.

	1990.		2000.		2020.	
	Kombinirana postrojenja	Postrojenja na ugljen	Kombinirana postrojenja	Postrojenja na ugljen	Kombinirana postrojenja	Postrojenja na ugljen
Učinkovitost (%)	52,2	40,4	57	45	62,2	47,8
Vrijeme izgradnje (mjeseci)	36	60	24	36	24	30

Izvor: Beér, J.M., 2007. *High efficiency electric power generation: The environmental role. Progress in Energy and Combustion Science* 33(2), 107-134

Još jedna alternativa je i plinifikacija ugljena koja u posljednjim verzijama predstavlja evoluciju procesa razvijenog u 19. stoljeću za proizvodnju rasvjetnog plina. Unutar za to predviđenog kemijskog reaktora, ugljen u obliku prašine dolazi do toka vodene pare i zraka (ili kisika). Kemijska reakcija koja slijedi proizvodi sintetski plin s relativno niskom toplin-

18 U. Hansen, *Technological Options for Power Generation*, „The Energy Journal”, n. 2, 1998.

19 G.B. Zorzoli, *New technics for the management of utilities in industrial plants*, Energy Efficiency in Industry, London, 1988.

skom moći. Tim je procesom sadržaj sumpora u plinu znatno smanjen u odnosu na početni ugljen te se praktički ponovno stvaraju svi teški metali sadržani u fosilnom gorivu. Gorivo koje je dobiveno iz plinifikacije koristi se u postrojenjima na kombinirane cikluse, koji su, s obzirom na njihovu povišenu učinkovitost, u stanju nadomjestiti gubitke energije koje zahtijevaju procesi plinifikacije.

1.4. Nuklearna kontroverza

Godine 1955. na prvoj konferenciji UN-a o pacifističkoj upotrebi nuklearne energije optimističko razmišljanje o ovoj tehnologiji bilo je takvo da je netko ustvrdio da bi energija proizvedena iz fuzije bila *too cheap to meter* (previše povoljna da bi se uzela u obzir). U 60-im se godinama na nuklearnu energiju gledalo kao na rješenje problema vezanih uz proizvodnju električne energije. Paradoksalno, nakon prve naftne krize 1973. koja je trebala pojačati ovakva razmišljanja, s iznimkom Francuske koja je upravo tada objavila veliki nuklearni program, u svim ostalim zemljama, a prije svega u SAD-u, ta je tehnologija upala u krizu. Za to je postojalo mnogo razloga pa bi detaljno objašnjenje zahtijevalo previše prostora. Stoga će se u nastavku uzeti u obzir samo jednostavni elementi koji su imali dominantnu ulogu, polazeći od teško osporive konstatacije: nuklearna energija nije svugdje poželjna²⁰. Čak i prije havarija koje su zadesile Černobil²¹ i Three Mile Island²², nuklearna energija izazivala je nepovjerenje i zabrinutost. S druge strane, nikad se prije nije dogodilo da se jedno industrijsko postrojenje izgradilo koristeći tako složene procedure koje jamče ne samo sigurnost postrojenja i zaštitu zaposlenika, nego i zaštitu okolne populacije. Činjenica da su se projektirala (i ostvarila) postrojenja koja su nosila rizik (iako minimalan) izlaženja iz dopuštenih parametara radioaktivnih ograničenja unijela je strah i odgađanje suživota s nuklearnim postrojenjima. Zbog toga ne iznenađuje uzbuna među stanovništvom čiji su hitni zahtjevi za jamstvom sigurnosti više puta naišli na podcjenjivanje opasnosti određenih lančanih reakcija²³.

Tehnologija kao što je nuklearna, čija složenost nameće uvođenje prikladnog institucionalnog sustava, nije dostižna svugdje. Tamo gdje navedeni sustav ne sadrži sva tražena obilježja sama je sigurnost pojedinog postrojenja oslabljena. Takvo je stanje prisutno u mnogim zemljama Trećeg svijeta, a takvo stanje također postoji u brojnim elektroenergetskim tvrtkama diljem svijeta koja nemaju dovoljne dimenzije i sposobnosti da „upiju” tehnologiju koja je tako složena kao nuklearna. Iz tog razloga pojedine su se tvrtke udruživale ne bi li zajednički financirale, gradile i pogonile nuklearne elektrane. Na primjer, u SAD-u je 16 elektroenergetskih društava posjedovalo samo jednu nuklearnu jedinicu odnosno jedan dio u suvlasništvu s drugima. Ovako izgrađena postrojenja ni u kojem slučaju nisu bila uni-

20 G. B. Zorzoli, *Rischio e la necessita*, Milano, 1986.

21 *United Kingdom Atomic Energy Authority, The Chernobyl Accident and its Consequences*, London, 1988.

22 *Report of the President's Commission on the Accident at Three Mile Island*, Washington, 1979.

23 G.B. Zorzoli, *Un tema fuori moda*, „Economia delle fonti di Energia”, n. 40, 1990.

ficirana u konceptu i realizaciji. Štoviše, može se potvrditi da je svako postrojenje stvaralo vlastitu povijest, a da se nije koristilo iskustvima (ostvarivim, uvježbanim) koja bi omogućila postojanje identičnih postrojenja (i kojima bi po mogućnosti upravljala ista tvrtka).

Nije slučajno što su četiri jedinice Three Mile Islanda zajedno djelovale s Pennsylvania Electric Company, Jersey Central Power & Light Company i Metropolitan Edison Company. One su kupljene prema načelu „ključ u ruke” (tj. zatvorena kutija, dakle s nedovoljnim poznavanjem njihovog funkcioniranja) i povjerene na upravljanje Metropolitan Edison Company, maloj tvrtki s neprikladnim tehničkim sposobnostima (broj iskusnih zaposlenika bio je u padu). Upravo je neiskustvo osoblja dovelo do slijeda događaja koji su uzrokovali djelomičnu fuziju jezgre (srećom, za razliku od Černobila, bez posljedica za vanjski okoliš). Da se o tim problemima preventivno raspravljalo te da ih je prema mogućnostima riješila nuklearna korporacija, oni su mogli biti prevenirani. Slični rizici poduzeti su i u Japanu, a posljedica toga bio je niz incidenata o kojima su izravno odgovorni i kontrolni autoriteti sa zakašnjenjem informirali javnost. Zbog toga što aktivni sustavi kontrole nisu uvijek stopostotno pouzdani, tom se hendikepu doskočilo pomoću udvostručenja i utrostručenja interventnih sustava, ili uz pomoć podržavanja sustava različitih obilježja što je postrojenja učinilo složenijim, skupljim i težim za upravljanje.

Među početnim pogreškama postoji još jedan čimbenik: brzina. Već u drugom poglavlju ovog dijela udžbenika naglašeno je kako su u nekoliko prvih desetljeća nakon rata rezerve drugih energetskih izvora (prije svega nafte) bile procijenjene kao toliko oskudne da su učinile nuklearnu energiju obvezatnim izvorom proizvodnje električne energije u budućnosti te su njezin razvoj učinile iznimno bitnim značajno ga ubrzavši. Teško je procijeniti u kojoj su mjeri te velike pogreške u predviđanjima utjecale na obveze u programima istraživanja i razvoja nuklearne energije, ali pitanje je bi li se moglo opravdati njezino povećanje kada bi se znalo da su posljednje rezerve nafte i prirodnog plina veće od najvjerojatnijih vrijednosti ostvarenih u određenoj epohi. Možda bi se tada posvetila veća pozornost potencijalima koji proizlaze iz racionalnog korištenja energije. Na osnovi realističnijih predviđanja mogao se smanjiti ulazak nuklearne energije u elektroenergetski miks i tako ukloniti motivaciju (i opravdavanje) za agresivnost mnogih njenih protagonista, zbog čega je postala nepoželjna u velikom dijelu javnosti. Kada je sredinom 60-ih postalo jasno da su rezerve nafte i zemnog plina dovoljne za najmanje do 2050. godine, tehnološki i trgovački razvoj nuklearne energije bitno je usporen. Jedan od bitnih i najrizičnijih tehnoloških izazova s kojima se susrela nuklearna tehnologija bio je rapidan porast instalirane snage postrojenja koja je nametnuta s ciljem ubrzanog gospodarskog razvoja²⁴.

Od prvog javnog postrojenja Shippingport snage 60 MW, koje je instalirano praktički bez izmjene od prototipa podmornice Nautilus izgrađene 1957., prešlo se izravno na postrojenje Yankee od 205 MW i Dresden 1 od 210 MW, oba izgrađena 1960. (povećanje od gotovo 4 puta s operativnim iskustvom manjim od 3 godine), i naknadno na 460 MW (San Onofre

24 O. Bernardini, *L'energia nucleare ha errori di previsione e necessita reali*, „Economia delle fonti di Energia”, n. 40, 1990.

1 1967.), na 600 MW (Hadda Neck 1968.), na 850 MW (Palisades, Dresden 2 i 3 1971.), da bi se dostiglo 1.000 MW sa Zionom 1 i 2 1973. Povećana je snaga pojedine jedinice od gotovo 20 puta u samo 16 godina. Kao što se može vidjeti iz Tablice 6., današnja instalirana snaga nuklearnih elektrana iznosi preko 392 GW. Manje ubrzani razvoj omogućio bi razumniji rok za „taloženje” usvojenih znanja i na taj bi se način izbjegle razne pogreške koje su se s godinama događale i ostavilo bi se mjesta kritikama u okvirima raznih strateških opcija (npr. ignorirali su se alternativni tipovi reaktora prema pasivnoj i unutarnjoj sigurnosti). Tipična posljedica navedenih nedostataka bila je da su tlačnovodni reaktori PWR ostali identični u svojoj konceptnoj strukturi s izumljenim sustavom za podmornice u 40-im godinama. Bitno je da je porastao broj crpki, ventila i vodiča i, naravno, zajednička složenost, ali su se autentične tehnološke inovacije odnosile s jedne strane na materijal koji je nametnuo povećanje dimenzija i gustoću cijevi i kontejnera, s druge strane na kontrolne sustave čija je sve veća složenost zahtijevala nov razvoj u odnosu čovjek/stroj, nemalo pridonoseći evoluciji prve generacije računalnih tehnologija.

Tablica 6. Stanje nuklearnih postrojenja u prosincu 2020.

Zemlja	U funkciji		U izgradnji		Proizvedena energija (TWh, 2019.)
	Broj	Snaga u MW	Broj	Snaga u MW	
Argentina	3	1641	1	25	7,9
Armenija	1	375			2,0
Bangladeš			2	2160	
Bjelorusija			2	2220	
Belgija	7	5930			41,4
Brazil	2	1884	1	1340	15,2
Bugarska	2	2006			15,9
Kanada	19	13554			94,9
Kina	48	45518	11	10564	330,1
Češka	6	3932			28,6
Finska	4	2794	1	1600	22,9
Francuska	58	63130	1	1630	382,4
Njemačka	6	8113			NA
Mađarska	4	1902			15,4
Indija	22	6255	7	4824	40,7
Iran	1	915	1	974	5,9
Japan	33	31679	2	2653	65,7
Koreja	24	23172	4	5360	138,8
Meksiko	2	1552			10,9
Nizozemska	1	482			3,7
Pakistan	5	1318	2	2028	9,1
Rumunjska	2	1300			10,4
Rusija	38	28437	4	4525	195,5
Slovačka	4	1814	2	880	14,3
Slovenija	1	688			5,5

JAR	2	1860			13,6
Španjolska	7	7121			55,9
Švedska	7	7740			64,4
Švicarska	4	2960			25,4
Tajvan			1	1114	
Ukrajina			4	5380	
Ujedinjeno Kraljevstvo	15	8923	2	3260	51,0
SAD	15	13107	2	2070	78,1
UKUPNO	443	392098	54	57441	2586,2

Izvor: International Atomic Energy Agency (IAEA) – Power Reactor Information System <http://www.euronuclear.org/> (10.2021.)

Nuklearna energija brzo je postala značajan energetska čimbenik na globalnoj razini. Između 1970. i 1988. zabilježen je rast instaliranih kapaciteta od 16 % godišnje. Da bi povećala udio s 0,5 % na 5,0 %, nuklearnoj energiji je trebalo tek 13 godina, od 1972. do 1985., nasuprot približno pola stoljeća koliko je trebalo drugim primarnim izvorima²⁵. Zatim, zbog različitih učinaka, između ostalog zbog smanjenja cijena naftnih proizvoda polovicom 80-ih godina, izgradnja novih nuklearnih elektrana znatno se usporila. Ako je, unatoč svemu navedenom, nuklearna snaga na dobrom glasu (ipak mnogo manje nego što se predviđalo 60-ih i 70-ih godina), to duguje dugom razdoblju između odluke o izgradnji i početka funkcioniranja, zbog čega se u slučaju mnogih postrojenja počelo s realiziranjem prije nego što su dobili na važnosti nositelji suprotnih stajališta. Gotovo dvije trećine snage pokrivene su, u praksi, postrojenjima koja se temelje na reaktorima koji rade na kipuću vodu (BWR). Reaktori na vodu ukupno pokrivaju približno šest sedmina elektronuklearne snage, a preostali dio ostao je podijeljen između reaktora na „tešku” vodu, reaktora na plin, RBMK reaktora i brzih reaktora. Prosječna godišnja stopa rasta instalirane nuklearne snage iznosila je²⁶:

1970. - 1975.: 347,1 %

1975. - 1980.: 90,0 %

1980. - 1985.: 85,2 %

1985. - 1990.: 28,9 %

1990. - 1995.: 6,0 %

1995. - 2000.: 2,1 %

2000. - 2015.: 11,7%

25 Jewell, J., 2011. Ready for nuclear energy?: An assessment of capacities and motivations for launching new national nuclear power programs. Energy Policy 39, 1041-1055.

26 Lovering, J.R., Yip, A., Nordhaus, T., 2016. Historical construction costs of global nuclear power reactors. Energy Policy 91, 371-382.

Navedeni podaci potvrđuju da je nakon početne faze nadasve entuzijastičkog prihvatanja došlo do velikog usporavanja rasta u sektoru. S obzirom na tehnički aspekt, pri preuzimanju nuklearne tehnologije, suočavamo se s dvama problemima koji se rješavaju na zadovoljavajući način. Prvi se odnosi na konačnu prodaju radioaktivnih otpada, zbog čega su se otvorila tri različita rješenja:

1. zajedničko uskladištavanje radioaktivnih otpada,
2. odvajanje plutonija korištenjem kemijskih procesa, naknadnim utvrđivanjem i skladištenjem radioaktivnog otpada,
3. odvajanje radioaktivnih proizvoda i njihova promjena unutar nuklearnih reaktora.

Drugi uvjet za ponovno puštanje u promet nuklearne tehnologije sastoji se od obnavljanja povjerenja u onim zajednicama koje, kako je već naznačeno, ne prihvaćaju činjenicu da unatoč maloj vjerojatnosti postoji mogućnost incidenta. Zbog toga se u Europi i SAD-u razvijaju projekti nuklearnih postrojenja pasivne sigurnosti, koncipirani tako da ne zahtijevaju brzu intervenciju sustava zastoja u slučaju incidenta²⁷. Treba također voditi računa i o činjenici da se sve više preferira izgradnja manjih, distribuiranih postrojenja. Ova postrojenja jednostavnije je projektirati, izgraditi, financirati i pogoniti. Nuklearne elektrane mogle bi postati značajnije u budućnosti kao bazne elektrane, zbog svojeg konstantnog outputa i zbog toga što ne emitiraju CO₂. To će se dogoditi samo ako u međuvremenu nove tehnologije za iskorištavanje obnovljivih izvora ne uspiju proizvesti električnu energiju s manjim troškovima od nuklearne energije.

1.5. Nove tehnologije obnovljivih izvora energije

Glavne vrste obnovljivih izvora energije su:

- solarna (Sunčeva) energija,
- hidroenergija,
- energija vjetra,
- biomasa,
- bioplin,
- geotermalna energija,
- energija mora.

Nove tehnologije za iskorištavanje obnovljivih izvora energije izazivaju veliko zanimanje zato što:

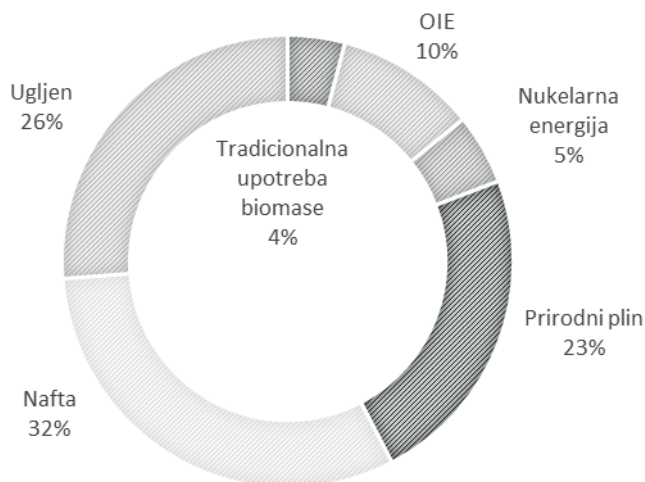
- njihova raspoloživost uvelike ovisi o Sunčevu zračenju, koje je oko 15.000 puta veće

27 C. Lombardi, *Gli sviluppi della tecnologia dei reattori e le nuove frontiere della sicurezza*, Convegno IEFE „L'energia nucleare in Europa: un problema aperto”, Milano, 2003.

od aktualne svjetske potrošnje energije (napomena: ovo ne vrijedi za sve vrste OIE – npr. za geotermalnu energiju.),

- ne ispuštaju kemijske štetne tvari i ugljikov dioksid.

Energija koja dolazi od Sunca očituje se u iznosu od 66,5 % u obliku osjetne topline (iskoristiva od strane solarnih kolektora i fotonaponskih ploča), 33,2 % u obliku potencijalne energije (koju su u velikoj mjeri već iskoristila hidroelektrična postrojenja), 0,2 % u obliku kinetičke energije (iskoristiva od strane vjetrogeneratora i postrojenja koja su u stanju obuzdati promjenjivo gibanje); preostali dio znatno pridonosi klorofilnoj fotosintezi (tj. proizvodnji biomase, čija energetska upotreba potječe iz doba otkrića vatre). Osim energije koja dolazi od Sunca, uobičajeno se i geotermalna energija smatra obnovljivim izvorom. Radi se o energiji koja dolazi iz donjeg sloja tla, a koja se u nekim okolnostima očituje u oblicima koji su tehnički i ekonomski prikladni: para (iskoristiva za elektroenergetsku proizvodnju) ili voda na dovoljno povišenoj temperaturi (električki iskoristiva preko tehničkih procesa). Činjenica da se hidroelektrična energija, geotermalna energija i biomasa već stanovito vrijeme proizvode u velikoj mjeri pomoću tehnologija koje se smatraju zrelima, nije slučajna s obzirom na to da je u sva tri slučaja prisutan energetska potencijal. Za „nove“ obnovljive izvore razlika između potencijala i učinkovite mogućnosti upotrebe obrnuto je uvjetovana njihovim znatnim raspadanjem: u prirodi su dostupni s vrlo niskom gustoćom energije što zahtijeva velike dimenzije sustava pretvorbe, obvezu prostora koja nije zanemariva, povećan trošak postrojenja opskrbljenih izgorivim fosilnim gorivima. Drugi nedostatak mnogih obnovljivih izvora je njihova isprekidana dostupnost (izmjena dana i noći zbog Sunčeva zračenja) i/ili neizvjesnost (meteorološki uvjeti diktiraju dostupnost vode, vjetra i sunca), a pogotovo ako se treba doskočiti sustavima akumulacije i integracije s drugim izvorima, s posljedičnim ekonomskim „kaznama“. Procjenjuje se da su na svjetskoj razini 2019. godine obnovljivi izvori zadovoljili 10,1 % potreba za primarnom energijom. Kada se tome pribroji i tradicionalna upotreba biomase (4.1 %) koja je posebno zastupljena u zemljama u razvoju, dolazimo do postotka od 14.2 %. Ostatok potreba za energijom zadovoljen je nuklearnom energijom i fosilnim izvorima²⁸. Globalna potrošnja primarne energije prikazana je na slici 9.



Slika 9. Globalna potrošnja primarne energije 2019. godine

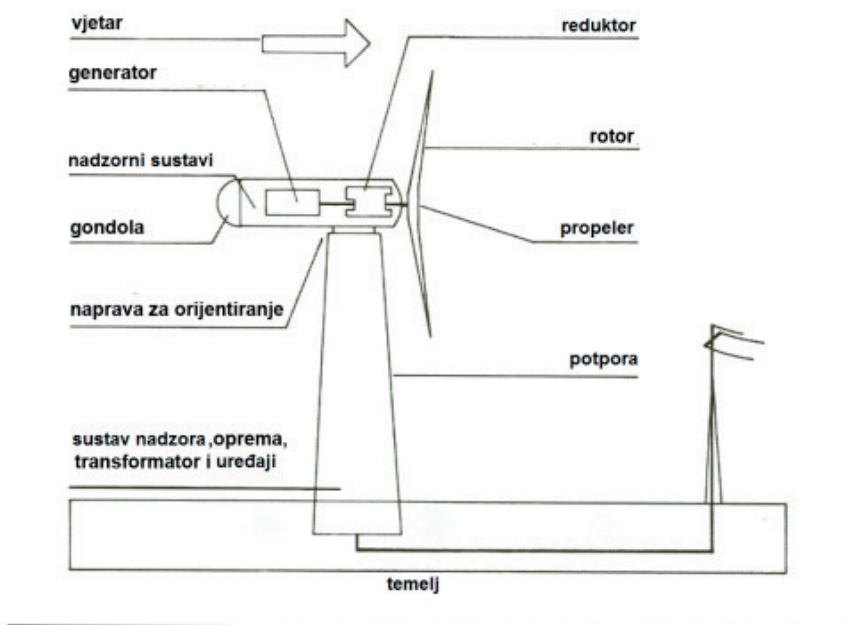
U ovom će potpoglavlju biti predstavljene novije tehnologije proizvodnje električne energije, a koje iskorištavaju obnovljive izvore koji se smatraju tehnički „zrelima“: mini-hidraulički, eolski, fotonaponski izvori i termoelektrane na biomasu. Potencijalne tehnološke opcije budućnosti obrađene su u potpoglavlju 1.7. Mini-hidrauličkim postrojenjima smatraju se ona postrojenja koja imaju manje od 10 MW_e, iako neki smanjuju granicu na 1 MW_e. Što se tiče tehnološkog profila, zapravo su inovativne samo grupe cijevnih turbina koje se sastoje od: (1) turbine sličnih karakteristika koje ima turbina Kaplan i (2) električnog generatora smještenog unutar jedne cijevi na horizontalnoj osovine, uronjenog u vodu. Mini-hidraulička postrojenja iskoristiva su zbog skromnih protoka/pada i malih promjena pada, dakle sa snagom od 1 kW do 100 kW, imaju učinkovitost manju od 80 %, nasuprot učinkovitosti od približno 95 % velikih modernih hidrauličkih turbina. Njihova sposobnost realiziranja prihoda ovisi o specifičnim karakteristikama hidroturbina. Među novim obnovljivim izvorima konkurentnom se čini energija vjetra koja je već postignuta tamo gdje su režimi vjetra povoljniji, kako potvrđuje stopa rasta instalirane snage: 2003. više od šest puta veća nego 1990. Predvodnik tog sektora do 90-ih godina 20. stoljeća bila je Kalifornija, a u današnje vrijeme je to Europska unija. Na kraju 2019. godine globalni kapaciteti vjetroelektrana iznosili su 623 GW²⁹.

Dva su tipa najsuvremenijih vjetrosustava za proizvodnju električne energije: na horizontalnoj osi, tj. s osi rotora koja je paralelna sa smjerom vjetra: ili na okomitoj osi, tj. s osi rotora koja je okomita na smjer vjetra. Sustavi na horizontalnoj osi imali su najveći teh-

29 IRENA 2020. Renewable capacity statistics 2020.

nološki razvoj i najveće komercijalno širenje, zbog čega gotovo ukupna električna snaga proizvedena korištenjem vjetra proizlazi iz vjetrogeneratora navedenog tipa. Slika 10 predočava strukturu tipičnog vjetrogeneratora za koji su specifični sljedeći podsustavi:

- toranj, koji čini strukturu potpore,
- sistemi „gondole”, na čiju je vanjsku stranu fiksiran rotor sastavljen od grede/koluta na koji su montirane „lopaticice”, dok su u unutrašnjosti smješteni električni generator, multiplikator krugova i relativni sistem regulacije,
- sistemi orijentiranja i vanjske zaštite.

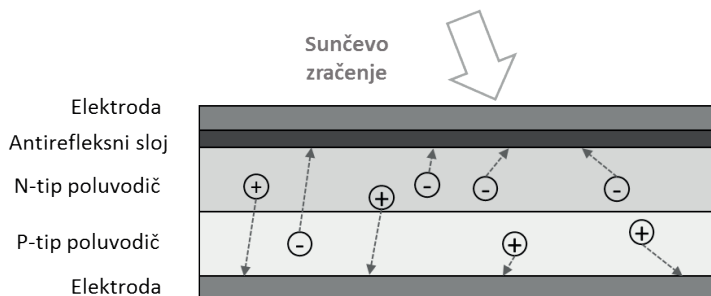


Slika 10. Shema tipičnog vjetroagregata

U svakom slučaju, za prihvatljivo funkcioniranje generatora potrebno je raspolagati srednjom brzinom vjetra od najmanje 3,5 - 4 m/s. Ta naprava može postići veću ili manju snagu, ovisno o režimu vjetra prisutnog na mjestu na kojem je naprava postavljena. Nakon vjetrogeneratora promjera „lopatica” od desetak metara (i snage nekoliko desetaka kW p), sredinom 70-ih godina patentiran je uređaj s dijametrima „lopatica” blizu sto metara³⁰. Danas se razvijaju vjetroagregati s propelerima čiji je promjer i veći od sto metara, osobito za *off-shore* primjenu. Vjetroagregati mogu biti izolirani ili regrupirani u tzv. *wind farms*, koje na samo jednom mjestu ostvaruju snagu u stotinama megavata.

30 IEA, *Renewables for Power Generation* - Status and prospects, Parizi, 2003.

S obzirom na Sunčevu energiju, najraširenija primjena je izravna pretvorba u električnu energiju unutar jedne fotonaponske ćelije³¹, koja se sastoji od dva sloja poluvodičnog materijala u međuovisnosti koji se nalaze jedan iznad drugog (danas je to u osnovi silicij, koji, izložen svjetlu, proizvodi električnu struju (Slika 11).



Slika 11. Osnovna shema fotonaponske ćelije

U početku se radilo isključivo o monokristalnom siliciju, nakon čega se počeo iskorištavati i polikristalni silicij (jeftiniji, ali i manje unosan). Na kraju se počeo koristiti i amorfni silicij koji može biti proizveden u obliku kontinuirane vrpce, dakle, unatoč najnižoj učinkovitosti, i sadržanim troškovima. Tablica 7 donosi učinkovitost pretvorbe Sunčeva zračenja u električnu energiju pomoću tri različite tehnologije. Učinkovitost se, kako se može uočiti, znatno smanjuje s temperaturom.

Tablica 7. Učinkovitosti silicijskih ćelija

Temperatura	Monokristal	Polikristal	Amorfan
25°C	13,90 %	10,80 %	6,30 %
35°C	12,80 %	9,80 %	5,50 %
50°C	11,60 %	8,80 %	4,60 %

Izvor: Dubey, S., Sarvaiya, J.N., Seshadri, B., 2013. Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review. Energy Procedia 33, 311-321

Pojedine ćelije monokristalnog ili polikristalnog silicija imaju u osnovi površinu 100 - 125 cm² kojoj odgovara snaga 1 - 1,5 W te su povezane u pravokutne *module* od približno 0,5 m² površine i snage 50 - 80 W koji stvaraju osnovnu strukturu. Povezivanje modula u niz i paralelu dovodi do stvaranja fotonaponskog generatora koji je zbog svog funkcioniranja opremljen tzv. BOS sustavom (engl. **Balance of System**) koji obuhvaća *inverter* za pretvorbu oblika struje, regulator napona i moguću bateriju za akumuliranje energije. Da bi se sma-

31 ISES, *Energia elettrica dal sole*, Roma, 1998.

njili troškovi proizvedene energije, razvili su se jednostavni sustavi koncentracije (Frasne-love leće) koji transformiraju znatnu količinu Sunčeva zračenja na pojedine silicijeve ćelije koje ipak trebaju biti pravodobno osvježene da bi se izbjeglo smanjenje njihove učinkovitosti. Unatoč znatnom napretku u razvoju ćelija i modula, troškovi fotonaponskog generatora ostaju preveliki da bi se proizvedena energija učinila konkurentnom u odnosu na onu koja dolazi iz tradicionalnih energetske izvora, ako je trošak fotonaponskih modula tek 50 % od ukupne vrijednosti (samo instalacija vrijedi približno 20 %). Neprekidno smanjivanje troškova proizvodnje modula znači i sve veću instaliranu snagu solarnih elektrana koje su na brojnim tržištima isplative i bez poticaja. Potencijali razvoja tehnologije u smislu učinkovitosti uređaja i smanjenja troškova proizvodnje ipak upućuju na to da će u srednje dugom razdoblju fotonaponska energija moći uvelike pridonijeti zadovoljenju energetske potreba.

Ukupno, na kraju 2019. u svijetu je bilo instalirano 2.537 GW obnovljivih izvora energije. Od toga je solarna energija činila 23 % kapaciteta s 586 MW. U tijeku je proces stvaranja kapitalnog tržišta fotonaponske tehnologije. Stotinu milijuna komada obradi se i prodaju svake godine u svijetu. To su male fotonaponske ćelije koje opskrbljuju ručne kalkulatore, satove, prijenosne radioprijamnike, igračke, elektroničke *gadgets*. Ministruktura od nekoliko centimetara kvadratnih sa snagom od nekoliko milivata potpuno su zamijenile stare baterije često štetne za okoliš i podložne kvarovima.

Obnovljivi resurs koji se najviše iskorištava u svijetu bez sumnje je biomasa koju čine šumski ostaci i otpad od rada s drvom. Zemlje u razvoju iskoristile su 38 % vlastite energije iz biomase, a neke zemlje dosegle su vrhunac od 90 % iskoristivosti biomase³². Biomasa i kruti otpad mogu biti spaljeni u za to predviđenim kotlovima u kojima se voda pod tlakom transformira u pregrijanu paru koja sama pokreće parnu turbinu spojenu s električnim generatorom. Standardna veličina ovih postrojenja kreće se između 10 MW i 20 MW. Osim izravnog izgaranja, za proizvodnju električne energije iz biomase zanimljiva su dva procesa:

- anaerobno varenje – biokemijski proces pretvorbe u odsutnosti kisika koji se sastoji od uništenja mikroorganizama složenih organskih tvari koje su sadržaj biljki, ali nadasve u nusproduktima životinjskog podrijetla (osobito svinjski izmet) s proizvodnjom plina (bioplina) koji se sastoji 60 - 70 % metana, preostali dio ponajviše od CO₂, a daje toplinu od 5.000 kcal/m³ (20.943 kJ/m³). Taj se proces može odigrati unutar digestora koji je za to predviđen. Bioplin se može iskoristiti kao gorivo za opskrbu kotlova na plin ili motora s unutarnjim izgaranjem,
- plinifikacija – putem nepotpunog oksidiranja biomase povišene temperature u okolišu (900 - 1.000 °C) proizvodi se izgorivi plin niske toplinske jakosti (2.500 - 3.500 kcal/m³) (10.467 - 12.560 kJ/m³).

32 Scarlat, N., Dallemand, J.F., Monforti-Ferrario, F., Nita, V., 2015. The role of biomass and bioenergy in a future bioeconomy: Policies and facts Environmental Development 15, 3-34.

U razvijenim zemljama, gdje je trošak radne snage veći, konkurentnost proizvodnje električne energije iz biomase uvjetovana je troškom njezina sakupljanja i transporta do postrojenja koje ih iskorištava. Doprinos termoelektrana na biomasu pokrivanju ukupnih energetske potreba povećan je u Finskoj (18 %), u Švicarskoj (17 %) i u Austriji (13 %)³³. Radi se o zemljama gdje je veoma razvijena drvna industrija i čiji su ostaci na tom mjestu iskoristivi. Analogno tome, proizvodnja i iskorištavanje bioplina u proizvodnji električne energije nalaze mjesto pored velikih uzgajivača stoke, zahvaljujući velikoj količini izmeta. Kako je već naznačeno, različita tehnološka rješenja za proizvodnju električne energije koja su dosada opisana još uvijek nisu u stanju biti konkurentna, osim u posebnim uvjetima. Zbog toga su, osobito od 90-ih godina, razne zemlje pokrenule politiku poticanja po uzoru na SAD, gdje se ta politika provodi od 1978. prema *Public Utility Regulatory Policy Act* (PURPA)³⁴.

Ispituju se obnovljivi izvori i njihov potencijal za povećanjem energetske učinkovitosti: tipično je energetske iskorištavanje ostatka topline iz industrijskog procesa (istodobna proizvodnja). Istodobna proizvodnja postoji kada je postrojenje projektirano tako da učini dostupnom električnu energiju ili iskoristivu toplinsku energiju. Niti jedno termo-elektroenergetsko postrojenje nije 100 % učinkovito, što znači da se energija sadržana u sagorivim gorivima dobrim dijelom pretvara u toplinu koja ostaje neiskorištena. U slučaju istodobne proizvodnje električne i toplinske energije, postrojenje se projektira tako da rasporedi toplinsku energiju s karakteristikama (tlak, temperatura) povoljnim za upotrebu. Na taj se način najviše iskorištava primarna energija iz sagorivih goriva; postiže se ukupna učinkovitost (električna i termička) koja može prelaziti 80%³⁵. Kvaliteta dviju energija koje su na raspolaganju zapravo je različita: kvaliteta električne energije je prilično povećana (dovoljno je sjetiti se njezine sposobnosti pretvaranja u sve druge oblike energije i raznovrsnosti njezine primjene, čak i na velikim udaljenostima od mjesta proizvodnje), dok kvaliteta termičke energije ovisi o razini temperature (i tlaka) te je ograničena činjenicom da nije prijenosna na velikim udaljenostima. To su razlike koje se prevode u različitoj ekonomskoj vrijednosti dvaju oblika energije. Proces istodobne proizvodnje, osim toga što je karakteriziran ukupnim učinkom, karakteriziran je također odnosom između proizvedene topline i električne energije. U tom procesu postoji razlika između opskrbe toplinom povišene entalpije za industrijski proces ili niske temperature za zagrijavanje.

Još jedan čimbenik koji može uvelike utjecati na pogodnost postrojenja istodobne proizvodnje je iskorišteno sagorivo gorivo, osobito kada ga razlikuje od drugih postrojenja proizvodnje koji su prisutni u elektroenergetskom sustavu unutar kojeg treba djelovati. Ako je na primjer proizvodni miks sastavljen gotovo isključivo od nuklearnih elektrana i hidroelektrana (kao u Francuskoj), dakle s troškom proizvedene energije koja je gotovo neovisna

33 Banja, M., Sikkema, R., Jégarda, M., Motola, V., Dallemand, J.F., 2019. Biomass for energy in the EU – The support framework. *Energy Policy* 131, 215-228.

34 E. Gerard, *Remuneration de Velectricite (energies renouvelables) dans different pays europeens*, EdF, 1995.

35 G. B. Zorzoli, *New technics for the management of utilities in industrial plants*, 2003.

o trošku fosilnih sagorivih goriva, poskupljenje iskorištenog goriva čini manje konkurentnim postrojenje istodobne proizvodnje (dok ga pad cijena čini isplativim).

Najraširenije je mišljenje da se istodobna proizvodnja treba natjecati na dva različita tržišta koja su međusobno neovisna: tržište električne energije i tržište toplinske energije. Osim toga, ako odnos između potražnje električne energije i potražnje toplinske energije u vremenu varira, u istodobnoj su proizvodnji prisiljeni obratiti se dovoljno fleksibilnim tehnologijama (što nikad nije gratis) ili akumulaciji topline (koja se može uskladištiti samo u ograničenoj mjeri i uz povišene troškove), ili proizvesti dio termičke energije odvojeno, s kotlovima *ad hoc* (odabrano rješenje je distribucija topline da bi se oduprlo zonskim dijelovima potražnje). Kotlovi mogu poslužiti kao pojačanje u slučaju vanjske usluge postrojenja, dok su nestabilnosti u potražnji ili u ponudi električne energije kompenzirane povezivanjem postrojenja s elektroenergetskom mrežom. Tipična situacija u slučaju distribucije toplinske energije, gdje je potražnja znatno koncentrirana u vremenskom intervalu koji može biti prilično kratak, i štoviše, promjenjiv na nepredvidiv način, podrazumijeva ulaganja, budući da se uz proizvodnu jedinicu treba instalirati i mreža distribucije toplinske energije. Struktura tržišta, normativni i tarifni uvjeti mogu na kraju u znatnoj mjeri utjecati na pogodnost postrojenja istodobne proizvodnje.

S obzirom na iskoristivost tehnologija, rješenje koje se najčešće odabire, osobito u istodobnoj industrijskoj proizvodnji, temelji se na klasičnom termoenergetskom postrojenju iz čije se turbine dobiva para pod tlakom koja može biti iskoristiva izravno kao para iz tog procesa ili prenošenjem u izmjenjivač topline. Usvajanje navedene sheme očito šteti električnoj učinkovitosti postrojenja i odnos između električne energije i toplinske energije može se znatno mijenjati u odnosu na kvalitetu i količinu dobivene pare. Sve u svemu, riječ je o fleksibilnom rješenju koje je prikladno u slučajevima toplinskog opterećenja velike promjenjivosti. Manje su klasične tehnologije usvojene za distribuiranu proizvodnju koja se temelji na postrojenjima malih dimenzija koja su uglavnom predviđena za specifično korištenje, ali s mogućnošću distribucije energije koja se ne koristi na mjestu proizvodnje. Kada je riječ o tehničkim i ekonomskim elementima, energija u takvom slučaju smanjuje potražnju ne samo na mreži prijenosa, nego i na mreži distribucije, smanjujući problem zagušenja, osobito u sustavima prijenosa, što postaje sve veći problem u svim razvijenim zemljama. Osim toga, uzevši u obzir dimenzije i mogućnost korištenja prema potrebi, postaje prikladno projektirati takva postrojenja u proizvodnji koristeći se i otpadnom toplinskom energijom.

Postrojenja za distribuiranu proizvodnju koja se temelje na turbinama na plin u brojnim razvijenim zemljama su već tokom 90-ih godina bilježila značajan rast instaliranih kapaciteta. Povijest stope razvoja postrojenja sa simultanom proizvodnjom malih dimenzija pokazuje da će se ovakav rast nastaviti i u bliskoj budućnosti, budući da su u stanju zadovoljiti potražnju različitih kategorija korištenja: u lječilištima i bolnicama, bazenima i sportskim centrima, hotelima, trgovačkim centrima, velikim stambenim prostorima, itd. Za postrojenja malih dimenzija (koje nije mnogo veće od 100 kWe i 150.000 kcal/h) dostupni su sustavi

koji su već prilagođeni „monobloku“, a koji se sastoje od dviju osnovnih komponenata: endotermičkog motora (i eksplozivni motor) opskrbljenog prirodnim plinom ili plinskim uljem i električnog generatora s nadoknađivanjem topline iz otpadnih plinova, vode za hlađenje motora i ulja. Osim dviju tehnologija za distribuiranu istodobnu proizvodnju koje su trenutno komercijalne (temelje se na motorima s unutarnjim izgaranjem i turbinama na plin) i za iznose od oko 10 MW_e, uz postrojenja koja su opskrbljena biomasom trenutno je u fazi inicijalne komercijalizacije još jedna tehnologija – postrojenje na mikroturbine, koje Tablica 8 uspoređuje s klasičnim postrojenjem. Prema mišljenju mnogih stručnjaka, mikroturbine (koje su vrlo kompaktne i dostupne u monoblokovima) imaju takvu perspektivu razvoja da mogu predvidjeti tehničko-ekonomske uvjete koji su veoma konkurentni.

Tablica 8. Karakteristike postrojenja istodobne proizvodnje električne energije u malom opsegu

Element	Motor s unutarnjim izgaranjem (prirodni plin)	Mikroturbina	Turbopljin (prirodni plin)
Snaga (MW)	30-6.000	30-400	500-30.000
Investicijski trošak (\$/MW)	700-1.200	1.200-1.700	400-900
Električna učinkovitost	30-42 %	14-30 %	21-40 %
Globalna učinkovitost	80-85 %	80-85 %	80-90 %

Izvor: Lazard 2020. Levelized Cost of Energy Analysis (LCOE 14.0)

Istodobna proizvodnja toplinske i električne energije prilično je raširena. Tako je bilo i u prošlosti zbog prisutnosti tvrtki koje su same proizvodile električnu i toplinsku energiju za vlastita postrojenja. Tako je i danas, osobito zahvaljujući raznim poticajima. Posljedica toga je da se sve više električne energije proizvodi u kogeneracijskim postrojenjima. Smatra se da će razvoj distribuirane proizvodnje prouzrokovati probleme vezane za povezanost postrojenja s mrežom i upravljanje decentraliziranim sustavom, koji zahtijevaju bitne inovacije u upravljanju elektroenergetskim sustavom koji je vrlo složen tehničko-tehnološki sustav.

1.6. Radikalne inovacije

Radikalne inovacije mogu uključivati tehnologije koje prije nisu postojale ili se mogu zasnovati na kombinacijama poznatih tehnologija kako bi ostvarile nove primjene.³⁶ U prvu kategoriju spadaju elektroenergetska nuklearna postrojenja, a u drugu kategoriju postrojenja kombiniranog ciklusa.

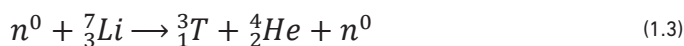
Koje se radikalne inovacije mogu predvidjeti za budućnost proizvodnje električne energije? Prema energetske scenariju još iz 50-ih godina prošlog stoljeća to je radikalna tehnološ-

36 R. Galli, *Innovazione – Le parole della tecnologia*, Rim, 1995.

ka inovacija koja se zasniva na nuklearnoj fuziji, tj. na reakciji između jezgara dvaju izotopa vodika (deuterij – D i tricij – T).



Ova reakcija proizvodi helij (He) i jedan neutron (n) i pri tom oslobađa veliku količinu energije koja je većim dijelom prenesena na neutron u obliku kinetičke energije. Mali postotak molekula vode ima deuterij na mjestu normalnog atoma vodika, zbog kojeg je, vodeći računa o količini vode koja je prisutna na našem planetu, on dostupan u količini koja je iznimno visoka i može biti odvojen preko poznatih i prilično jednostavnih procesa. Po trenutnim stopama porasta potrebe za energijom, deuterij prisutan u vodi mogao bi je zadovoljiti u cijelosti za razdoblje od milijardu godina. Tricij je, za razliku od deuterija, vrlo rijedak i da bi ga se proizvelo u dovoljnoj mjeri, potrebno je učiniti da neutron nastao iz reakcije fuzije reagira s jednim kemijskim elementom, litijom (Li), koji je u prirodi toliko obilan da uspijeva zadovoljiti potrebu za energijom za razdoblje od tisuću godina. Litij je dobar vodič, tj. usporava neutrone koji mu dolaze, nakon čega lomi neutrone prema reakciji:



Na takav način ne samo da se obnavlja uništeni tricij u reakciji fuzije, nego se uspijeva i proizvesti veća količina, koja je tada dostupna za stavljanje u pogon drugih fuzijskih postrojenja. Osim toga, energija neutrona upijena iz litija očituje se na makroskopskoj razini kao porast vlastite termičke energije iskoristive za proizvodnju pregrijane pare, u analogiji s onim koliko se odvija u klasičnom kotlu (parogeneratoru). Zbog toga što dolazi do reakcije fuzije potrebno je da deuterij i tricij budu na dovoljno povišenoj temperaturi. Osim toga, sve dok se reakcija sama održava i u isto vrijeme stavlja na raspolaganje iskorištenu energiju izvana, temperature se trebaju održavati na sličnoj razini dovoljno dugo da bi se stvorio dovoljan broj reakcija fuzije koji bi oslobodio određenu količinu superiorne energije da bi se ostvario zahtjev prenošenja jezgara na najmanje sto milijuna stupnjeva i da bi se nadoknadili neizbježni gubici. Do tog cilja potrebno je izbjegavati kontakte između jezgara deuterija i tricija i drugih materijala, a to se može postići ako se drže u bezračnom prostoru, daleko od stijenki posude u kojoj se odvija reakcija. Zadnji opće poznati uvjet je da gustoća jezgara deuterija i tricija treba biti dovoljno visoka da omogući ostvarivanje potrebnog broja reakcija fuzije. Ipak, unatoč potrošnji znatnih sredstava za istraživanja u 50-im godinama prošlog stoljeća, zajedništvo prethodno navedenih uvjeta još nije realizirano, a ne zna se hoće li se realizirati i kada. To znači da je nakon fuzije sada potrebno riješiti brojne inženjerske probleme ne bi li se postavio tehnički koncept jednog takvog postrojenja.

Još jedna radikalna inovacija odnosi se na iskoristivost **vrućih stijena** koje se nalaze na velikoj dubini (od 2.000 metara i više). One bi se razmrvile pomoću vode pod tlakom. Tako proizvedenu toplinu bi se putem sustava cijevi moglo dovesti na površinu i iskoristiti. Na

taj bi se način u znatnoj mjeri povećala proizvodnja električne energije geotermalnim putem. Ipak, iako je načelo na kojem se zasniva ta inovacija jednostavno, problemi povezani s dubinom, rizicima vertikalnog urušavanja tla, mogućim gubicima vode, osim problema ekonomske prirode, trenutno onemogućuju široku primjenu ove tehnologije.

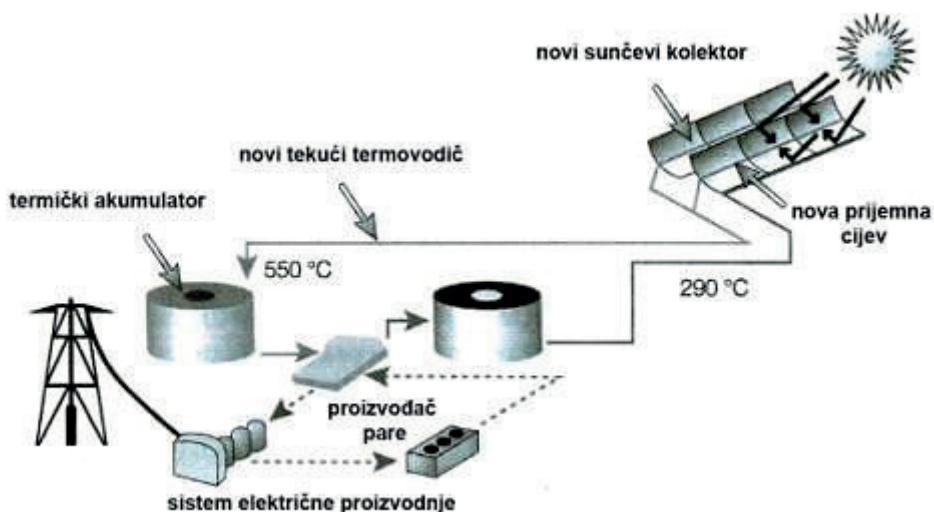
Alternativa koja je praktičnija, barem na tehničkom planu, jest alternativa unaprijeđenih tehnologija za iskorištavanje energije biomase, među kojima piroliza najviše obećava. To je proces preko kojeg se termokemijska dekompozicija organskih materijala odvija na temperaturama između 400 °C i 800 °C u odsutnosti vodikovih veza. Proizvodi pirolize su plinovi, tekući ili čvrsti, u odnosima koji ovise o metodama pirolize i parametrima reakcije. Kvaliteta proizvoda ipak još nije dosegla dovoljno pogodnu razinu za proizvodnju energije. Još bi jedna radikalna inovacija mogla proizaći iz brze kultivacije biomase koja predviđa opskrbu sirovinom za proizvodnju energije s ciljem smanjivanja troškova iskorištavanjem rubnih terena koji bi se ponovno pošumljivali i pribjegavanjem vegetativnim vrstama brzog rasta (engl. *short rotation*) koje u temperiranim klimama omogućuju dobivanje godišnje koristi 8 - 10 t suhog drva po hektaru. Ipak, se takav način održavanja konkurentnih energetskih izvora ne čini perspektivnim.

Još jedna nedavna radikalna inovacija je mikroturbina. Mikroturbine predstavljaju novu vrstu plinskih turbina, a njihova komercijalna primjena započela je 1998. godine. Kao distribuiranom izvoru energije, snaga mikroturbina je u rasponu od 25 do 500 kW. Uz iskorištavanje otpadne topline mogu se koristiti kao kogeneracijska tehnologija, čime se postiže energetska učinkovitost između 80 % i 85 %. Mikroturbine imaju široku primjenu u industriji i za komercijalnu uporabu. Budući da su veličine hladnjaka, ne zahtijevaju veliki prostor. Kao gorivo, osim fosilnih goriva, mogu koristiti i bioplin ili deponijski plin, što objedinjava korištenje obnovljivih izvora energije i tehnologiju kogeneracije.

Između mogućih tehnoloških alternativa za proizvodnju električne energije preko iskorištavanja Sunčeve radijacije, nakon jedne faze sustavnog odbacivanja rješenja vratilo se na ista rješenja (nazvana Sunčevo-termodinamičkima) koja se zasnivaju na proizvodnji topline na temperaturi dovoljno visokoj za proizvodnju pregrijane pare koja bi se koristila u turbini koja radi na paru. Ovaj cilj je ostvariv samo ako se koncentrira na Sunčevu radijaciju u dovoljnoj mjeri (tisuće „sunca“ kao mjera za veličinu) da se postigne prikladna toplinska snaga po jedinici površine. Jedno od tehnoloških rješenja u fazi razvoja je korištenje paraboličnih linearnih ogledala koja su automatski orijentirana tako da povećavaju koncentraciju Sunčeve upadne radijacije (Slika 12), omogućujući na taj način prijenosnom fluidu da postigne temperaturu od oko 550 °C. Iz rezervoara akumulacije, dimenzioniranog tako da čini električnu proizvodnju neovisnom o kretanju Sunčeva obasjavanja zrakama, prijenosni fluid ulazi u proizvođač pare kojem prenosi vlastitu toplinsku energiju u vodu pod tlakom. Pregrijana para proizvedena na takav način pokreće aksijalnu turbinu električnog generatora. Za postrojenje tog tipa postizanje konkurentnosti trenutno se čini problematičnim zbog više aspekata. Između ostalog, zauzimaju značajan prostor, a kom-

ponente nisu komercijalno dostupne³⁷.

Jedno drugo rješenje termodinamičkog Sunčevog tipa s nekoliko oglednih postrojenja ostvarenih već u 70-im godinama prošlog stoljeća osniva se na parku paraboličkih ogledala s malom zakrivljenošću koja su automatski orijentirana tako da prate položaj Sunca, koja koncentriraju Sunčevu radijaciju na centralni toranj, gdje zahvaljujući poroznom crnom keramičkom materijalu tj. materijalu visokog upijanja postižu temperature veće od 700 °C. Toplina se vodi pomoću struje zraka koja je prenosi u krug u kojem se voda pretvara u pregrijanu paru. Projekt koji se tiče postrojenja od 10 MW koji pak zauzima jedno područje od gotovo deset hektara, stvarao bi električnu energiju uz trošak od četiri do pet puta veći od onog za postrojenje s kombiniranim ciklusom.



Slika 12. Shema termodinamičkog Sunčeva postrojenja linearne koncentracije

Druga mogućnost je da se dvjema navedenim tehnologijama ograniči proizvodnja pare, što je svojstveno klasičnom termoenergetskom postrojenju te im se time povećava ekonomska učinkovitost. Na taj način nisu prisiljeni na dimenzioniranje sustava akumulacije osiguravanjem neprekidne isporuke toplinske energije 24 sata, što sigurno nije najbolje ekonomsko rješenje. U području izravnog iskorištavanja Sunčeve energije spominju se također sustavi *dish-Stirling*, u kojima se, preko parabole na disku Sunčeva radijacija koncentrira na primatelja motora Stirling, koji pokreće asinkroni generator. Parabola dijametra od približno 10 m kojom upravlja sustav praćenja Sunca u stanju je ostvariti izjednačene koncentracije na približno 2.500 „sunca“ kako bi prenio toplinu na primatelja na temperaturi

37 G. B. Zorzoli, *Riflessioni sul progetto Archimede*, „Energia“, n. 3, 2004.

dovoljno visokoj da omogući učinak do 20 % sa snagom 10 – 30 kWe. Ostvaruje se i cilj serijske proizvodnje motora Stirling s ekonomski prihvatljivim troškovima i zadovoljavajućim stupnjem pouzdanosti (motor Stirling patentiran je 1816; radi se, dakle, o radikalnoj inovaciji starijeg datuma koju dosad nisu popratile inovacije koje su u porastu te bi u svojoj cjelovitosti bile u stanju ostvariti navedeni cilj). S trenutno dostupnim tehnologijama najučinkovitija postrojenja pri istraživanju ostvarila su sljedeće doprinose³⁸:

- parabolna linearna ogledala: najveća iskoristivost: 21 %, srednja godišnja iskoristivost: 13 %,
- centralni toranj: najveća iskoristivost: 23 %, srednja godišnja iskoristivost: 13 %,
- **dish-Stirling**: najveća iskoristivost: 29 %, srednja godišnja iskoristivost: 15 %.

Uzimajući u obzir povećane troškove postrojenja, očito su veoma daleko od konkurentnosti. Nivelirani troškovi proizvodnje ovakvih postrojenja kreću se oko 106 – 131 €/MWh³⁹.

S obzirom na fotonaponski sektor, razvijaju se posebni filmovi s materijalima kao što su biselen od bakra i indija te kadmijev telur⁴⁰. Obecavajući su i spojevi galijeva arsena (koji je u posljednje vrijeme iskoristiv u svemirskim vozilima ako s povećanim koncentracijama radijacije odgovarajući porast temperature znatno ne smanjuje učinkovitost) s elementima kao što su indij, fosfor i aluminij, od kojih je svaki u stanju izmijeniti količinu ulazne Sunčeve radijacije u struju druge frekvencije, ostvarujući tako ćelije znatno povišenog učinka. Slično, višestruko spojene ćelije trebale bi naslagati jako fine filmove različitih materijala jedan na drugi, tako da povećaju zarobljavanje i promjenu Sunčeve energije. Dosad su izrađene dvostruke ćelije, ali istraživanja su orijentirana na trostruko ili četverostruko spojene stanice.

Ciljevi koji su isto tako unaprijeđeni odnose se na **tehnologije** koje umjesto materijala koji su poluvodiči, iskorištavaju fine filmove od titanijeva vodika koji su natopljeni različitim bojama. Molekule pokrenute Sunčevom radijacijom ubrizgavaju elektrone na stranu širenja titanijeva vodika koji prelaze fini film te ih skuplja supstrat vodič ćelije. S obzirom na to da je titanijev vodik jeftin, perspektiva ostvarivanja fotonaponskih ćelija je povoljna. Druga rješenja koja su zasad u fazi istraživanja su: tzv. polimeričke ćelije (ili plastične): pod pretpostavkom da je elektronička pokretljivost organskih materijala skromna, zbog čega učinci promjene imaju učinkovitost 2 – 3 %, što je preniska vrijednost da bi nadomjestila manji trošak polimeričkih materijala. U njih se ubrajaju materijali s povećanom pokretnošću pod oblikom nanometričkih čestica, npr. kadmijev selen.

Godine 2003. ušlo je u funkciju eksperimentalno postrojenje od 7 MW_e koje je instalirano u jednom danskom fjordu, u kojem gibanje valova usmjerava vodu u rezervoar iz kojeg se silom teže opskrbljuje sedam turbina.

38 IEA 2020. Renewables 2020.

39 Lazard 2020. Levelized Cost of Energy Analysis (LCOE 14.0)

40 DOE, Photovoltaics, http://www.eere.energy.gov/RE/solar_photovoltaics.html (10.2021.)

Na kraju, pozornost zaslužuju programi istraživanja i razvoja energetske iskoristivosti vodika. Ta je tema zanimljiva za proizvodnju električne energije, iako je primarni cilj njegova upotreba kao alternativnoga goriva pri transportu. S obzirom na to da slobodni vodik praktički ne postoji u prirodi, on se prije svega proizvodi i poslije distribuira i uskladištava te se na kraju koristi za proizvodnju energije. Vodik je se koristi u kemijskoj industriji, kod rafiniranja nafte, pri tretiranju metala i u elektroničkoj primjeni. Rašireniji proces proizvodnje je tzv. **reforming**, u kojem gorivo za izgaranje reagira s vodenom parom, imajući za glavni **output** vodik i ugljični dioksid. Najveći doprinos dolazi iz prirodnog plina, čiji **reforming** u SAD-u pokriva čak 95 % proizvodnje vodika, te je riječ o procesu koji je, naravno, ekonomski više isplativ. Kod energetskog profila s trenutnim učincima procesa **reforminga** od oko 70 % očito je da je jasna i jednostavna zamjena prirodnog plina s vodikom u klasičnom procesu izgaranja teško izvediva u energetskom i ekonomskom smislu, dok se kod ambijentalnog profila u jednakosti s korisnom energijom posjeduje veće ispuštanje CO₂ i jednog drugog mnogo različitijeg ispuštanja NO_x. Osim toga, imajući kao preporuku postrojenje proizvodnje u kombiniranom ciklusu s učincima od oko 60 %, vodik uzet iz **reforminga** prirodnog plina trebao bi biti iskorišten i do 85 %, a to je cilj koji se može postići samo ako je riječ o istodobnoj proizvodnji. Ipak i dalje preostaje predočiti ekonomsku pogodnost alternativne kombiniranih ciklusa, koja bi se, koncipirana na takav način, ograničila na ostvarivanje dobiti koje su usporedive u energetsko-ambijentalnoj ravnoteži.

Tablica 9. Svjetska proizvodnja vodika

Proces	Milijuni Mt/godina (2018.)	Udio
Amonijak	31.5	42.6 %
Rafiniranje	38.2	52.7 %
Drugi	4.2	5.7 %
UKUPNO	73.9	100 %

Izvor: IEA, 2019. *The Future of Hydrogen*.

U navedenoj se alternativni predlaže proizvodnja vodika korištenjem elektrolize vode koja se ostvaruje korištenjem električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora. Može izgledati kao Kolumbovo otkriće, ali se ne vodi računa o činjenici da bi vodik dobiven iz **reforminga** prirodnog plina koji još nije kompetitivan u proizvodnji energije 2003. koštao približno 0,6 eura/kg, dok se trošak vodika koji je proizveden elektrolizom kretao između 1,8 i 3,6 eura/kg u funkciji troška električne energije. Da bi se cijena **reforminga** vodika iz 2003. održala (a potvrđeno je da je još uvijek previsoka), cijena električne energije trebala bi se smanjiti na približno 40 €/MWh⁴¹. Sada se električna energija iz vjetroelektrana, koja je najpovoljnija među obnovljivima, proizvodi u npr. Italiji s troškom od približno 60 €/MWh, a u Danskoj, gdje su uvjeti vjetra pogodniji, trošak je približno 50 % od navedene vrijednosti.

41 G. B. Zorzoli, *La promessa idrogeno*, „Energia”, n. 1, 2004.

Čini se da je cilj proizvodnje vodika iz obnovljivih izvora teško ostvariv kada je riječ o procesu elektrolize vode, dok se obećavajućima čine rješenja koja iskorištavaju pirolizu biomase (poljoprivredni ostaci, otpaci⁴²) ili Sunčevu energiju za izravnu proizvodnju vodika preko:

- termičkog cijepanja molekula sadržanih u vodik u na visokoj temperaturi (manje od 1.000 °C) ili vrlo visokoj (približno 2.000 °C), koja se održava zbog koncentracije Sunčeve svjetlosti,
- biološkog i fotobiološkog cijepanja molekule vode preko Sunčeva osvjetljavanja i mikroorganizama,
- foto-elektrokemijskih procesa.

Zahvaljujući usvajanju jednog od navedenih rješenja proizvodnja vodika u praksi se odvija bez čiste proizvodnje CO₂, s posljedičnim ambijentalnim prednostima. Radi se, ipak, o radikalnim inovacijama čiji će mogući uspjeh tražiti više vremena. Istraživani procesi termičkog cijepanja na visokoj temperaturi (približno 800 °C) zahtijevaju iskorištavanje toksičnih materijala i potencijalni utjecaj na okoliš. Na tim pilot-postrojenjima već su na prijelazu sa 60-ih na 70-e godine provedeni bitni eksperimenti⁴³ koji su ukazali na poteškoće tog pothvata. Kod termičkog cijepanja na vrlo visokoj temperaturi pojavljuju se veliki problemi što se tiče otpornosti, trajnosti, korištenih materijala itd. Vodik predviđen za gorive ćelije pokvario bi katalizatore, treba biti znatne čistoće, mnogo veće od one „kemijske“ koja se zahtijeva od trenutnih primjena, što uvodi dodatni trošak koji će činiti još težim postizanje konkurentnosti. Ipak, za energetske iskorištavanje vodika ključna je dostupnost gorivih ćelija ne samo s visokom učinkovitošću, nego i s prikladnom pouzdanošću (osobito dovoljno dugo trajanje) i prihvatljivim troškovima. Nažalost, trenutno nijedno tehnološko rješenje za gorive ćelije ne zadovoljava sve kriterije osnove u smislu učinka, trajanja i cijene.

Trenutno je za proizvodnju električne energije dostupna, ali i ekonomski nekonkurentna, goriva ćelija fosforne kiseline koja funkcionira na približno 200 °C i postiže učinkovitost proizvodnje električne energije od približno 40 %, dok pri istodobnoj proizvodnji električne i toplinske energije postiže učinkovitost i do 80 %. Glavnu prepreku široj uporabi trenutno čine visoki troškovi proizvodnje, no kada bi se snizili, bio bi to velik uspjeh zato što gorive ćelije imaju mnoge prednosti. Iznad svega, imaju znatno smanjen utjecaj na okoliš i njihova ekonomičnost ne ovisi o dimenzijama postrojenja. Primjenjuju se ili s iskoristivošću malog opsega „za pojedinačne potrebe“ ili s iskoristivošću velikog opsega s usporednim baterijama ćelija. Osim toga, s takvim bi ćelijama temperatura funkcioniranja omogućila proizvodnju pregrijane pare ostvarujući tako kombinirani ciklus koji je u stanju iskoristiti preostalu toplinu za toplinske potrebe na niskoj entalpiji. Ipak, gotovo dva stoljeća od prvog predstavljanja ostvarivosti koja dolazi od eksperimenata Sira Williama Grovea 1839. i s posljednjim pokušajima za razvoj procesa koji su u 20. stoljeću bili osobito jaki u Njemačkoj u

42 K. Magrini – Bair et al., *Fluidizable Catalysts for Hydrogen Production from Biomass Pyrolysis/Steam Reforming*, in „National Renewable Energy Laboratory, Program Review Meeting”, 2003.

43 C. Marchetti, *Hydrogen and Economy*, „Chemical Economy and Engineering Review”, siječanj 1973.

20-im godinama, dok su od 60-ih godina imali velik porast u okviru svemirskih programa NASA-e, gorive ćelije su još daleko od konkurentnosti i u tehničkom (dostupnost) i u ekonomskom smislu. Sve u svemu, radikalna inovacija odvija se gotovo dva stoljeća, dok se za sljedeće unaprjeđene inovacije utvrdilo da su vrlo teško ostvarive. I kad se ne bi vodilo računa o problemima povezanim s uskladištavanjem i distribucijom vodika koji se u slučaju *reforminga* izgorivih goriva mogu izbjeći instaliranjem na mjesto približnog postrojenja, ti problemi postaju esencijalni u pogledu proizvodnje vodika iz obnovljivih izvora na ekonomski prihvatljiv način. S druge strane, razvoj sustava uskladištavanja i distribucije uvjetovan je dostupnošću tehnoloških rješenja koja su danas još u fazi istraživanja, ali i uspjehom na tržištu vozila i vodika koji je potreban da bi se opravdalo relativno ulaganje. Prema vjerodostojnim predviđanjima širenje takvog sustava u velikom opsegu ne bi se trebalo dogoditi prije 2040⁴⁴.

1.7. Specifičnosti problema zaštite okoliša

S ponekim specifičnostima, cilj zaštite okoliša elektroenergetskog sektora razvio se na način koji je različit od drugih industrijskih svojstava, tj. preko kontinuirane evolucije, bila ona znanstvena ili normativna. Bitne obveze u proizvodnji električne energije vezane za njezin utjecaj na atmosferu dijele se na razine koncentracije onečišćenja zraka (kvaliteta zraka) i na granice ispuštanja štetnih tvari (atmosferska ispuštanja). Ipak, ne zanemaruju se problemi povezani sa zaštitom tla, onečišćenjem vode i akustičnim zagađivanjem. Specifičnosti električnih vodova, prije svega onih visokog napona, je da su njihove norme povezane sa zračenjem magnetskim poljima čiji se učinci zajednički nazivaju *elektrosmog*. Jedno postrojenje za proizvodnju električne energije pomoću fosilnih goriva približne snage 1.000 MW zahtijeva područje od najmanje 10 ha (postrojenje kombiniranog ciklusa) do najviše 35 hektara (postrojenje na ugljen). U odnosu s tim, fotonaponsko ili vjetropostrojenje je u goroj situaciji. Otprilike se uzima da je za snagu od 1 MW odgovarajuća veličina 1 ha. Teritorijalne i mikroklimatske transformacije koje proizlaze iz hidroenergetskih akumulacijskih postrojenja toliko su poznate da daljnji komentari nisu potrebni. Postrojenja za proizvodnju električne energije koja funkcioniraju na fosilna goriva pridonose efektu staklenika svojim ispuštanjima CO₂, kemijskog spoja koji je najodgovorniji za taj efekt. Uzevši u obzir važnost elektroenergetskih postrojenja, daljnji će se tekst koncentrirati na probleme vezane za ispuštanje štetnih tvari u atmosferu, na ispuštanje CO₂ i zračenje magnetskih polja.

S obzirom na prvi problem, pozornost se usmjerava na štetne elemente koji su prisutni u plinovima ispuštenim iz dimnjaka termičkih postrojenja: sumporov dioksid (SO₂), dušikove okside (NO_x) i čestice prašine. Među prvim zemljama koje su se posvetile okolišnim rizicima bile su Njemačka i Japan. To su učinile s normativnim sredstvima (uspostavljanjem granicama ispuštanja) i subvencionirajući izgradnju održivih i okolišno prihvatljivih izvora energije. Postojeća termoenergetska postrojenja na ugljen, da bi se održali unutar granica

44 DOE, *National Hydrogen Energy Roadmap*, Washington, 2002.

ispuštanja SO_2 , ugrađivala su tzv. *desumporatore*. Radi se o kemijskim reaktorima s dimenzijama koje se mogu usporediti s kotlovima elektroenergetskih postrojenja: u jednom desumporatoru plinovi koji su nastali iz procesa gorenja prolaze u suprotnom smjeru od vodene pare, preko podloga od vapnenca, gdje se preko kemijskih reakcija sumporni dioksid pretvara u kalcijev karbonat, tj. u sadru. Na takav način sumporni dioksid koji bi inače, šireći se u atmosferu, ugrozio okoliš, sada se potpuno mijenja u složenu inertnu česticu, koja se poslije može prodati ili ponovno iskoristiti. U slučaju dušikovih oksida plinovi prolaze kroz selektivnu katalitičku redukciju gdje u prisustvu katalizatora reagiraju s amonijakom: osnovni proizvodi te reakcije su dušik i voda. Budući da se dušikovi oksidi formiraju kombinacijom dušika i kisika u dimnjaku koji su prisutni u zraku, ta se reakcija lakše provodi s povišenim temperaturama. U slučaju krutih čestica, nove obveze često nameću zamjenu starih elektrostatičkih filtara novim filtrima veće učinkovitosti u borbi s prašinom koja se nalazi u ispušnim plinovima dimnjaka.

Ukupnost navedenih mjera koje se primjenjuju u elektrani na ugljen povećavaju vlastitu potrošnju električne energije elektrane barem 20 %. Alternativa ovakvim rješenjima je korištenje goriva koja nisu štetna za okoliš. S obzirom na to da prirodni plin gotovo uopće ne sadrži sumpor i ne ostavlja pepeo, ta činjenica ide u prilog njegovu izravnom korištenju kao sagorivog goriva, nadasve ako izgara u postrojenjima povećane učinkovitosti (kombinirani ciklusi). Proces zaštite okoliša pokreće se krajem 80-ih godina 20. stoljeća, kada su se primijenile prve europske direktive te su se napokon utvrdili standardi za ispuštanje iz proizvodnje električne energije koji su u slučaju novih postrojenja sa snagom većom od 500 MW bili⁴⁵:

SO_2 :	400 mg/m ³
NO_x :	200 mg/m ³
Čestice:	50 mg/m ³ u slučaju čvrstih i tekućih sagorivih goriva 5 mg/m ³ za plinska sagoriva goriva.

Postojeća postrojenja treba prilagoditi navedenim granicama. Uvođenje nove norme smanjilo je u velikoj mjeri ispuštanje osnovnih štetnih tvari iz termoenergetskih postrojenja. Standardi koji su postavljeni krajem 80-ih godina nisu jasno regulirali ispuštanja plinskih turbina, s tim da su se postrojenja na kombinirane cikluse tek tada počela uzimati u obzir. Ta se neodlučnost prevladala tek 2001., kada je europska direktiva⁴⁶ za sva velika postro-

45 Ograničenje atmosferskih emisija pojedinih zagađivača koje su proizvela velika postrojenja na bazi izgaranja novih postrojenja, Ministarski dekret 8. svibnja 1989.; Smjernice za smanjenje emisija industrijskih postrojenja i određivanje minimalnih vrijednosti emisija za već postojeća postrojenja, Ministarski dekret, 12. srpnja 1990.

46 *Ograničenja atmosferskih emisija zagađivača velikih postrojenja na bazi izgaranja*, Direktiva 2001/80/CE Europskog parlamenta i Europskog vijeća, 23. listopada 2001.

jenja sagorijevanja smanjila ograničenja ispuštanja i propisala da se unutar 2008. ostvare pokusna postrojenja autorizirana prije studenog 2002. te odmah za ona koja su kasnije autorizirana. Za velika postrojenja opskrbljena ugljenom ili naftnim proizvodima granice su:

SO ₂ :	35 mg/m ³
NO _x :	200 mg/m ³
Čestice:	5 mg/m ³ .

U slučaju plinskih turbina granica za NO_x smanjena je na 50 mg/m³. Od 1999. sva nova postrojenja, a od 2007. i postojeća postrojenja, vrednuju se prema integriranom pristupu na osnovi Direktive 96/61/EC, nazvane *Integrated Pollution Prevention and Control* (IPPC)⁴⁷ koja sastavlja integrirane mjere za ispuštanja iz industrijskih postrojenja te se otuda ostvaruje povećanje razine zaštite ukupnog okoliša. Da bi se postigao takav cilj, predviđaju se ili prethodno navedena rješenja i primjena najboljih dostupnih tehnika. Direktiva IPPC predstavlja „kćer” druge faze istraživanja i odluke ambijentalne politike, u kojoj se sa snažnim posljedičnim rezultatima, privilegira holistički pristup za ekološke probleme koji, a to nije slučajno, privlači pozornost za tzv. globalne fenomene (ozonska rupa, efekt staklenika).

U slučaju efekta staklenika poznate su poteškoće pri poštivanju obveza vezanih za zadovoljenje ispuštanja plinova iz efekta staklenika, od kojih je najvažniji CO₂. Dovoljno je sjetiti se da je Luksemburškom rezolucijom iz 1990., Europska zajednica utvrdila da je za stabilizaciju, potrebno smanjiti ispuštanja CO₂ na razine iz 1990. Najbitnija obveza dolazi temeljem zaključaka Konferencije o klimatskim promjenama koja se održala u Rio de Janeiru 1992.: niz dokumenata, koji, bez obzira na to što su bili samo najave principa, predstavljaju bitno uporište na koje se pozivaju ostale naknadno donesene odluke. Nakon Konferencije u Rio počeli su se održavati godišnji susreti, nazvani Konferencije Strana (COP), na kojima su se definirali ciljevi i sredstva u borbi protiv efekta staklenika. Najpoznatija među njima je Konferencija iz Kyota iz prosinca 1997.⁴⁸ tijekom koje je objavljen istoimeni protokol s ciljem smanjenja ispuštanja plinova iz efekta staklenika za većinu razvijenih zemalja, a 5,5 % za EU (Tablica 10).

47 Prevencija i integrirano smanjenje onečišćenja, Direktiva 96/61/CE Europskog parlamenta i Europskog vijeća, 24. rujna 1996.

48 Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, UN-FCCC Secretariat, Bonn, 1997.

Tablica 10. Predviđene obveze smanjenja u Kyotu (promjene u postocima efekta staklenika)

Potpisnik	Ciljevi: 2008-2012
EU	-8
Austrija	-13
Belgija-Luksemburg	-7,5
Danska	-21
Finska	0
Njemačka	-21
Grčka	+25
Irska	+13
Italija	-6,5
Nizozemska	-6
Portugal	+27
Španjolska	+15
Švedska	+4
Velika Britanija	-12,5
OCSE (osim EU)	-6
Australija	+8
Kanada	-6
Island	10
Japan	-6
Novi Zeland	0
Norveška	+1
Švicarska	-8
SAD	-7
Zemlje u tranziciji	-1
Bugarska	-6
Hrvatska	-5
Republika Češka	-8
Estonija	-8
Mađarska	-6
Letonija	-8
Poljska	-6
Rumunjska	-8
Ruska federacija	0
Slovačka	-8
Slovenija	-8
Ukrajina	0
Druge zemlje	bez obveza

Protokol iz Kyota stupio je na snagu 16. veljače 2005., kada je odobrenje Ruske Federacije dovelo do postizanja predviđenog kvoruma. U prošlosti je postojala pretpostavka da bi bilo moguće okoristiti se nuklearnim postrojenjima, postrojenjima na kombinirane cikluse i obnovljivim izvorima kako bi se smanjilo ispuštanje CO₂, ali to u elektroenergetskom sektoru

zahtijeva različite modele intervencije:

- istodobna proizvodnja električne i toplinske energije,
- poboljšanje standarda energetske učinkovitosti za kućanske aparate, elektroniku u upotrebi, uredske strojeve, komponente za osvjetljavanje, komponente sustava grijanja i zračnih kompresora,
- poboljšanje energetske učinkovitosti u industriji, osobito u teškoj industriji.

Sve su to slučajevi koji pridonose smanjenju ispuštanja CO₂ slijedeći politiku racionalne upotrebe električne energije. Kao alternativa ostvarenju intervencija u vlastitoj zemlji koje su potrebne da bi se zadovoljile obveze Kyota, uspostavljena su sljedeća rješenja:

- *Joint Implementation* – bilateralni ili multilateralni dogovori između razvijenih zemalja koji su finalizirani po specifičnim programima kojima će izbjegnuta ispuštanja biti podijeljena između uključenih zemalja,
- *Clean Development Mechanism* – projekti u zemljama u razvoju koje financira razvijena zemlja koja može iskoristiti dio izbjegnutih ispuštanja,
- *Emission Trading* – sustav trgovanja emisijskim jedinicama. Zemlje članice obvezuju se da će njihove elektrane morati kupiti dozvolu za svaku tonu CO₂ koju emitiraju⁴⁹.

1.8. Energetska učinkovitost

Pojam racionalne upotrebe električne energije definira se kao skup načina koji dopuštaju da se potreba za energijom održava u jednakosti s uslugom potrebnom korisniku. Motivi za racionalnu upotrebu električne energije različite su prirode:

- smanjiti korištenje neobnovljivih izvora energije; to je bio poticaj politici racionalnog korištenja energije nakon naftne krize u 70-im godinama,
- izbjegavati izgradnju novih postrojenja za proizvodnju ili barem djelomično nadoknaditi njihov nedovoljan broj,
- smanjiti utjecaj na okoliš.

U nastavku se posljednjem motivu, onom koji danas dominira na međunarodnoj razini, pridaje najveća pozornost. Cilj povećanja energetske učinkovitosti može biti postignut ili povećanjem učinka proizvodnje električne energije ili smanjenjem gubitaka prijenosa i distribucije, ili intervencijama koje potiču korisnika na racionalniju potrošnju energije. Kada je riječ o politici za racionalnu upotrebu energije, uglavnom se obraća pozornost na dodatne aktivnosti vezane za porast učinkovitosti izvedene iz razvoja tehnologija i načina korištenja postrojenja koje se pokušavaju postići sve od početaka električne ere da bi se smanjili troškovi.

49 Uspostava sustava za razmjenu kvota emisija stakleničkih plinova u Uniji, i promjena Direktive 96/61/CE Europskog vijeća, Direktiva 2003/87/CE Europskog parlamenta i Europskog vijeća, 13. listopada 2003.

Za razvoj uspješnih mjera za povećanje energetske učinkovitosti potrebno je razviti integrirani energetski plan korištenja resursa, tzv. IRP (engl. *Integrated Resource Planning*). IRP je predstavio logičnu evoluciju *least cost planning* (LCP) metode koja uspoređuje alternative vezane za proizvodni miks (vrednovane na složenim troškovima tijekom cijelog životnog ciklusa) s troškovima i prednostima aktivnog upravljanja potražnjom i s aktivnostima energetske uštede. IRP uključuje:

- analizu prednosti/nedostataka (na razini korisnika),
- ispitivanje mogućnosti opskrbljivanja od strane neovisnih proizvođača,
- procjenu specifičnih troškova i ostalih faktora društvene prirode.

IRP, gdje je u potpunosti primijenjen, ne uključuje samo energetske tvrtke, već potanko ispituje javno mišljenje, a tu sudjeluju udruge potrošača, organizacije za zaštitu okoliša, neovisni stručnjaci itd. Na strani potražnje, vrednovanja za racionalnu upotrebu energije koncentriraju se na:

- procjenu ili mjeru uštede energije koje su dostižne među takvim programima,
- utjecaj na krivulju opterećenja,
- stopu sudjelovanja korisnika (oni koji su izravno uključeni u program ili „imitatori“, koji sudjeluju bez svojih poticaja),
- postojanost uštede (koja je ponekad izravno mjeriva: npr. naknade za sačuvanu energiju bit će podvrgnute godišnjim kontrolama na mjestima gdje su instalirane fluorescentne žarulje),
- učinke na račune korisnika sudionika i onih koji ne sudjeluju u programima uštede.

Naravno, uspjeh procesa IRP-a iznad svega ovisi o postojanju ekonomskog interesa obje strane koje sudjeluju (električna zajednica i korisnici) koji je ostvariv preko tarifnih sustava kojima društva potiču radnje IRP-a i omogućuju korisniku da plaća jeftiniji račun, čak i ako je pojedinačni potrošeni kilovatsat skuplji. Sekundarno, utjecaj procesa IRP-a toliko je veći koliko je početno stanje neuravnoteženije. Nisu slučajno, počevši od kraja 70-ih godina 20. stoljeća, mnoge američke elektroenergetske tvrtke uvele politiku upravljanja potražnjom (engl. *Demand Side Management* – DSM) da bi smanjile u jednakosti s primljenom uslugom važnost potražnje korisnika ili njihovu vremensku distribuciju (smanjiti troškove jednako je izbjegavanju postavljanja u mrežu skupljih postrojenja, koja su često i manje učinkovita), ulažući u tu politiku 14,7 milijardi dolara⁵⁰ između 1989. i 1999. Danas su ta ulaganja i znatno veća. Koja god metodologija bila prihvaćena, tehnološka rješenja kojima se općenito teži da bi se poboljšala električna učinkovitost na strani potražnje su:

- a. ponovno uspostavljanje električnih pristojbi,
- b. instaliranje električnih motora povećane učinkovitosti ili poboljšanje relativnih susta-

50 D. S. Loughran. J. Kulick. Demand-Side Management and Energy Efficiency in the United States. „The Energy Journal“, n. 1. 2004.

- va regulacije i upravljanja, osobito preko elektroničkog nadzora njihove brzine,
- c. instaliranje automatskih sustava paljenja, gašenja i regulacije jakosti sustava osvjetljenja (od najtradicionalnijih upravljača vremena i senzora do sustava koji smanjuju osvjetljavanje perifernih zona kada je dostupno prirodno osvjetljenje),
 - d. instaliranje specijaliziranih sustava osvjetljenja (fluorescentne žarulje na smanjenom dijametru i s boljim prijenosom boje, zrcalnih reflektora, poboljšanje geometrije, halogene svjetiljke s filtrima za infracrveno zračenje, naprave za usmjeravanje i širenje prirodne svjetlosti prema unutrašnjosti zgrada neke su od najzanimljivijih opcija,
 - e. instalacija postrojenja niske potrošnje u **standby** modu ili uređaja za smanjenje potrošnje u **standby** modu postojećih postrojenja,
 - f. sustavi pozicioniranja u **standby** modu postrojenja neredovite upotrebe,
 - g. sustavi automatskog gašenja postrojenja u **standby** modu (televizor koji je uvijek ostavljen u takvom položaju može potrošiti više energije kada se ne koristi nego za vrijeme gledanja),
 - h. intervencije za smanjenje potražnje električne energije (bolja termička izolacija, nadzor ulaznog zračenja itd.),
 - i. kućanski aparati i aparature za zgradu povećane učinkovitosti.

Navedene mjere koristile su se i prije nego što su postale značajne u borbi protiv efekta staklenika. Pod pritiskom dviju naftnih kriza u 70-im godinama 20. stoljeća, s ciljem povećanja energetske neovisnosti poduzete su brojne mjere koje su ostvarene da bi promicale, makar i u različitim oblicima, izvore obnovljive energije. Ostvarenje ušteda predviđenih Dekretom o energetske učinkovitosti, koji snažno djeluje na opseg prodaje, ne bi trebalo biti odgovornost distributera, ali ni opskrbljivača, ako prvi ne mogu imati izravan nadzor nad smanjenjima potrošnje električne energije, što je cilj samog dekreta.

Zadatak ostvarivanja projekata energetske učinkovitosti pripadao bi prije svega ESCO-u (engl. *Energy Service Company*). Stvoren upravo da bi radio na projektima energetske učinkovitosti, ESCO je fokusiran na više djelatnosti: djelomično ili potpuno financiranje energetskih projekata; ugovore vezane za usluge identificiranja i instaliranja rješenja traženih u programima energetske učinkovitosti; upravljanje programima energetske učinkovitosti kao odgovor tvrtkama za uštedu određenih kvota energije i snage. ESCO umanjuje rizike i potrebe kapitala vlasnika industrijskih, trgovačkih, pa čak i rezidencijalnih postrojenja putem financijske asistencije koja se može ostvariti sudjelovanjem u programima ušteda energije. Ponašaju se kao središnji posrednici između tradicionalne električne tvrtke i korisnika koji su aktivni u komercijalizaciji novih tehnologija, u očuvanju instalacija korisnika i u budućem upravljanju uslugom. Glavni nedostaci ovise o činjenici da ESCO odabire samo programe utvrđene na osnovi rezultata i njihovo posredovanje smanjuje ostatak ekonomskih usluga povezanih s važnošću mogućih ušteda.

1.9. Tarifni sustav

Za elektroenergetski sektor još su od njegovih početaka karakteristične velike tehničke poteškoće pri uravnoteživanju proizvodnje i potrošnje. Kako bi elektroenergetski sustav funkcionirao na zadovoljavajući način, potrebna su kontinuirane investicije, kako u proizvodnju tako i u prijenos i distribuciju električne energije. Posljedica toga je da su utjecaji amortizacije i financijska opterećenja vrlo visoki. Financijska opterećenja u znatnoj mjeri povećavaju troškove izgradnje novih postrojenja proizvodnje zbog prilično dugog vremena potrebnog za realizaciju. U tom je smislu reprezentativan slučaj nuklearnih postrojenja. Teško ih je izgraditi u manje od sedam godina. Ako se uzme u obzir trajanje upravnog postupka i žalbeni rokovi, deset godina postaje razuman rok, ali postoje i primjeri znatno duljih razdoblja. Ne iznenađuje stoga da se financijska opterećenja pri izgradnji postrojenja u takvim slučajevima kritično povećavaju. Četiri godine već predstavljaju dobar rezultat u slučaju modernih termoeenergetskih postrojenja na ugljen, pet godina je prosječno vrijeme potrebno za realizaciju izgradnje hidroenergetskog postrojenja akumulacijskog tipa. Zbog toga je ulazak na tržište tehnologije kombiniranih ciklusa, sa smanjenim izjednačenim ulaganjima i vremenom realiziranja koje je u prosjeku nešto manje od dvije godine (i manji rizici provedbe postupka s obzirom na utjecaj na okoliš) predstavljao pravu revoluciju.

Ipak, nisu samo postrojenja za proizvodnju električne energije ona koja održavaju visokom razinu ulaganja. Tablica 11⁵¹ prikazuje povijesnu strukturu energetske postrojenja u Italiji. Kao što se može uočiti, ulaganja u mrežu, koja već 1963. nisu bila daleko od polovice ukupnog iznosa (44 %), na početku 80-ih godina premašila su 50 % i zadržavaju se na tom iznosu u prvim godinama 90-ih.

Tablica 11. Struktura tehničkih postrojenja

Postrojenja	1963.	1982.	1992.
Hidroenergetska postrojenja	41,4 %	16,6 %	13,5 %
Termoeenergetska postrojenja	11,8 %	26,5 %	25,0 %
Prijenosna mreža	44,0 %	52,4 %	52,6 %
Ostala postrojenja	7,8 %	4,5 %	8,9 %

Izvor: G. Fraquelli. *La produttiva dell'ENEL durante i trent'anni di monopolio pubblico*, in „Storia dell'industria elettrica in Italia”, vol. V., Bari 1994.

Načelno, termoeenergetska postrojenja imaju manji kapitalni intenzitet nego hidroenergetska postrojenja. Povišena razina ulaganja u praksi je lakše dostižna za tvrtku koja je okomito integrirana (pozicija monopola) i može računati na stalnu konzumaciju i prihode koji dolaze iz tarife koju krajnji kupci moraju plaćati za potrošenu električnu energiju. Na ovaj

51 G. Fraquelli. *La produttiva dell'ENEL durante i trent'anni di monopolio pubblico*, in „Storia dell'industria elettrica in Italia”, vol. V., Bari 1994.

način smanjen je rizik poslovanja, zbog čega nije problem zatvoriti financiranje razvojnih projekata pomoću bankarskog sustava ili izdavanja obveza. Dug, stoga, gotovo uvijek predstavlja značajnu kvotu vlastitog kapitala. Potrebno je paziti da zaduživanje ne premašuje vlastiti kapital. Primjer toga je slučaj Electricite de France: nakon prve naftne krize uvidjelo se da je odnos dug/kapital brzo rastao iznad jedinice. Sličnih problema imao je i talijanski ENEL. Posljedice te „nacionalizacije“⁵² prouzrokovale su veliku financijsku krizu između 1974. i 1984.⁵³ potvrđenu kretanjem bruto rezultata upravljanja koji je praktično na nuli do 1972. i koji je nakon toga zapao u duboku krizu. Naknadni učinak dobiven kombinacijom velikih tarifnih prilagođavanja, pokojeg skromnog doprinosa osnivačke zaklade i unutarnjih mjera za unapređenje produktivnosti omogućio je ponovni uspon, sve dok od druge polovice 80-ih godina bilanca ENEL-a nije postala pozitivna. Drugim riječima, ako se može računati na sigurnu konzumaciju, odlučni čimbenik je održavanje prikladne tarife.

Od početka 90-ih godina 20. stoljeća, u nedostatku elektroenergetskog tržišta, tarife su svugdje uglavnom stabilizirane u odnosu na prosječni trošak električne energije i pokazuju se adekvatnima kada zbroj naplate računa (nakon odbitka svih eventualnih poreza) nadoknađuje najmanje ukupno ostvarene troškove⁵⁴. Na počecima elektroenergetske industrije tarifni su odabiri očito bili uvjetovani poteškoćama s kojima se susreću na otvaranju novog tržišta. Kako se često događa u takvoj situaciji, električna energija je često bila prilagođena cijenama, koje su je, neovisno o troškovima, činile konkurentnom u odnosu na alternativne energente. S druge strane, nepreciznosti i nesigurnosti svojstvene tada dostupnim sustavima za mjerenje potrošnje korisnika utjecale su na odabir pojednostavljenih tarifnih rješenja kao što su ugovori za kućno osvjetljavanje paušalnog tipa s fiksnim iznosom koji treba platiti za instaliranu svjetiljku (da bi se izbjegle zloupotrebe, elektroenergetska tvrtka imala je monopol na prodaju svjetiljki). I u ugovorima koji se temelje na očitavanju brojila tarife se obično ne razlikuju između utrošene snage i potrošene energije, dok su uglavnom bila predviđena velika sniženja pri porastu potrošene električne energije.

U specifičnom slučaju industrijske iskoristivosti, konkurencija postrojenja dovela je do privilegiranja tarifa poznatih kao naplata potražnje⁵⁵ (engl. **demand charge**), čija je vrijednost bila funkcija najveće efektivne potražnje snage koja se mjeri kao srednja vrijednost najveće snage u unaprijed određenom vremenu (uglavnom 15 minuta). Na taj način bilo je moguće predložiti korisniku tarifne uvjete koji su izravno usporedivi s njegovom potrošnjom, stavljajući na leđa elektroenergetskoj tvrtki moguća dodatna opterećenja uzrokovana potrebnim ulaganjima ako se vršna potražnja korisnika podudara s ograničenjima mreže. Tarife mogu biti promjenjive i unutar iste zemlje, kada postoji podjela teritorija između različitih

52 G. Zanetti, G. Fraquelli, *Una nazionalizzazione al buio*, Bologna, 1979.

53 A. Sembenelli, *Investimenti, strategie e vincoli finanziari*, „Storia dell'industria elettrica in Italia“, vol. V. Bari, 1994.

54 Nicolson, M.L., Fell, M.J., Huebner, G.H., 2018. Consumer demand for time of use electricity tariffs: A systematized review of the empirical evidence. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 97, 276-289.

55 R. Giannetto, *Tecnologia ed economia del sistema elettrico*, 1985.

elektroenergetskih tvrtki. Dvojna tarifa bila je od početka koncipirana tako da zadužuje korisnika s fiksnim opterećenjem za najveću snagu koju se obvezao da neće premašiti. Da bi se dosegla veća razina učinkovitosti i smanjio ukupni potrebni instalirani kapacitet, potrebno je aktivno upravljanje potražnjom. S tom svrhom su uvedene tzv. višesatne tarife, razlikovne prema satu, danu i godišnjem razdoblju. Započinje se razmatrati i metoda ograničenja cijena (engl. *price cap*) koja predstavlja jednu od temeljnih metoda u okviru tzv. ekonomske regulacije. Alternativnu metodu predstavlja tzv. metoda dodatnog troška (engl. *cost plus* ili *rate of return regulation*) koja određuje granicu profita tvrtke u postocima ulaganja. U biti, stanje se znatno promijenilo početkom liberalizacije tržišta električne energije, dugotrajnim procesom koji je u Europi započet još u 90-im godinama 20. stoljeća.

1.10. Proces liberalizacije

S promjenom tendencije u odnosu na razdoblje koje slijedi odmah nakon Drugog svjetskog rata, od 80-ih godina na međunarodnoj sceni su progresivno prevladavale orijentacije koje su ponovno pokrenule diskusiju o ulozi države u ekonomiji privilegirajući funkciju regulatora tržišta. Očito je posljedica te veze smanjenje aktivnosti pod državnom kontrolom i liberalizacija segmenata tržišta koji su dotad bili zatvoreni. Kao konzekvenca, razvijaju se procesi privatizacije sektora električne energije i sektora plina te liberalizacije tržišta električne energije i tržišta plina. Dva su to sektora u kojima je od samih početaka postojao javni interes izražen u vidu određenih oblika regulacije. Za elektroenergetske tvrtke okomita integracija i posljedični teritorijalni monopol bili su uzrokovani dvostrukom potrebom za ostvarenjem visoke tehničke i upravljačke učinkovitosti i postizanjem dimenzije koja bi omogućila pronalaženje financijskih resursa potrebnih za velika infrastrukturna ulaganja nastala zbog porasta potražnje. S jedne strane, tržišta monopolističkog ili oligopolističkog karaktera nose značajan rizik ekonomsko-političke prirode. S druge strane, privatna struktura tvrtki često vodi do privilegiranja financijske koristi, što je u izravnoj suprotnosti s univerzalnošću elektroenergetske usluge. Univerzalnost usluge i tarifni pristup su u prošlosti bili čimbenici od utjecaja na odabir pristupa nacionalizaciji ili oblika javne intervencije u elektroenergetskom sektoru. Zahvaljujući sigurnosti prihoda ponešto je smanjena potreba kapitala u slučaju razvoja sustava i olakšan je razvoj pluralizma u proizvodnji zahvaljujući dostupnosti tehnologija.

U biti, tržište tradicionalnog tipa ne može danas postojati u svim aspektima elektroenergetskog sustava. Konkurencija je moguća u proizvodnji i opskrbi električnom energijom, ali u preostalom dijelu elektroenergetskog sustava treba krenuti od činjenice da prijenosna i distribucijska mreža predstavljaju prirodne monopole. To je bitno budući da elektroenergetska mreža predstavlja fizičku potporu komercijalnim aspektima plasmana električne energije. Ključno je, dakle, da operatori elektroenergetskih mreža bez diskriminacije, nepravilnosti i pogodovanja omogućuju neometan i transparentan pristup i korištenje mreža. Bitno je načelo liberalizacije i uspostavljanja konkurentnog tržišta električne energije da se tržišnim sudionicima omogući jednak tretman od strane operatora elektroenergetskih

mreža. Prijenosna mreža iznimno je kompleksna, a kod raznih operativnih odluka je pod izlikom neminovnih tehničkih zahtjeva relativno lako prikriti diskriminirajuće odabire. Također, važno je napomenuti i da, za razliku od drugih mreža (telekomunikacije, transporti), elektroenergetska nema tehničke alternative.

Na problem stvaranja autentičnog tržišta, polazeći od stanja prirodnog i zakonitog monopola, odgovor se počeo davati u Velikoj Britaniji, gdje je nakon 1990. godine elektroenergetski sustav liberaliziran i privatiziran s egzemplarnom vremenskom linijom. U veljači 1988. njihova Bijela knjiga ilustrira rokove takvog procesa. S Bijele knjige odmah se prelazi na izradu nacрта zakona, koji, uz odobrenje Parlamenta 1989. postaje *Electricity Act*. Krajem 1990. na dioničko se tržište stavlja dva proizvodna društva, *National Power* i *PowerGen*, među kojima je podijeljena proizvodnja. Prijenos se prebacio na jedno društvo, *National Grid* (NGC), koje nadzire dvanaest regionalnih društava distribucije⁵⁶ sa slobodom pristupa za bilo kojeg proizvođača ili prodavača električne energije (engl. *Third Party Access*). Od početka je definirana faza tranzicije u kojoj se predviđalo postupno proširenje mogućnosti izravnog opskrbljivanja na tržištu svim potrošačima električne energije. Veleprodajno tržište električne energije povjereno je *poolu*, odnosno vrsti udruženja u kojem do deset sati svaki dan za svako postrojenje svog vlasništva svaki proizvođač treba predati prijedlog za:

- cijenu ponude elektroenergetske opskrbe,
- objašnjenje dostupnosti snage za svaki od 48 intervala od pola sata,
- cijenu s kojom je bilo moguće držati jedinicu u pričuvi,
- stanje postrojenja (ako je u funkciji, u pričuvi, ne u pogonu),
- cijenu uz koju je bilo moguće funkcioniranje postrojenja, na vremenski ograničeno razdoblje, na većoj razini snage od objavljene snage.

NGC je klasificirao ponude prema tzv. metodi krivulje zasluga (engl. *merit order*), koji je velika novost u odnosu na poredak koji su koristila integrirana elektroenergetska postrojenja temeljena na troškovima proizvodnje. Pomoću ove metode određuje se vozni red elektrana rangiranjem dostupnih izvora energije na osnovu rastućeg redoslijeda cijene. U svakom od intervala od pola sata, ispitivani su zahtjevi potražnje za sljedeći dan i prihvaćale su se ponude koje mogu zadovoljiti potrebu u skladu s cijenom. Vrijednost zadnje prihvaćene ponude (najviše) odredila je cijenu prodaje za sve proizvođače – metoda granične cijene (engl. *marginal price*).

Mehanizam koji je *pool* predvidio naišao je na kritike, iako je olakšao dogovore. Opravdan je u fazi započinjanja procesa liberalizacije i trebao bi povećati ulaz novih konkurenata. Oni bi, proizvodeći električnu energiju iz tek realiziranih postrojenja, za koje se pretpostavlja da su učinkovitija od postojećih, trebali moći ponuditi vrlo niske cijene tako da uvijek iznova ulaze u okvir prihvaćenih ponuda. Zapravo su mišljenja o učincima liberalizacije u

56 P. Wright, S. Thomas, *Empirical reflections on the liberalisation of the UK electricity supply industry*, „Economia delle fonti di energia e dell'ambiente”, n. 2, 2001.

Engleskoj u smislu beneficija za korisnike prilično podijeljena. I to ne samo zbog nezadovoljavajućeg funkcioniranja *poola*, na čije su tranzicije ponekad utjecali dogovori kartela pod ekonomskim uvjetima koji su definirani u bilateralnim ugovorima o nabavi energije (*Power Purchase Agreement* – PPA, ugovoreni izvan *poola*), nego i zbog utjecaja koji su na finalni trošak energije imala tzv. opterećenja sustava kao što je privremena potpora engleskoj industriji ugljena. Krajem 90-ih godina *pool* je zamijenjen s *New Electricity Trade Arrangements* (NETA), koji praktički pokriva sve tranzicije i zamjenjuje tržište granične cijene klasičnim tržištem zbog kojeg se cijena određuje povezivanjem pojedinačne potražnje i pojedinačne ponude (engl. *pay-as-bid*).

Odmah nakon Velike Britanije, Norveška je 1991. započela reformu elektroenergetskog sektora formirajući prvo multinacionalno tržište Nord Pool, kojem su se naknadno pridružile Finska i Danska. Unatoč kritikama kojima je bio izložen⁵⁷, Nord Pool se općenito smatra primjerom najuspješnijeg tržišta električne energije. To je dokaz slabe korelacije između liberalizacije i privatizacije, unatoč tome što su proizvodne tvrtke električne energije većinom bile u državnom vlasništvu. Najsloženiji su slučajevi liberalizacije u SAD-u, gdje su se već s *Public Utility Regulatory Policy Act* (PUR-PA), koji je stupio na snagu 1978., stabilizirali preduvjeti za politiku povećanja nezavisnih proizvođača (*Independent Power Producers* – IPP) električne energije. Drugi val liberalizacije krenuo je s *Energy Policy Actom* iz 1992. Zbog federalne strukture i nepostojanosti međusobno povezane nacionalne mreže, proces liberalizacije razvijao se nešto sporijim tempom. Uglavnom je starim monopolima oduzeta proizvodnja električne energije, namećući im dobavu energije na slobodnom tržištu, dok su je morali prodavati klijentima prema unaprijed određenim tarifama. Jedna je krajnost primjer iz Kalifornije gdje je loše koncipirana norma prouzrokovala veliku energetska krizu⁵⁸.

Što se EU tiče, uvođenjem Direktive 96/92/EC 19. prosinca 1996. (zajednička pravila za unutarnje tržište električne energije), otvorila se nova faza u europskoj energetska politici. Direktiva je otvorila put liberalizaciji, nadasve ako se ima na umu činjenica da obveze otvaranja tržišta koje samo tržište nameće predstavljaju minimum kojeg se zemlje članice trebaju pridržavati. S druge strane, nailazeći na mnoge prepreke, proces koji je pokrenula Direktiva prouzročio je unutar različitih zemalja promjene koje su u značajnoj mjeri nadmašile minimalne obveze. Ubrzanje procesa liberalizacije tržišta električne energije potakla je nova Direktiva iz 2003. S ciljem da se izbjegnju diskriminacije, povezane subvencije i neloyalna konkurencija, nova je direktiva nalagala da integrirana društva imaju odvojene račune za proizvodnju, prijenos i distribuciju. Nijedna od tih dviju direktiva ne dopušta izdavanje tzv. ekskluzivnih prava na izgradnju novih elektrana. Što se tiče prijenosa i distribucije, obje direktive zahtijevaju transparentan i nediskriminiran pristup mreži kao elementarno načelo. Pod tom pretpostavkom pristupa mreži, definirane su tarife za kori-

57 F. E. Banks, *Gli ultimi sviluppi dei derivati elettrici: il caso Nord Pool*, n. 4, 2003.

58 L. De Paoli, P. Wright, A. Lorenzoni, M. Parati, G.B. Zorzoli, F. Storage, *Perché è fallita la liberalizzazione del settore elettrico in California?*, „Economia delle fonti di energia e dell'ambiente”, n. 1, 2003.

štenje prijenosne i distribucijske mreže i utvrđeni modaliteti pristupa mreži.

Na početku procesa liberalizacije EU je razlikovala dvije kategorije kupaca: one koji kupuju električnu energiju da bi je dalje prodali i krajnje kupce. U prvu je kategoriju mogao biti svrstan jedinstveni kupac, distributeri i eventualno trgovci naveliko. Krajnji kupci su bili podijeljeni na tarifne i povlaštene kupce (engl. *eligible customers*). Potonji imaju slobodu da se opskrbe energijom na tržištu. Direktiva iz 1996. definirala je progresivno otvaranje tržišta smanjujući prag koji je potreban da se potrošaču omogući slobodan odabir opskrbljivača. Cilj dviju direktiva je omogućavanje uvjeta za djelovanje tržišta na krajevima elektroenergetske mreže – u proizvodnji i opskrbi. Jedna od pogrešnih pretpostavki direktiva bilo je vjerovanje da je konkurenciju moguće stvoriti u kratkom vremenskom razdoblju. Istina je da otvaranje tržišta ne podrazumijeva i automatsko stvaranje konkurencije. Tržište električne energije obilježeno je malim marginama, zahtjevnom regulativom i kompleksnim procedurama. Upravo zbog tih razloga u njega nije jednostavno ući. Posebice se to odnosi na manje tvrtke. Na tržištu su također prisutni:

- proizvođači električne energije, bili oni vlasnici postrojenja ili subjekti kojima su dostupna postrojenja proizvodnje (tipičan primjer društva s kapacitetom proizvodnje preko ugovora⁵⁹ koji dopuštaju arbitražu između sagorivih goriva i električne energije),
- uvoznici i izvoznici, koji dobivši kapacitet prekogranične međupovezanosti mogu trgovati električnom energijom na različitim nacionalnim tržištima,
- kupci na veleprodajnom tržištu, koji kupuju električnu energiju naveliko i prodaju je vlastitim klijentima,
- povlašteni kupci koji za namirenje vlastite potrošnje kupuju električnu energiju izravno na tržištu naveliko bez posredovanja drugih.

Da bi se jamčilo uravnoteženje potražnje i ponude u realnom vremenu i posljedično funkcioniranje elektroenergetskog sustava, individualizacija potrebnih resursa povjerena je operatorima sustava. Tržište se artikulira na licitacijama, od kojih je svaka karakterizirana sljedećim fazama:

1. predstavljanje ponuda (sjednica licitiranja),
2. utvrđivanje ponuda,
3. prihvaćanje ponuda,
4. komunikacija i objava rezultata.

Ponuda predstavljena putem licitacije je najmanja cijena po kojoj proizvođač namjerava prodati vlastitu energiju (*pay-as-bid*). Ponude su podvrgnute formalnoj kontroli (utvrđivanje valjanosti) i bitnoj kontroli (utvrđivanje prikladnosti s obzirom na tehničke restrikcije mreže). Utvrđivanje valjanosti ponude je automatski izvedeno iz informatičkog sustava.

59 M. Falcone, *I contratti del mercato elettrico*, Rim, 2003.

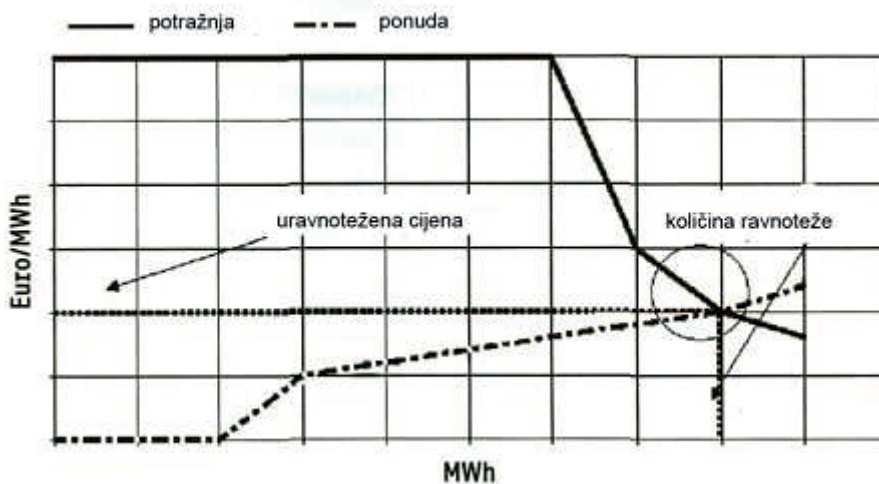
Ponuda je prihvatljiva ako zadovoljava dva sljedeća uvjeta:

1. ponuđene količine za oblik ponude kompatibilne su s prijenosnim količinama (kupnja ili prodaja) te se utvrđuje da su poštovane tehničke granice za oblik ponude,
2. protuvrijednost (samo za ponude kupnje) kompatibilna je s financijskim garancijama prepoznatim kod operatora.

Samo valjane ponude mogu biti prihvaćene. Ponude su prihvaćene po sljedećem poretku:

1. rastuće cijene za ponude prodaje,
2. padajuće cijene za ponude kupnje.

Rezultati licitacije prenose se od energetske burze do operatora mreže te je svakom sudioniku prenesen rezultat ponuda: cijene i količine. Operatoru mreže i korisnicima preraspodjele prenose se cjelokupni programi različitih točaka ponude preko tzv. *unit schedules*. Javne su isključivo cjelokupne količine prenesene u svakoj zoni za svaki sat i relativna cijena vrednovanja (granična cijena sustava). Valjane i sukladne ponude opskrbljuju algoritam koji prihvaća ponude kupnje po padajućoj cijeni, stvarajući krivulju ponude po rastućoj cijeni (Slika 13).



Slika 13. Određivanje uravnotežene cijene

Uravnotežena (granična) cijena električne energije na tržištu je cijena koja se primjenjuje na sve pristigle ponude. Mehanizam je, dakle, sličan starom engleskom *poolu*. Na taj se način automatski definiraju programi za sve oblike ponuda. Algoritam, osim toga, utvrđuje jesu li tokovi kompatibilni s ograničenjima mreže. Ako se utvrdi jedna ili više nekomp-

tibilnosti, algoritam razdvaja tržište u zone uvoza i ponavlja spajanje potražnje i ponude za svaku zonu definirajući tako cijenu zonske ravnoteže. Očito je da će u satima u kojima postoje zonske cijene uvozne zone imati veću cijenu energije od izvoznih zona. Da bi se održao koncept jedinstvene nacionalne cijene, odlučeno je da i u slučaju zonskih cijena prikladni klijenti plaćaju jedinstvenu nacionalnu cijenu (JNC) jednaku srednjoj cijeni zonske prodaje smišljene s relativnim volumenom prodaje. Budući da su na tržištu prethodnog dana programi po satima pojedinih oblika ponude izračunani za svaki sat neovisno o drugim satima dana, mogla bi se pojavljivati stanja u kojima program proizvodnje određenog postrojenja nije kompatibilan s dinamičnim režimom takvog postrojenja. Zbog toga je operatorima dopušteno da predstavljaju ponude podložne promjenama programa proizvodnje da bi ga učinile kompatibilnim s granicama postrojenja.

Tržište preraspodjele je tržište na kojem operator mreže opskrbljuje korisnike uslugama preraspodjele. Proces prihvaćanja ponuda odvija se u dva različita vremena: dan prije i u realnom vremenu. Ako postoji zagušenje i/ili ako se ne poštuju granice sigurnosti sustava, onda se prihvaćaju ponude za modifikaciju dnevnog programa sljedećeg dana za rješavanje zagušenja i za uspostavljanje granica sigurnosti na elektroenergetskoj mreži. Ponude za usluge preraspodjele su poslije prihvaćene u realnom vremenu od strane operatora mreže na dan predaje za uravnoteženje sustava. Za svaki oblik ponude korisnik preraspodjele treba odrediti bilo ponudu prodaje (za postrojenje to znači povećanje proizvodnje, za potrošače smanjenje iznosa), bilo ponudu kupnje (za postrojenje to znači smanjenje proizvodnje, za potrošača povećanje iznosa). Cijeni za proizvodnju dodane su tarife za prijenos i distribuciju koju određuje regulator i na koje se dodaju tzv. opterećenja sustava i porez.

1.11. Osvrt na tržište električne energije

Iako su procesi reforme elektroenergetskog sektora prisutni već neko vrijeme, teško je na njih dati jedan cjelovit zaključak. Očito je da se na liberalizaciju nerijetko gledalo kao na vrstu čarobnog štapića koji automatski jamči uslugu najbolje kvalitete s padajućim cijenama, a pritom se zanemarivala činjenica da su za uspješno funkcioniranje bilo kojeg tržišta potrebna odgovarajuća pravila i poneki uvjet kojeg se ne smije odreći: *in primis* ponuda teži obilnosti ponude u odnosu na potražnju i ona se distribuira među prikladnim brojem subjekata tek u njihovoj međusobnoj realnoj konkurenciji⁶⁰. Navedene uvjete nije lako ostvariti za električnu energiju budući da se ona zbog svojih specifičnosti razlikuje od drugih proizvoda. Da bi bila isplativa, veća postrojenja (koja su zahtijevala i veću razinu početnih ulaganja) moraju imati donekle zajamčenu mogućnost plasmana svoje proizvodnje po prihvatljivim cijenama. Tržište električne energije zapravo nije globalizirano. Električna energija može se izvoziti unutar Europe i u ovom slučaju s određenim ograničenjima, ali svakako ne iz Europe u Kinu (ili obrnuto). Ograničenja su ovdje tehničke prirode i odnose se na mogućnosti i gubitke prijenosa energije putem prijenosnog sustava. Procjenjuje se da

60 Tešnjak, S., Banovac, E., Kuzle, I., 2009. Tržište električne energije, Graphis 2009., Zagreb

se prosječni troškovi megavat-sata koji prođe kroz elektroenergetski opskrbni lanac dijele 70 % na proizvodni sektor i trgovanje (engl. *trading*), približno 20 % na distribuciju, 7 - 8 % na prijenos i 2 - 3 % na opskrbu. Posljedično, u brojnim je zemljama liberalizacijom tržišta došlo i do smanjenja investicija u mrežu, dok se s druge strane drastično povećao volumen transakcija. Ovakav rasplet znao je dovesti do preopterećenja mreže, a u ekstremnim situacijama i do raspada sustava. Osim toga, činjenica da se električna energija teško skladišti i da se većina energije mora potrošiti gotovo istovremeno kada se i proizvede, uzrokuje dodatne probleme pri upravljanju sustavom i balansiranju ponudom i potražnjom u realnom vremenu. Posljedično se javila potreba za uvođenjem striktnijih pravila za tržišta energije ne bi li se reducirao rizik prekida opskrbe ili prevelikih cijena. Kombinirani učinak proizvodnog miksa i neprilagođenog sustava prijenosa povećao je slučajeve produženih prekida opskrbe električnom energijom. Od SAD-a do skandinavskih zemalja, od Italije do Londona, lančani uzroci mogu varirati, ali osnovni razlozi se ne mijenjaju⁶¹.

Još jedna bitna karakteristika tržišnog natjecanja je brzina kojom tvrtke sektora mogu reagirati na promijenjene uvjete tržišta. Zbog kompleksnosti i veličine elektroenergetskog sustava, promjene i osuvremenjivanja postojećih postrojenja i komponenti znatno je teže provesti i zahtijeva duže vremensko razdoblje. Prostorna ograničenja elektroenergetskog tržišta, istovremena proizvodnja i potrošnja, zajedno s potrebom za značajnim financijskim resursima, još više otežavaju ulazak novih igrača na tržište i povećanje konkurencije. Tvrtke koje funkcioniraju na tržištu električne energije, bilo u sektoru proizvodnje, bilo u sektoru opskrbe, većinom su tvrtke koje su nastale i evoluirale iz postojećih velikih nacionalnih energetske tvrtki. Liberalizacijom tržišta, ovakve su se tvrtke samo pretvorile u transnacionalne korporacije. Primjera radi, u Njemačkoj tržištem dominira duo E.ON i RWE, u Francuskoj postoji samo l'Electricite de France, a u Španjolskoj Endesa i Iberdrola raspoložu s otprilike 78 % instalirane snage i pokrivaju 84 % proizvodnje.

Što se slobodnog ugovaranja tiče, sudionici na tržištu imaju tendenciju pribjegavati dugoročnim bilateralnim ugovorima kako bi se zaštitili volatilnosti cijena. Većina električne energije upravo se ovakvim, *over-the-counter* ugovaranjem, i razmjenjuje. Čest je slučaj da se 60 - 80 % energije razmjeni bilateralnim ugovorima. Ovakvi ugovori smanjuju rizike za sudionike, no bez likvidnih burzi, liberalizacija tržišta nema dovoljno jak učinak⁶². Jedan od dodatnih razloga za ovakvu situaciju je činjenica da su financijske institucije elementaran dio elektroenergetskog sektora, a one promatraju projekte kroz prizmu rizika. Prisutne su u konkurentnim i monopolistički tržištima.

Što se tiče održavanja stabilnosti sustava, potrebno je osigurati dovoljno proizvodnih kapaciteta koji omogućuju pokrivanje vršnih opterećenja sustava. Vršne elektrane moraju biti u mogućnosti u kratkom roku povećati svoju proizvodnju ne bi li nadoknadile manjak u mreži. Ove elektrane moraju biti u pripravnosti, no u pogonu su manji broj sati u godini

61 S. Stoft, *Power System Economics*, New York, 2002.

62 L. De Paoli, "Mercato e politica dell'energia nel 2002 e nei primi mesi del 2003.", *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, 45(2), 2002, 5-26.

i samim time teže otplaćuju investicijske troškove. Da bi se osigurala postojanost i razvoj ovih elektrana i time jamčio prikladni proizvodni kapacitet, mora se posegnuti za netržišnim rješenjima. U tom kontekstu, uveden je **capacity factor** pojam koji se odnosi na raspolaganje dodanom snagom koja je spremna proizvesti energiju u slučaju vršnog opterećenja. Sada već razvijen u raznim zemljama svijeta, **capacity payment** sastoji se od pružanja ekonomske naknade za uslugu „jamstvo snage“. Na taj način ne samo da se osigurava veći stupanj sigurnosti energetskeg sustava, nego i jedan oblik jamstva „povrata“ ulaganja koji bi trebao imati utjecaj na sustave financiranja. Da bi se promovirala diversifikacija miksa energenata, uvodi se i pojam povlaštenog proizvođača koji omogućuje tehnologijama za proizvodnju električne energije putem obnovljivih izvora prioritet pristupa na mrežu. Sve u svemu, očito je da se električna energija ne može smatrati jednakim proizvodom kao što su to drugi proizvodi. Uvođenje mehanizama kontrole u elektroenergetski sektor omogućuje:

- željeni tehnološki pluralizam, s diversifikacijom primarnih izvora,
- lakše financiranje postrojenja, s većim jamstvima koje ta opcija daje bankama, dakle s povećanim mogućnostima sudjelovanja za tvrtke koje su različite od već poznatih (uobičajenih),
- racionalnije upravljanje elektroenergetskim sustavom (postrojenja proizvodnje koja su odabrana jer su funkcionalna za potrebe mreže),
- legislativno uređenje sektora, upotpunjeno s djelovanjem vlade i uključenih lokalnih samouprava i ustanova.

Postoje brojni problemi vezani za ostvarivanje tržišta koje bi dovelo do učinkovitije konkurentnosti i omogućilo poboljšanje ekonomske ponude krajnjem kupcu. Pitanje sigurnosti opskrbe sa sobom nosi brojne dodatne poteškoće koje tržište, koliko god učinkovito, ne može riješiti samostalno. Dostupnost električne energije od krucijalne je važnosti za cjelokupno gospodarstvo. Upravo zbog toga, regulacija energetskeg djelatnosti ključna je za osiguravanje sigurne, cjenovno prihvatljive i održive opskrbe električnom energijom.

1.12. Liberalizacijski proces i razvoj energetskeg burzi

U ovom potpoglavlju prikazane su osnove pravnog okvira EU tijekom procesa liberalizacije i uloga tržišta električne energije u stvaranju jedinstvenog europskog tržišta električne energije. Prvo, razmotreni su glavni aspekti ugovora EC iz Direktive 96/92/EC. Pomaci u provedbi Direktive su analizirani u smislu pristupa treće strane, otvaranja tržišta i procesa razdvajanja (engl. **unbundling**). Zatim je razmotrena općenita uloga trgovanja električnom energijom i energetske burze.

1.12.1. Europski pravni okvir

Europska Zajednica

Trgovina električnom energijom u Europi podliježe općim pravilima Ugovora o Europskoj Zajednici. Korijeni Ugovora sežu do Pariškog Ugovora⁶³ koji je potpisan 1951. i koji je postavio temelje za nadnacionalni režim ugljena s osnivanjem Europske zajednice za ugljen i čelik (EZUČ). Nakon ovog Ugovora, Europska zajednica za atomsku energiju (EAEC) stvorena je putem Euratom Ugovora⁶⁴. EZUČ i EZAE odgovorni su za opću politiku ugljena i nuklearne energije. Europska ekonomska zajednica (EEC) osnovana je 1957. s Rimskim Ugovorom⁶⁵. Jedan od ciljeva Europske Zajednice bio je stvoriti zajedničko tržište. Proces prema zajedničkom tržištu je ubrzan 1987. stupanjem na snagu Jedinственог europskog Akta⁶⁶, koji je izmijenio prva tri Ugovora i uspostavio cilj unutarnjeg tržišta do kraja 1992. Konačno, daljnje izmjene su načinjene u Ugovorima iz Maastrichta (1992.) i Amsterdama (1997.). Općenito, električna energija podliježe dvama glavnim načelima EEC Ugovora. Prvo, električna energija je predmet pravila kojima se uređuje slobodno kretanje roba, osoba, usluga i kapitala. Drugo, elektroenergetska industrija također podliježe EEC zakonu o konkurenciji.

Europska komisija je 1988. predstavila općeniti princip funkcioniranja jedinstvenog europskog „internog tržišta“ koje je trebalo zamijeniti mnogo odvojenih tržišta za dobra i usluge. Ovo tržište osnovano je Zakonom o jedinstvenoj električnoj energiji (EU, 1987.). U ovom dokumentu, jedinstveno tržište se definira kao okosnica ekonomske integracije. Cilj jedinstvenog tržišta je povećati europski gospodarski rast otvaranjem nacionalnih energetske sektora djelovanju tržišta, čime bi se poboljšala ukupna konkurentnost i podigao životni standard. Slijedeći načela prethodno navedenog Zakona, Europska komisija je 1996. objavila radni dokument o unutarnjem tržištu energije koji izričito cilja na potpunu integraciju zasebnih nacionalnih tržišta električne energije u cijeloj Europi (Direktiva 96/92/EC).

Uvjeti za transparentnost cijena prema velikim potrošačima električne energije i plina su definirani u Direktivi 90/377/EEC usvojenoj 1990. Ova Direktiva je naznačila smjer prema liberalizaciji tržišta električne energije. Međutim, sadržaj Direktive 90/377/EEC nije bio dostatan za stvaranje natjecanja u sektoru električne energije. Europska komisija je stoga odlučila kreirati novu Direktivu koja bi sadržala bitno jače mjere. To je i učinjeno kroz Direktivu 96/92/EC o općim pravilima za unutarnje tržište električne energije.

63 Ugovor koji je uspostavio Europsku zajednicu za ugljen i čelik (1951) 261 UNTS 167.

64 Ugovor o osnivanju Europske zajednice za atomsku energiju (1957)298 UNTS 167.

65 Ugovor o osnivanju Europske zajednice (1957).

66 Jedinствени europski akt (1987).

Direktiva 96/92/EC

Direktiva 96/92/EC o općim pravilima za unutarnje tržište električne energije donesena je 19. prosinca 1996., nakon rasprave koja se odvijala desetak godina. Direktiva 96/92/EC definira zajednička pravila za proizvodnju, prijenos i distribuciju električne energije (članci 1-2-3). Direktiva je usmjerena prema postupnoj uspostavi jedinstvenog unutarnjeg tržišta električne energije nasuprot 15 liberaliziranih nacionalnih tržišta električne energije. Prvo, države članice bile su dužne otvoriti barem minimalni dio svog nacionalnog tržišta električne energije. To znači da kupci moraju imati mogućnost izbora svog opskrbljivača električnom energijom. Proizvodni segment otvara se prema tržištu. Novi proizvođači električne energije, ukoliko zadovolje uvjete pristupa mreži, preko iste mogu pristupati tržištu električne energije. To zahtjeva da je prijenosna mreža neovisna od energetske djelatnosti proizvodnje i distribucije, kako bi se osigurala transparentnost i izbjegnula diskriminacija pristupa mreži. Bitan aspekt Direktive 96/92/EC predstavlja načelo pristupa treće strane. Ideja je da su vlasnici mreže dužni dopustiti proizvođačima i potrošačima pristup mreži u skladu s ciljevima transparentnosti i nediskriminacije.

1.12.2. Trgovanje električnom energijom

Složenost trgovine električnom energijom uvjetovana je njezinim specifičnim fizikalnim karakteristikama (električna energija zahtjevana je za prijenos i skladištenje). Slično kao i kod ostalih tržišta roba, na tržištu električne energije veliki je broj transakcija vezan za potražnju koja se podmiruje fizičkim isporukama. Kada je kao dio trgovine ugovorena isporuka ili primitak, riječ je o fizičkoj trgovini (engl. *physical trade*). Kad trgovina uključuje samo prijenos novca, bez fizičke isporuke, riječ je o financijskoj trgovini (engl. *financial trade*). Fizičko trgovanje u načelu je složenije od financijskog trgovanja. Načelno, tržišta energije su vrsta robnih tržišta koja se sastoje od fizičkih razmjena (novac za energiju) i terminskih tržišta gdje se trgovanje odvija unaprijed. Postoje dva načina na koja se može trgovati energijom:

1. Burzom – *exchange traded* transakcije
2. Bilateralno, odnosno *over the counter* (OTC) transakcijama – transakcije koje se odvijaju izravno između dvije strane (vidi poglavlje 2.3.2).

OTC transakcije zahtijevaju potpisivanje ugovora svaki puta kada dolazi do razmjene. Poput svakog drugog ugovora, obje strane preuzimaju odgovornost za poštivanje odredbi definiranih ugovorom. Zbog poteškoća povezanih s bilateralnim ugovorima, broj sudionika koji mogu učiti u OTC transakcije je ograničen. Zbog toga se, kao posrednik, uvodi burza električne energije. Umjesto međusobnog potpisivanja ugovora, sudionici potpisuju ugovor s burzom – takvo uređenje znatno smanjuje rizik te olakšava trgovinu. Pomoću burze je znatno lakše ulaziti i izlaziti iz transakcija, a omogućuju i anonimno trgovanje. Glavno ograničenje burzi je da ne mogu omogućiti širok odabir pri ugovorima. Kako se električna

energija ne može jednostavno uskladištiti u većim količinama, tržište energije se dalje dijeli na dva dijela:

- a. skup tržišta koja se bave aktivnostima za dan unaprijed – *spot* tržišta,
- b. tržišta usredotočena na određeno buduće razdoblje – *forward* tržišta.

Za razliku od tržišta dionica ili obveznica, energetska *spot* i *forward* tržišta nisu usko povezana jer je, trenutno, nemoguće kupiti električnu energiju u većim količinama u jednom trenutku u vremenu, pohraniti je, te je dostaviti u kasnijem trenutku. Spot transakcije odnose se na prijenos robe na licu mjesta. Sinonim za spot je gotovina, kao pri gotovinskom tržištu ili gotovinskoj transakciji. Terminalska transakcija uključuje prijenos robe u nekom trenutku u budućnosti. Na primjer, dogovor da se prirodni plin isporučuje šest mjeseci u budućnosti. Razlika između očekivanja tržišne spot cijene i cijene dogovorene u terminskom ugovoru predstavlja premiju koju je kupac spreman platiti kako bi smanjio izloženost prema cjenovnom riziku. Ako je cijena u trenutku isporuke veća od dogovorene cijene, terminski ugovor predstavlja gubitak za prodavatelja i dobit za kupca. S druge strane, ako je spot cijena niža od ugovorene cijene, terminski ugovor predstavlja gubitak za kupca i dobit za prodavatelja. Ti dobiti i gubici su „papirnata dobit“ i „papirnati gubitak“ jer odražavaju isključivo činjenicu da je sudionik mogao bolje proći. Ipak, gubitak na papiru čini tvrtku manje konkurentnom, jer znači da je kupila ili prodala robu s lošijom cijenom od nekih konkurenata. Postojanje sekundarnog tržišta na kojemu se mogu kupiti i prodavati standardizirani terminski ugovori pomaže sudionicima da upravljaju vlastitom izloženosti volatilnosti spot cijena.

1.12.3. Burze električne energije

Burza električne energije je neovisna institucija koja predstavlja oblik institucionalne trgovine sličan burzi vrijednosnih papira na financijskim tržištima. Burza električne energije predstavlja mjesto i udruženje preko kojega se odvija proces posredovanja, kupnje i prodaje električne energije, kao i financijskim izvedenicama koje se zasnivaju na električnoj energiji, sve po pravilima burzovnog poslovanja. Burzu karakterizira propisnost rada i poslovanja pri čemu se postiže realna cijena električne energije s kojom se trguje. Burza je često u vlasništvu sudionika koji se njome koriste (proizvođači, trgovci, brokeri, opskrbljivači itd.). Na burzi se trguje s visoko standardiziranim ugovorima, tj. standardizirani su način izdavanja naloga, način izražavanja i iskazivanja namjere pri kupnji ili prodaji, način obračuna burzovnih zaključaka, uplata ili isplata premija putem obračunske blagajne, način izvršenja promptnih ili terminskih poslova. Nadalje, striktno je propisano članstvo na burzi, kao i rad burzovnih posrednika i drugo.

Burza električne energije osigurava spot tržište električne energije, uglavnom za dan unaprijed. Burza usklađuje ponudu i potražnju za svaki sat i pruža javni indeks cijene. To se može promatrati kao natjecateljski veleprodajni trgovački aranžman koji olakšava prodaju

i kupnju električne energije. Energetske burze ne uzimaju u obzir nikakve tehničke aspekte poput ograničenja prijenosa ili plaćanja kapaciteta. Dobrovoljnog su karaktera i definirane su na razini zemlje ili regije. Ponude na burzi samo sadrže količine i maksimalne cijene za određeno razdoblje. Pravila razmjene vrijede za obje strane transakcije. Natjecanje na spot tržištu događa se zbog proizvođača, distributera, trgovaca i velikih potrošača koji podnose ponude za kupnju i prodaju električne energije. Svaka ponuda za prodaju određuje količinu i minimalnu cijenu po kojoj su ponuditelji spremni prodati električnu energiju. S druge strane, svaka ponuda za kupnju određuje željenu količinu i maksimalnu cijenu po kojoj su kupci spremni kupiti električnu energiju. U praksi, postoje određena preklapanja između karakteristika *pool* i energetske burze. Nord Pool je pak dobrovoljna burza na nacionalnoj razini, ali je obvezna za prekograničnu trgovinu. Osnovna prednost burze je činjenica da omogućuju smanjene cijene transakcija (engl. *transaction costs*), jednostavno trgovanje i transparentnost. Konačno, sa stajališta operatora sustava, burze električne energije također donose zanimljive prednosti. Umjesto da se bavi s puno malih spot bilateralnih ugovora, operator sustava prima samo agregatne ponude i potražnje od burze električne energije.

Burze električne energije su učinkoviti mehanizmi trgovine i djeluju kao treća stranka koja olakšava transakcije između prodavatelja i kupca. Uloga burze električne energije je olakšati trgovinu kratkoročnih proizvoda. Cilj je pomoći sudionicima na tržištu uravnotežiti njihove obveze kupnje i prodaje u kratkom roku. Konkretno, burza električne energije nudi neutralno tržište, gdje svi sudionici trgovanja anonimno trguju. Glavni proizvodi koji se razmjenjuju na europskim burzama električne energije su satni spot ugovori. Spot ugovori na burzi električne energije su ugovori za kupnju ili prodaju električne energije za sljedeći dan za određenu cijenu. Ovi ugovori specificiraju imovinu, količinu, cijenu, gdje i kada će biti dostava i na koji način će biti ostvareno plaćanje. Imovina je jasno definirana kao električna energija na visokonaponskoj mreži. U praksi, veličina ugovora uglavnom je definirana minimalnom vrijednosti od 0,1 do 1 MWh. Najčešće su tržišne operacije dan unaprijed i sat unaprijed.

Proizvođači i potrošači električne energije daju svoje ponude i zahtjeve (potražnju) za dan unaprijed te se na burzi upravo na temelju ponude i potražnje formira tržišna cijena (engl. *Marginal Clearing Price* - MCP). Kreiraju se dnevni redovi i prosljeđuju operatoru sustava koji ih provjerava i korigira po potrebi (uzimajući u obzir opterećenje i zagušenje mreže u svakom trenutku). Operacije sat unaprijed funkcioniraju isto, ali su ograničene s već dan unaprijed prihvaćenim prometom pa su samim time i rjeđe.

1.12.4. Najznačajnije burze električne energije u Europi

Najznačajnije europske burze električne energije su: Nord Pool (Švedska, Finska, Norveška, Danska), EEX (Njemačka), POWERNEXT (Francuska), OMEL (Španjolska i Portugal), APX (Nizozemska, Belgija, Velika Britanija), EXAA (Austrija), EPEXspot (Austrija, Belgija, Danska, Finska, Francuska, Njemačka, Velika Britanija, Luksemburg, Nizozemska, Norveška, Polj-

ska, Švedska i Švicarska), HUPX (Mađarska) i GME (Italija). Za hrvatsko tržište električne energije značajne burze su (osim HUPX-a) Cropex (Hrvatska) i BSP SouthPool (Slovenija). Sve burze javno objavljuju vlastite indekse cijena koji, pojednostavljeno, predstavljaju prosječnu ponderiranu cijenu (težinski faktori se temelje na važnosti pojedinih tvrtki u razmatranoj skupini) ostvarenu na određenom tržištu u određenom vremenu. Najpoznatiji indeksi cijena na Europskim burzama su: Dow Jones Nordic Power Indexes, European Energy Exchange Index – EEX, Amsterdam Power Exchange Indeks – APX, Swiss Electricity Price Indeks – SWEPE (Švicarska), Dow Jones/Select Indeks – SPX (Austrija).

Nord Pool

Norveška je prva nordijska zemlja koja je otvorila svoje tržište električne energije još 1991. godine. Nord Pool promptno tržište (Elspot) osnovano je 1993. godine kao norveško tržište. Švedska se pridružila 1996., Finska 1998., zapadni dio Danske 1999., te istočni dio Danske 2000. godine. Kratkoročnim tržištem upravlja tvrtka Nord Pool Spot ASA. Nord Pool je u vlasništvu dva nacionalna operatora prijenosnog sustava, Statnet (Norveška, 50 % udjela) i Svenska Kraftnat (Švedska, 50 % udjela). Osim kratkoročnog postoji i terminsko tržište Nord Pool Financial Market.

European Energy Exchange

European Energy Exchange (EEX) je jedna od najvažnijih burza za energetske proizvode u kontinentalnom dijelu Europe, a ujedinjuje gotovinsko tržište i tržište financijskim izvedenicama za električnu energiju, prirodni plin, ugljen i prava na emisije na području Njemačke. Nastala je 2002. godine spajanjem Leipzig Power Exchange (LPX) i Frankfurt European Energy Exchange, dok danas posluje u Leipzigu. Trgovanje električnom energijom provodi se na promptnom i terminskom tržištu.

Powernext

Powernext je francuska burza električne energije koja je počela s radom 26. studenog 2001. godine. Tri su glavna segmenta burze Powernext i to: tržište dan unaprijed (engl. *day-ahead market*), dan unaprijed aukcija (engl. *day-ahead auction*) i tržište dnevnog trgovanja (engl. *day-ahead intraday*).

OMEL

OMEL je španjolska burza na kojoj postoje četiri tržišta: bilateralne unaprijednice, trgovanje na dnevnom tržištu, trgovanje unutar dana i tržište pomoćnim uslugama sustava. Većina transakcija se provodi na dnevnom tržištu, bilateralno tržište je od njega odvojeno, a posebno se tretiraju međunarodni bilateralni ugovori od domaćih bilateralnih ugovora.

Španjolsko tržište specifično je po tome što je većina proizvođača (osim povlaštenih proizvođača – obnovljivi izvori energije i kogeneracijska postrojenja) obvezna nuditi svu svoju proizvodnju na veleprodajnom tržištu. Na taj se način godišnji promet na španjolskom tržištu približio ukupnoj godišnjoj potrošnji električne energije. Glavni sudionici na tržištu su dvije najveće energetske tvrtke Endesa i Iberdola.

APX

Burza APX (Amsterdam Power Exchange) sastoji se zapravo od dvije burze i to APX Power UK koja je nastala kupovinom UKPX burze (najrazvijenija burza za trgovanje električnom energijom u Velikoj Britaniji) i APX Power NL koja ima sjedište u Amsterdamu. Njihovim ujedinjavanjem nastala je burza na kojoj se nudi niz proizvoda za trgovanje električnom energijom. APX burza ugrubo se dijeli na promptno i terminsko tržište. Na promptnom tržištu nude se proizvodi za bazno i vršno opterećenje, vikend proizvodi i kombinirani blokovi, a na terminskom tržištu nude se unaprijednice za bazno i vršno opterećenje.

Epexspot

Burza epexspot (European Power Exchange) je burza električne energije koja posluje u Austriji, Belgiji, Danskoj, Finskoj, Francuskoj, Njemačkoj, Velikoj Britaniji, Luksemburgu, Nizozemskoj, Norveškoj, Poljskoj, Švedskoj i Švicarskoj. Osnovana je 2008. godine u Parizu, broji preko 300 članova i zapošljava više od 200 ljudi.

HUPX

Mađarska burza električne energije HUPX tržište je energije unaprijed, koje je pokrenuto u srpnju 2010. godine u sklopu liberalizacije mađarskog energetskog sektora.

GME

Talijansko tržište električne energije stvoreno je 1999. godine. GME je zapravo talijanski Operator tržišta, a organizira tržište električne energije i zelenih certifikata. Postoje promptna tržišta: tržište dan unaprijed, podešavajuće tržište i tržište pomoćnim uslugama sustava kao i terminsko tržište za trgovanje unaprijednicama.

BSP Southpool

BSP svojim sudionicima omogućuje trgovanje za dan unaprijed i unutar dana, tržište uravnoteženja te dugoročno aukcijsko trgovanje fizičkim proizvodima na slovenskom tržištu.

CROPEX

Hrvatska burza električne energije osnovana je 2015. godine. Skupštinu burze čine Hrvatski operator tržišta energije d.o.o. i Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o. u omjeru 50:50%. U 2020. godini na CROPEX-u su bila registrirana 22 trgovca na tržištu za dan unaprijed i 15 trgovaca na unutardnevnom tržištu koji su trgovali sa više od 6 TWh električne energije.

1.12.5. Formiranje voznog reda i granične cijene električne energije

Formiranje voznog reda vrši se sljedećim rasporedom: (1) bazne elektrane i povlašteni proizvođači imaju prioritet, (2) bilateralni ugovori ne čine spot tržište, (3) optimizacijom se angažiraju preostale elektrane kako bi se pokrio ostatak potražnje. Ponuditelji svoje cijene formiraju na temelju proizvodnih troškova elektrana. Proizvođači podnose ponude za isporuku određene količine električne energije po određenoj cijeni za razdoblje koje se razmatra. Ove ponude rangiraju se po cijeni. Iz ovog rangiranja može se izraditi krivulja koja prikazuje cijenu ponude kao funkciju kumulativne količine ponude. Ova se krivulja naziva krivuljom ponude. Proračun se vrši za dan unaprijed, 365 dana u godini i za 24 sata u svakom danu. Krivulja potražnje tržišta može se utvrditi tražeći od potrošača da pošalju ponude koje određuju količinu i cijenu tražene električne energije. Te se ponude rangiraju prema kriteriju cijene. Budući da je potražnja za električnom energijom izrazito neelastična, ovaj je korak često izostavljen i potražnja je postavljena na vrijednost određenu pomoću predviđanja opterećenja. Drugim riječima, pretpostavlja se da je krivulja potražnje praktički vertikalna linija. Sjecište navedenih krivulja ponude i potražnje predstavlja tržišnu ravnotežu (engl. *equilibrium*). Prihvaćaju se sve ponude podnesene po cijeni nižoj ili jednakoj tržišnoj cijeni. Obračunska cijena tržišta (engl. *market clearing price*) predstavlja cijenu dodatnog megawat sata energije i stoga se zove granična cijena sustava (engl. *system marginal price*). Proizvođači su plaćeni graničnom cijenom za svaki MWh koji proizvedu, neovisno o predanim ponudama.

2. SPECIFIČNOSTI ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA

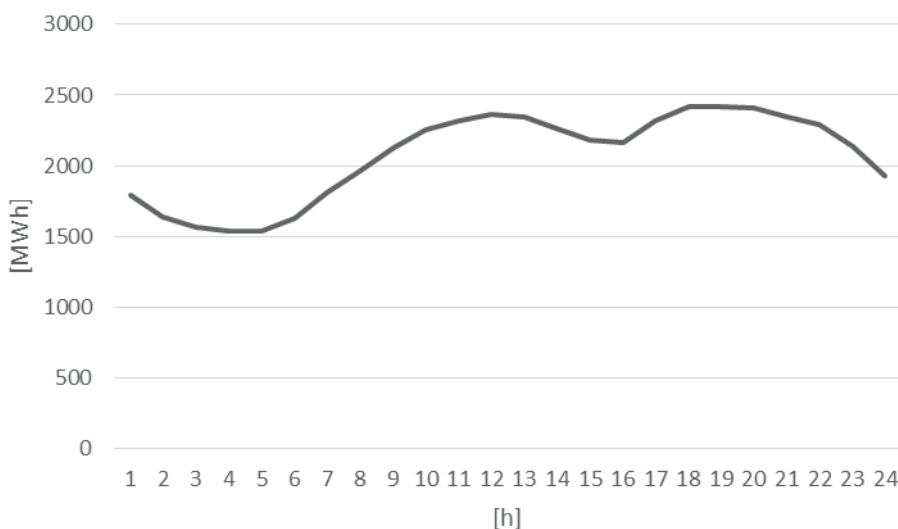
Kao što se može zaključiti iz potpoglavlja 1.1 i 1.2 ovoga udžbenika, od međusobno povezanih pojedinačnih generatora koji su se koristili za samo neke uporabe, prešlo se na mrežu koja nije bila, *a priori*, planirana, već se nadograđivala. I zbog tog nadograđivanja došlo je do problema koji su se pojavili zbog uznapredovale diversifikacije uporabe električne energije. Riječ je o korištenju električne energije od strane različitih potrošača, koji, prema prirodi korištenja mogu biti tzv. „pasivni“ i „aktivni“ potrošači. Tako različita obilježja određuju potražnju za električnom snagom koja je vremenski promjenjiva. Nažalost, električna energija, uz brojne prednosti, ima i jedan ogroman nedostatak: uz iznimku postrojenja za pumpanje (vidi u daljnjem tekstu), teško se može uskladištiti. Takvo ograničenje ukazuje na to da se gotovo sva električna energija koja se potražuje u određenom trenutku istodobno mora proizvoditi, tj. da se u svakom trenutku treba raspolagati snagom koja je nužna kako bi se zadovoljila potražnja koja je sve osim konstantna u vremenu. Slika 2 prikazuje dnevne promjene u danima najveće i najmanje potražnje za električnom snagom. Ovakvo stanje nije idealno za tvrtku koja proizvodi električnu energiju budući da je obvezuje na gradnju proizvodnih postrojenja koja ostaju neiskorištena u značajnom vremenskom razdoblju. Povijesno promatrano, najveća se potražnja za električnom energijom uvijek ostvarivala tijekom jednog od radnih dana u zimi - obično u prosincu kad je opterećenje povećano zbog proizvodnih i uslužnih djelatnosti, rasvjete, uporabe u kućanstvima itd., ali i zbog grijanja. Obrnuto od toga, minimalna potražnja obično se odvija za vrijeme ljetnih praznika kad ne samo da nije potrebno grijanje i potrebno je manje rasvjete, već se zaustavlja i velik dio industrijske proizvodnje. Drugim riječima, ne samo da se potražnja mijenja tijekom 24 sata, već i tijekom tjedna (osobito vikendom kad je puno manja nego radnim danom) i s promjenom godišnjih doba.

2.1. Dijagram opterećenja

Navedena potražnja nema univerzalnu vrijednost, dapače, može biti značajno različita ovisno o zemlji na koju se odnosi. Značajna rasprostranjenost električnih klimatizacijskih uređaja u SAD-u izaziva tzv. vršna opterećenja; jedan ljetni i jedan zimski, a onaj ljetni je pri tome veći. Primjerice, u Grčkoj, zbog klime i znatnog broja turista postoji samo tzv. ljetni vrh opterećenja. Zbog toga je nužno imati instaliranu ukupnu snagu koja zadovoljava ne samo maksimalnu godišnju potražnju, već vodi računa i o iznosu snage koja nije na raspolaganju za rekonstrukciju postrojenja, održavanje, kvarove i druge razloge: npr. akumulacijska jezera samo su djelomično puna zbog slabih padalina ili zbog prethodnog korištenja sakupljene vode u invazivnom ljetnom povišenju temperature vode za hlađenje kondenzatora u termoelektranama što smanjuje iskoristivost vode. Orijentacijski gledano sigurnosnom normom smatra se ako je instalirana snaga 10 - 15 % veća od one koja odgo-

vara maksimalnoj potražnji⁶⁷.

Uz dijagrame potražnje poput onih na Slika 2 određeni broj postrojenja radi neprekidno 24 sata, dok se drugi dio koristi u kraćem vremenu. U vertikalno integriranom i neliberaliziranom električnom sustavu, dalekovodi su bili projektirani s obzirom na njihovo upravljanje čija je svrha bila raspodjela energije prema kriterijima tehničke optimizacije. Kad se pojedina postrojenja stavljaju u upotrebu, prije svega se vodi računa o njihovu krajnjem trošku, a zatim i o njihovu položaju u odnosu na potražnju. Drugim riječima, nastoji se što dulje držati u upotrebi jedinice koje nude električnu energiju pod povoljnijim uvjetima, zbog čega se za zadovoljavanje potražnje u načelu koriste postrojenja s manjim krajnjim troškovima. Za postrojenja čija je svrha pokriti vršnu potražnju odlučujuća je sposobnost da mogu biti stavljena u upotrebu u kratkom vremenu.



Slika 2. Vremenski dijagram potreba za električnom energijom

Tipična, tzv. bazna postrojenja su nuklearne elektrane, ali i suvremena postrojenja na ugljen ili ona novija koja imaju kombinirane cikluse, dok se u srednjem dijelu nalaze postrojenja na ugljen starijeg datuma jer su manje isplativa. Postrojenjima koja se koriste za pokrivanje vršnog opterećenja smatraju se akumulacijske hidroelektrane. U liberaliziranom električnom sustavu kriterij prema kojem se u pogon stavljaju pojedina postrojenja trebao bi biti obrnut od kriterija cijene ponuđene energije: dulje rade jedinice s nižim cijenama (koje bi u teoriji trebale biti i one s manjim troškovima, ali u logici kompetitivnosti

67 Reimers, A., Cole, W., Frew, B., 2019. The impact of planning reserve margins in long-term planning models of the electricity sector. Energy Policy 125, 1-8.

to se ne uzima u obzir), s ciljem da pogoduju znatnim izmjenama između podsustava s različitim krajnjim troškovima⁶⁸. Tržište električne energije uvijek je uvjetovano vezanim normativima kojima se još dodaju i ostali normativi ugovornog tipa.

2.2. Problemi prijenosa električne energije

Ako je već i sam proces proizvodnje električne energije složen, kada se istraži ukupni električni sustav, razina složenosti postaje još veća zbog problema koji nastaju prijenosom i distribucijom tako proizvedene energije. Kako je već naglašeno, prijenos se odvija korištenjem visokog napona kako bi se smanjili gubici energije u mreži koji očito rastu uz povećanje udaljenosti između mjesta proizvodnje i mjesta potrošnje energije. Zbog toga je glavna istraživačka i razvojna linija koja je prevladavala posljednjih desetljeća bila usmjerena na izgradnju dalekovoda s naponom od 1.000 kV i više, no taj je cilj izgubio važnost sa sve većim fokusom na distribuiranu proizvodnju. Takva istraživanja bila su zapravo motivirana predviđanjem električnih sustava koji se uglavnom napajaju od nuklearnih „otoka” s povećanom instaliranom snagom (više jedinica s ukupnom snagom od nekoliko tisuća MW), a koje bi bile smještene u udaljenim područjima u odnosu na glavna područja potrošnje. Iz toga proistječe potreba za povećanjem napona kako bi se smanjenim gubicima mogle prenositi velike količine energije. Danas se stanje bitno promijenilo, ne samo zbog napuštanja nuklearnih elektrana, već i zbog prevelikog utjecaja na okoliš koji bi imao takav tzv. energetska otok. Dalekovodi s vrlo visokim naponom zanimljivi su samo zemljama koje se protežu preko cijelog kontinenta (Brazil, Ruska Federacija) ili u slučaju realizacije projekata kao što su iskorištavanje vodenih potencijala u Centralnoj Africi s ciljem da se u Europu prenese većina tako proizvedene električne energije. Ipak, riječ je o projektima koji osim što zahtijevaju znatan ekonomski i financijski angažman, pretpostavljaju dugu političku stabilnost u područjima kojima dalekovod prolazi (što je danas teže naći nego nabaviti financijska sredstva). Štoviše, prevladava zabrinutost da će se u najvećoj mjeri smanjiti gradnja novih visokonaponskih dalekovoda kojima se sve više suprotstavlja stajalište lokalnog stanovništva zbog zaštite okoliša ili zbog pretpostavljenog utjecaja na zdravlje.

Kao alternativa izmjeničnoj struji čija upotreba i dalje prevladava, za prijenos električne energije na veliku daljinu može se pribjeći istosmjernoj struji koja se može koristiti u sljedećim područjima:

- prijenos na daljinu veću od 1.000 km,
- prijenos ispod mora na udaljenost veću od 50 km,
- međusobno povezivanje električnih mreža koje nisu sinkronizirane.

Prijenosna mreža poprima glavnu ulogu u tzv. koordiniranom vođenju postrojenja. Treba

68 Coester, A., Hofkes, M.W., Papyrakis, E., 2018. An optimal mix of conventional power systems in the presence of renewable energy: A new design for the German electricity market, *Energy Policy* 116, 312-322.

imati na umu da je europski elektroenergetski sustav niz međusobno povezanih sustava koji je u početku uvelo osam zemalja, dok su danas električne tvrtke iz dvadeset i dvije zemlje njegove članice i obuhvaćaju 450 milijuna osoba. Te su tvrtke međusobno povezane na sinkroni način, što omogućuje vrlo finu regulaciju frekvencije (što olakšava stabilnost sustava), a sve zahvaljujući velikom broju grupa proizvođača koje sudjeluju u primarnoj regulaciji frekvencije. Međusobno povezani sustav omogućuje i razmjenu energije kupnjom, prodajom ili pomaganjem u hitnim slučajevima u svim zemljama članicama, čak ako i nisu susjedne zemlje. Budući da su podmorske sinkrone međusobne elektroenergetske veze tehnički neizvedive u slučaju da je udaljenost veća od oko 50 km, sustavi za prijenos električne energije Velike Britanije, Irske i Skandinavskih zemalja (NORTEL) prisiljeni su djelovati neovisno, premda su povezani asinkronim vezama. Među tvrtkama iz različitih zemalja ipak se potpisuju srednjoročni ili kratkoročni kupoprodajni ugovori ili ugovori o razmjeni koji reguliraju dnevno programiranu razmjenu svake zemlje definiranu u terminima snage u vremenskim intervalima, čega se svaka zemlja članica treba pridržavati. Liberalizacijom tržišta električne energije određene su nacionalne mreže za prijenos kojom upravlja Upravljačko tijelo za nacionalnu mrežu za prijenos električne energije, a koja obuhvaća:

- a. vodove s nazivnim naponom većim od 240 kV,
- b. vodove s naponom između 120 i 220 kV koji povezuju proizvodna postrojenja s prirodnom snagom većom ili jednakom od 10 MVA s vodovima iz točke A,
- c. vodove koje je nužno koristiti kao zamjenu s drugima za održavanje ili u hitnim stanjima,
- d. međusobne veze s inozemstvom.

Što se tiče upravljanja nacionalnim električnim mrežama, već i prije nacionalizacije najvažnije privatne tvrtke raspolagale su vlastitim centrima kojima je u početku bila povjereni uloga nadzora nad razmjenama električne energije i nad odgovarajućim obračunima i knjiženjima. Povećanje razine mrežnog napona, razvoj međusobnih veza i povećanje instalirane snage malo pomalo dodijelili su razdjelnicima ulogu nadzora. Sustav nadzora proizvodnje i prijenosa pomagao je u zadaći da se najrazvijenije funkcije za upravljanje nacionalnim električnim sustavom stave na raspolaganje operatorima. To se odvijalo u dva različita područja, iako su ona usko povezana:

- linearni nadzor – kada je riječ o djelatnosti izravnog nadzora elektroenergetskog sustava,
- nadzor u različitim vremenima ili tzv. nelinearni nadzor – kada je riječ o djelatnostima programiranja i elaboracije planova proizvodnje i prijenosa, funkcijama analize i statističkog dokumentiranja te poboljšanja operativnih strategija.

Elektroenergetski sustav, zajedno sa svojim karakterističnim parametrima pod stalnim su nadzorom. Podaci prikupljeni iz elektroenergetskog sustava, u izravnom ili modificiranom obliku, predstavljani su operatorima sustava za nadzor koji u stanju izravno provjeriti

vladanje samog sustava. Zbog toga operatori raspolažu planovima proizvodnje i prijenosa izrađenima prema proračunima koji su rezultat takvih aktivnosti programiranja. Udaljavanje stanja elektroenergetskog sustava od stanja predviđenog preventivno izrađenim planovima zahtijeva korektivne postupke operatora sustava za nadzor kako bi se sustav ponovno vratio u sigurnije i normalnije stanje. Priprema za izradu planova za proizvodnju i prijenos odvija se u tri različite faze:

- planiranje na srednji rok koje određuje općenit izbor za proizvodnju, kupovanje i održavanje postrojenja u sljedećih dvanaest mjeseci,
- tjedno planiranje koje utvrđuje park termoelektrana u funkciji, količinu energije namijenjene za crpljenje i tjedno upravljanje akumulacijama,
- dnevno planiranje koje na temelju algoritama za ekonomsko optimiranje detaljno utvrđuje proizvodnju na sat koju treba ostvariti u svakom postrojenju za svaki sat sljedećeg dana, izmjene s inozemstvom i trećim proizvođačima, rezervu snage itd.

Tokom rada, stalno se provjerava stanje elektroenergetskog sustava i odlučuje o postupcima kako bi se osigurali ciljevi sigurnosti i maksimalne ekonomičnosti upravljanja. U toj fazi, pomoću planiranih predviđanja i informacija dobivenih korištenjem sustava nadzora, provodi se trenutno optimiranje proizvodnje, regulacija frekvencija - snaga, osigurava se kontinuitet usluge, kontrola u hitnim slučajevima, a u slučajevima prijelaznih pojava i loše usluge predviđa se povratak u prethodno normalno stanje. U završnoj se fazi izrađuju statistički elaborati čija je svrha usporediti predviđene podatke s realnim podacima i poboljšavanjem sposobnosti planiranja. Uvođenjem kompetitivnog veleprodajnog tržišta i s mogućnošću da različiti kupci kupuju izravno od proizvođača električne energije, nacionalni sustavi nastavili su se i dalje artikulirati u sličnim fazama koje su postojale u prethodnom, monopolističkom sustavu, ali s novim metodama i uz uplitanje različitih subjekata koji su, gotovo svi, prije sudjelovali na neki način u nacionalnoj električnoj tvrtki. S obzirom na usku povezanost sa složenim modelom liberalizacije tržišta, o tom pitanju više se govori u potpoglavlju 1.11.

Kao i svi europski sustavi, kad nacionalni elektroenergetski sustav ne funkcionira u normalnom stanju (tj. u stanju kada nijedna komponenta nije preopterećena, a granične rezerve u proizvodnji i distribuciji dovoljne su da se suoče mogućim problemima)⁶⁹, može se naći u „ranjivom” stanju ako se ne zadovolje predviđene granične rezerve iz kojih bi se u slučaju vrlo ozbiljnog poremećaja sustava moglo prijeći u uvjete hitnosti. Kako bi se vratio u normalne uvjete, intervenira se tzv. obrambenim planom (tipična intervencija je smanjivanje opterećenja napajanja). Ako aktivnosti iz predviđenog obrambenog plana nisu izvršene odmah ili se pokažu neučinkovitima, može doći do **blackouta** (tzv. totalni raspad). Poznato je da je npr. 2003. talijanski elektroenergetski sustav pretrpio znatan prekid opskrbe 26. lipnja i podulji **blackout** koji je počeo u noći 28. rujna i završio je tek u kasno

69 C. A. Nucci, A. Borghetti, *Black-out: cause e mezzi per prevenirlo*, „Energia”, n. 3, 2003.

poslijepodne istog dana. Bez detaljne analize tih dvaju događaja^{70, 71} treba primijetiti kako je prvi događaj odredila nedovoljna raspoloživa snaga u odnosu na veliku potražnju koju je uzrokovalo u prvom redu povećanje uporabe klima-uređaja izazvano neuobičajenim valom vrućine; dok je drugi događaj odredila znatna ovisnost o uvozu energije te je prekid opskrbom iz Švicarske koji operator distribucijskog sustava te zemlje nije pravodobno najavio i nužni remont proizvodnih postrojenja u Italiji, koja nije smanjila preveliko opterećenje, izazvao problem.

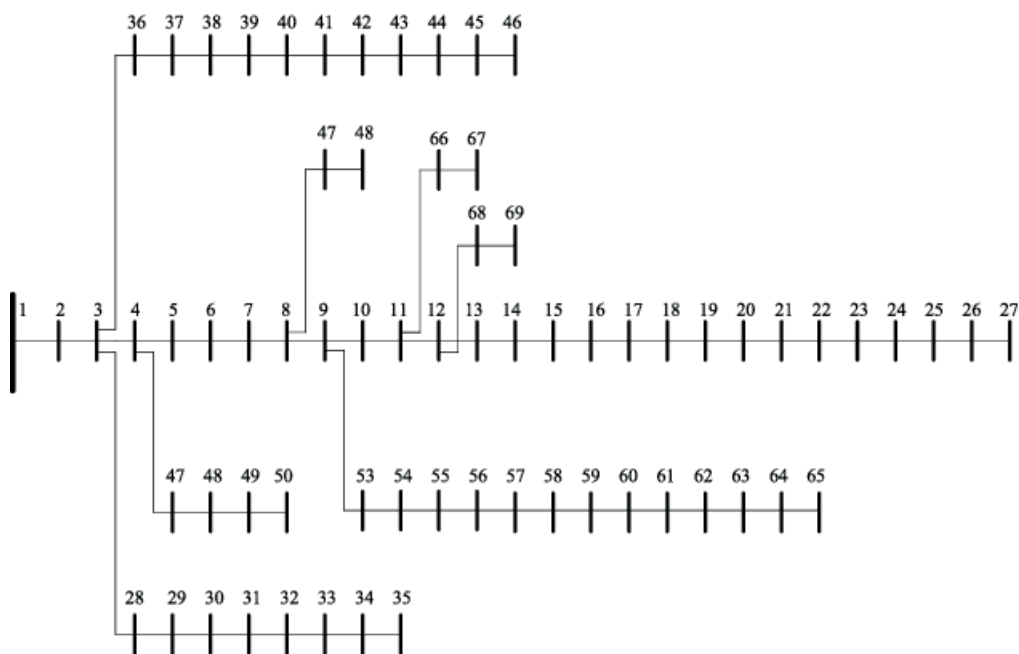
2.3. Distribucija električne energije

Uz prijenosnu, vezana je distribucijska mreža koja opskrbljuje električnom energijom krajnje korisnike uz promjenjivi napon ovisno o vrsti korištenja. Distribucijska mreža strukturirana je u tri razine. Prvi podsustav je VN mreža (visokonaponska), koja osigurava tzv. primarnu distribuciju električne energije i uključuje vodove od 40 kV naviše. Drugi podsustav je mreža SN (srednjenaponska) kojoj pripadaju vodovi od 1 kV do 35 kV, dok je treći podsustav mreža NN (niskonaponska) kojom se, između ostalog, napajaju i kućanstva. U početku su se u čitavom svijetu distribucijske mreže razvijale prema shemi predloženoj na Slika 13. Riječ je o tzv. „radikalnoj mreži“ koja je najjednostavnija i najekonomičnija jer se korisnici napajaju samo jednim putem, ali je očito obilježena malim stupnjem kontinuiteta u napajanju korisnika: kvar u dijelu visokog napona stavlja izvan uporabe sve korisnike. Prekid na razini SN-mreže ima jednako teške posljedice. Danas se takvim rješenjem u razvijenim zemljama koristi samo u područjima male gustoće opterećenja kao što su ruralne ili planinske zone. U nekim se zemljama danas izabiru sofisticiranija rješenja. VN-mreže obično imaju dvostruko napajanje, tj. polaze od transformatorskih stanica većih snaga u kojima se visoki napon iz prijenosne mreže (dalekovoda) snižava na napon distribucijske mreže, a završavaju u drugoj također većoj transformatorskoj stanici. U većini slučajeva gdje je to moguće vodovi su zračni. Iznimke su područja veće urbanizacije u kojima se električna energija prenosi podzemnim kabelima.

Iz svake primarne transformatorske stanice izlaze vodovi distribucijske SN-mreže koja može biti različito koncipirana, ovisno o zahtjevima opterećenja i konformaciji teritorija na kojem se usluga pruža. Uglavnom, shema SN-mreže kopira shemu VN-mreže s jednom osnovnom razlikom: napajanje dolazi samo s jedne strane i u slučaju nužde može se promijeniti. Obično se predviđa da svaki vod polazi iz jedne primarne transformatorske stanice i napaja duž svojeg puta razne sekundarne transformatorske stanice (iste u kojima se napon snižava na razinu NN), da bi se na kraju krug zatvorio u nekoj drugoj primarnoj trafostanici. Tijekom prijenosa električne energije postoje točke odvajanja tako da struja može doći do samo jednog određenog mjesta korištenjem jednog određenog voda.

70 A. Clo, D. Pastorino, Fatti e misfatti del deficit elettrico in Italia, „Energia“, br. 3 iz 2003.

71 A. Clo, Dal deficit al blackout elettrico, „Energia“, br. 4 od 2003.; UCTE, Interim Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy, 2003.



Slika 3. Shema radijalne distribucijske elektroenergetske mreže

Izvor: IEEE 69-bus distribution system.

SN-mreža u nekim područjima može biti i uzamčena: u praksi se svaki vod napaja istodobno iz najmanje dvije primarne trafostanice koje, uz odgovarajuću zaštitu (čija složenost taj sustav čini neprikladnim za uporabu), smanjuje mogućnost prekida u opskrbi korisnika. Shema NN-mreže može biti: radijalna, ili s dvostrukim napajanjem, ili u konfiguraciji tzv. zamke. Kad se razmotri smanjena snaga koja se distribuira (od 100 do 600 kW), u većini slučajeva ne smatra se prikladnim jamčiti mogućnost ponovnog napajanja, zbog čega sheme u obliku prstena ili petlje ostaju rezervirane samo za urbane centre (u kojima se distribucija odvija podzemnim kabelima zbog kojih je vrijeme nužno za moguće popravke znatno dulje). Problem podzemnih kabela je i visoka cijena, koju se nastoji smanjiti kako bi njihovo postavljanje pod zemlju, koje je praktički obvezno u naseljenim područjima, bilo i ekonomski isplativo, a ne samo ekološki. Zahvaljujući tendenciji rasta srednjeg napona, razvoj vodova za prijenos i distribuciju utjecao je na smanjenje gubitaka električne energije.

2.4. Inovacije u upravljanju i nadzoru mreže

Poznata tehnološka rješenja donijela su proširenu primjenu sustava daljinskog upravljanja i izvan mreže za prijenos. Uobičajeno je daljinsko upravljanje hidroelektranama: to je rješenje pridonijelo znatnom smanjivanju troškova zbog velike uštede na plaćama osoblja. Nove inovacije na tom području odnose se na proširivanje daljinskog upravljanja i u distribucijske mreže SN i NN, gdje također može utjecati na:

- ažuriranje podataka u realnom vremenu stanja povezanosti mreže ovisno o stanju uređaja za rukovanje (npr. prekidača),
- automatska identifikacija vodova pogođenih kvarom,
- automatsko razdjeljivanje vodova SN-mreže koji su pogođeni kvarom ili ponovno automatsko napajanje zdravih vodova,
- izvršavanje daljinskih naloga na uređajima za upravljanje SN-mrežom kako bi se spriječila moguća stanja preopterećenja ili provele aktivnosti održavanja,
- uporaba naprednih strategija za nadzor napona i jalove energije,
- provedba odgovarajuće energetske ravnoteže na transformatorima za distribuciju, tako da se pod nadzorom drže gubici u mreži,
- primjena selektivnih mjera za smanjivanje opterećenja u slučaju hitnih stanja.

Bitna stvar u niskonaponskoj distribucijskoj mreži je projekt elektroničkog brojila pomoću kojeg se modificira upravljanje NN-mrežom omogućuje korištenje fleksibilnih tarifnih sustava. Taj projekt obuhvaća zamjenu svih brojila u NN-mreži s elektroničkim brojilima i instaliranje uređaja za prijenos podataka koje koriste i ista NN-mreža i tradicionalni kanali za prijenos podataka kako bi se potrošačima omogućio dijalog između brojila i centralnih sustava nadzora i upravljanja potrošnjom. Daljinsko upravljanje, između ostalog, omogućuje i sljedeće:

- daljinsko očitavanje podataka o potrošnji prema unaprijed određenom kalendaru kako bi se izbjeglo pristupanje brojilima koje je skupo i otežano, osobito kada se radi o kućanstvima, te kako bi se izbjeglo procjenjivanje tarifa koje se temelji na dvama uzastopnim očitavanjima s kasnijim obračunima i izjednačavanjima,
- primjena većeg broja tarifa koje se mogu proširiti na sve korisnike,
- automatsko daljinsko uključivanje prekidača kad uzimana snaga prelazi vrijednost dogovorenu ugovorom (što se može ugovoriti ovisno o vremenu, a to je danas s trenutnim mehaničkim prekidačima nemoguće),
- daljinsko modificiranje vrijednosti koja je iznad svake promjene dogovorene ugovorom ili kako bi se vrijednost odobrena korisnicima koji kasne s plaćanjem svela na bitni minimum,
- dijagnostika brojila čak i s ciljem da se uoče mogući pokušaji krađe električne energije,
- određivanje indikatora kvalitete usluge, npr. broja i trajanja prekida opskrbe.

Sustav daljinskog upravljanja temelji se na elektronički opremljenim brojilima, kao i na sposobnosti tumačenja podataka koje prikupljaju. Električna brojila omogućuju primjenu fleksibilnih tarifa i isključivanje korisnika u slučaju kršenja ugovornih obaveza. Uređaji za prijenos podataka koriste samu električnu mrežu niskog napona kao svoju mrežu za telekomunikaciju u dva smjera. Ovaj način rada se razlikuje od mnogih elektroničkih brojila raširenih u kojima se komunikacija odvija samo radijalnim putem od brojila prema vozilu koje kruži ulicama i tako očitava energiju⁷². Projekt predviđa uređaj koji se naziva koncentrator, a instalira se u svakoj SN/NN-transformatorskoj stanici. Koncentrator je povezan s raznim elektroničkim numeričkim brojilima koja se napajaju iz mreže preko istoga i služi kao sakupljač informacija i pošiljatelj poruka koje bi trebale dolaziti iz centralnoga nadzornog sustava. Za komunikaciju s brojilima koncentrator koristi NN-mrežu kao da je riječ o telekomunikacijskoj mreži. Za komunikaciju s centralnim sustavom za upravljanje korisnicima koncentrator se koristi javnim sredstvima komunikacije kao što je GSM-mreža, komutirana telefonska mreža ili satelit. U oba slučaja komunikacija je dvosmjerna. Sa statističkog gledišta, energetska bilanca jednog električnog sustava određena je pomoću sljedećih parametara:

- bruto proizvodnja: zbroj svih količina proizvedene energije od svih proizvodnih postrojenja u mreži izmjerenih na stezaljkama generatora,
- neto proizvodnja: bruto proizvodnja umanjena za potrošenu energiju unutar samih postrojenja za proizvodnju,
- energija koju mreža zahtijeva: neto proizvodnja umanjena za energiju potrebnu za pumpanje, uključujući neto saldo između uvoza i izvoza električne energije,
- električna potrošnja: energija koju mreža zahtijeva umanjena za gubitke pri prijenosu i distribuciji.

72 Chalise, S., Sternhagen, J., Hansen, T.M., Tonkoski, R., 2016. Energy management of remote microgrids considering battery lifetime. *The Electricity Journal* 29, 1-10.

3. EUROPA PRED ENERGETSKIM I KLIMATSKIM IZAZOVIMA

3.1. Idemo li prema novoj europskoj energetske i klimatske politici?

25. ožujka 1957. potpisana su dva ugovora: Ugovor o osnivanju Europske ekonomske zajednice (EEZ) i Ugovor o osnivanju Europske zajednice za atomsku energiju (EZAE ili Euratom). Nakon više od pola stoljeća, čini se kako je Europa krenula putem zajedničke politike i u područjima koja su dugo bila neistražena, a to su energija i klima. Za područja energije i klime, koja su tradicionalno bila usko vezana za državni suverenitet (ali ipak i pod utjecajem raznih interesa), postavljen je kamen temeljac za izgradnju nove zajedničke strategije. Prihvatanjem preciznih direktiva, pravilnika, odluka i smjernica o tržišnom natjecanju, nastavilo se s ucrtavanjem artikuliranog i duboko inovativnog političkog i normativnog okvira, s velikim ekonomskim posljedicama, ali i koristima za građane potrošače i za gospodarstvo. Primjera radi, treba podsjetiti na razvoj europskog regulatornog sustava na tržištima električne energije i plina u smjeru progresivnog otvaranja tržišta i na ambiciozne ciljeve „20-20-20” s ciljem smanjenja emisija stakleničkih plinova za 20 %, uštede energije za 20 % povećanjem stupnja učinkovitosti i povećanja potrošnje energije iz obnovljivih izvora za 20 % do 2020. godine.

U razdoblju kraćem od jednog desetljeća okoliš i energija postali su ključnim temama na putu ostvarenja prioritetnih europskih ciljeva, kao što su integracija unutarnjeg tržišta i konkurencija, održivi razvoj, međunarodna trgovina, obnova tržišnog natjecanja, inovacija i razvoj tehnologije, regionalne politike⁷³. U ovom poglavlju cilj je podsjetiti na osnovne faze postavljanja pretpostavki za vođenje „zajedničke politike” na području energetike i suprotstavljanja klimatskim promjenama. Zajednička politika omogućuje rješavanje problema koji zahtijevaju hitna rješenja kroz zajedničku aktivnost ili postizanje dogovora među zemljama članicama u odnosima s ostatkom svijeta. Nadalje, nastoji se odgovoriti na nekoliko pitanja vezanih uz novu politiku, bez skrivanja nesigurnosti i otpora koji i dalje postoje na raznim stranama.

U sektoru gospodarstva, uz sve snažnija upozorenja vezana za zdravlje planeta i ljudi, u uvjetima teških energetske kriza i nestabilnih cijena nafte, u uvjetima špekulativnih pojava – smatra li se da je u takvim uvjetima čista utopija razmišljanje o strategiji *made in Europe* kao odgovor na nove izazove? Što se može promijeniti na globalnoj šahovskoj ploči primjenom novonastalih europske strategije u cilju postizanja barem djelomičnog vlastitog energetske suvereniteta? Kako ostvariti cilj kreiranja istinskog prekograničnog tržišta koje bi jamčilo isporuke potrošačima i gospodarstvu po konkurentnijim cijinama? Jesu li u

73 Franki, V., Višković, A., 2015. Energy security, policy and technology in South East Europe: Presenting and applying an energy security index to Croatia. Energy 90, 494-507

pravu oni koji tvrde da integracija energetskeg tržišta EU može posrnuti pred ekonomskim preprekama i pred sve krhkim politikom samog EU-a zbog poteškoća koje su mnoge zemlje članice navele na povratak protekcionizmu i zaštiti nacionalnih interesa? U svjetlu krize, jesu li još uvijek realni europski ciljevi smanjenja emisije stakleničkih plinova i korištenja obnovljivih izvora? Može li doista šira primjena novih tehnologija – barem srednjoročno – učiniti obnovljive izvore, energetske učinkovitost i uštede konkurentnima? Mogu li obnovljivi izvori, energetska učinkovitost i uštede u znatnoj mjeri pridonijeti sigurnosti opskrbe energijom? Postoji li vjerojatnost odaziva drugih velikih zemalja-onečišćivača pozivu Europe na odgovorniji odnos prema globalnim klimatskim promjenama i u smjeru globalnog upravljanja (engl. *governance*) klimom ili je takav pristup i suviše ambiciozan, kako neki tvrde? U slučaju nemogućnosti postizanja dogovora na međunarodnoj razini, može li međunarodna trgovina opstati kao da se ništa ne događa?

Bez pretenzije pružanja iscrpnog odgovora na veći broj prethodno navedenih kompleksnih pitanja, ovaj se udžbenik bavi i drugim problemima, npr. razvojem ekoloških tehnologija (engl. *green technologies*) koje doista predstavljaju europski magistralni put k ponovnom preuzimanju vodeće pozicije Europe na području tehnologije i konkurentnosti. Ili možda već kasnimo u odnosu na novi trend u SAD-u koji kao da slijedi europski put, ali s još više resursa i mnogo uvjerljivije? Je li „zelena revolucija” doista jedan od džokera za izlazak iz gospodarske krize koja kao da zadire u samo srce kapitalizma kakav smo dosad poznavali ili se radi o samo još jednom špekulativnom balonu, poput onoga krajem 90-ih vezanog uz eksploziju digitalnih komunikacija?

3.2. Razlozi uvođenja nove politike

Revolucija – to je bila ključna riječ koju je koristio predsjednik Europske komisije Barroso 10. siječnja 2007. prilikom predstavljanja onoga što se na prvi pogled, površnim čitanjem tiskovina, moglo činiti kao još jedan u nizu paketa – negdje između tehnike i dima – na području energije i okoliša. Paket o kojem je bilo riječi u uvodniku predsjednika i članova Vijeća za okoliš, energiju i tržišno natjecanje u dvorani punoj novinara, bio je temelj novog načina proizvodnje i potrošnje, usporediv s industrijskom revolucijom krajem 18. stoljeća, kada su, zahvaljujući inovacijama, uvedene radikalne promjene u daljnji tijek industrijalizacije, gospodarstva u cjelini te društvenog razvoja na području Europe. Nove mjere predstavljaju ambiciozne ciljeve u interesu sigurnosti, uspostave europskog tržišta energije i suprotstavljanja klimatskim promjenama. Po mišljenju mnogih, Europa je sve do nekoliko mjeseci prije održavanja skupa izgledala poput uspavanog prostranstva, možda još uvijek pod dojmom dvostrukog „ne” prema rezultatima referenduma u Nizozemskoj i u Francuskoj, kao odgovora na Ugovor o Ustavu EU-a od lipnja 2008. Izgledala je kao da traži novu odskočnu točku. Negativan odgovor dviju bitnih zemalja utemeljitelja EU-a bio je otegotna okolnost na putu europske integracije i primjene temeljnih poluga politike EU-a kao što su proširenje i upotpunjavanje unutarnjeg tržišta usluga, ali i otegotnu okolnost za samu budućnost EU-a (danas 27 država članica). Činilo se kao da trenutak nije povoljan za nove

pustolovine Europske komisije na područjima koja su oduvijek bila krajnje osjetljiva s gledišta nacionalnih interesa. U uvjetima oligopola, gdje su glavni nacionalni akteri još uvijek bili dobrim dijelom u rukama javnih tvrtki i službi, a u svakom slučaju pod zaštitom države, nacrti iz Bruxellesa još su se uvijek činili nestvarnima.

Europska komisija pod vodstvom Barrosa ne bi krenula u tako rizičnu pustolovinu, prepunu nepoznanica, da nije za to imala dobre razloge i potporu vodećih europskih vlada. Njemačka vlada pod vodstvom Angele Merkel od siječnja 2007. predsjedavala je Europskom unijom. Angela Merkel je i prije stupanja na tu dužnost bila ministrica okoliša (u vrijeme potpisivanja sporazuma iz Kyota) te je bila vrlo dobro upoznata s problemima energetike i klimatskih promjena. Bila je iznad svega svjesna, s političkog gledišta, osjetljivosti javnog mišljenja u svojoj zemlji o energetici i o klimatskim promjenama, ali i o prednostima koju politika poticaja stvara u korist obnovljivih izvora i prednostima veće učinkovitosti koju ovakvi poticaji pružaju europskoj industriji. Uostalom, već od 70-ih Europa se pokazala osjetljivom na pitanje ekologije i bila je spremna platiti cijenu za smanjenje neracionalnosti s ekološke točke gledišta. Europa je imala i određeni *know-how* i stupanj odgovarajućeg tehnološkog razvoja što se tiče sektora obnovljivih izvora energije i energetske učinkovitosti, što ide u prilog konkurentnijoj poziciji Europe na svjetskom tržištu. Na sastanku Vijeća Europe u Lisabonu 2000. bila je razrađena strategija (Lisbon agenda) koja je obuhvaćala „upoznavanje” i „valoriziranje ljudskih resursa” kao pokretača rasta i zaposlenosti u Europi. Usto, neki su analitičari ukazali i na ozbiljnu opasnost progresivnog zaostajanja europskoga gospodarstva, ne samo u odnosu na fleksibilnije i dinamičnije američko gospodarstvo, nego ponajviše u odnosu na nove gospodarske sile u usponu, kao što su Kina i Indija. Shvaćeno je da bi razvoj tzv. zelenih tehnologija (engl. *green technologies*), čija bi se primjena poticala na europskoj razini, mogao pokrenuti otvaranje novih radnih mjesta u kontekstu usvojene svijesti o rizicima ovisnosti o fosilnim gorivima i o potrebi smanjenja potrošnje energije.

3.2.1. Rusko-ukrajinska kriza i rizici za europsku energetske sigurnost

Niz događanja u jednom relativno kratkom razdoblju utjecao je na razvijanje svijesti velikog dijela vodećih struktura na području EU o potrebi hitnog uvođenja promjena na području energetike. Kriza u odnosima između Rusije i Ukrajine od Božića 2005. do siječnja 2006. ukazala je javnosti na određene kritične točke koje su struci bile već poznate: radi se o opasnoj ovisnosti energetike velikog broja zemalja o plinu iz Rusije⁷⁴. Strategija Kremlja

74 Godina 2009. započela je novim plinskim ratom i drugim napetostima između Rusije i Ukrajine koje su trajale nekoliko mjeseci. Problem ograničenja energetske suvereniteta EU-a težak je problem i zahtijeva hitno rješenje. Neke su zemlje EU-a u velikoj mjeri ovisne o ruskom plinu. Estonija, Finska, Latvija, Litva i Slovačka uvoze iz Rusije 100% količine plina za svoje potrebe. U tim područjima nije jednostavno bezbrižno dočekati kraj zime. Prema razini ovisnosti slijede: Bugarska (90%), Grčka (81%), Češka (78%), Austrija (67%), Mađarska (65%) i Slovenija (51%). O Moskvi uvelike ovise Poljska (40%) i Njemačka (39%). Sličnu

za korištenje plina kao poluge vanjske politike tijekom iznimno hladne zime, primorali su EU – doslovno zatečenu – na suočavanje sa stvarnim stanjem i uvjetima. U međuvremenu, u Kini, Indiji i u drugim rastućim gospodarstvima uvelike su porasle potrebe za energentima, a veća potražnja na tržištu dovodi do porasta njihove cijene. To se dogodilo u razdoblju 2007. – ljeta 2008., kada je cijena nafte dosegla 150 dolara po barelu. Tek nešto prije nego što je cijena crnog zlata naglo opala na razinu ispod 40 dolara u drugoj polovici 2008., neke su poslovne banke prognozirale cijene iznad 200 dolara po barelu! Bilo je i drugih znakova koji su jasno ukazivali na veliku ranjivost i energetske ovisnosti europskoga gospodarstva. Rušenje njujorških nebodera, rat u Iraku i u Afganistanu, porast napetosti s Iranom i iranski nuklearni planovi dovode u usku vezu razmišljanja o ratovima, terorizmu, o međunarodnim napetostima, o interesima vezanima za naftu i energiju. Javnost u Europi već je odavno shvatila da je velik broj sukoba vezan za proizvodnju i putove transporta i prolaz energenata što uvelike utječe na cijene i sigurnost isporuka, ali i na mir i sigurnost mnogih područja.

3.2.2. Porast osjetljivosti EU-a na klimatske promjene

Porast osjetljivosti javnog mišljenja na temu klime pokrenuo je nove političke iskorake u Europi. Tome su pridonijele i opsežne kampanje za informiranje javnosti o učincima i o mogućim opasnostima zagrijavanja, a osobito nakon stupanja na snagu Protokola iz Kyota 2005. Znanstveni radovi i informacije upućene širokoj javnosti govore o ekstremnim klimatskim uvjetima, sve češće prisutnim i u Europi. Knjige i publikacije kao što je djelo bivšeg potpredsjednika SAD-a, nobelovca Al Gorea, snažno su djelovale na svijest Europljana. Prema rezultatima istraživanja javnog mišljenja Eurobarometra objavljenog u rujnu 2008., 62 % Europljana smatra da su klimatske promjene najvažnije pitanje koje političari moraju rješavati, odmah nakon problema siromaštva i gladi (68 %). 56 % Europljana smatra da su dovoljno informirani o klimatskim promjenama, a velika većina (66 %) smatra da se radi o problemu koji može biti riješen te da su i sami (61 %) usvojili određene promjene u ponašanju u svrhu rješavanja problema klimatskih promjena.

3.3. Izazov globalnog zagrijavanja

Velika većina svjetskih znanstvenika konstatirala je porast temperature na Zemlji, i predviđa da će za svega nekoliko desetljeća globalno zagrijavanje planeta dovesti do „apokaliptičnog stanja”. Prema raspoloživim podacima, od 1850. godine globalni porast temperature iznosio je 0,76 °C. Znanstvenici navode kako Zemlja može podnijeti povećanje temperature za svega 2 stupnja bez lančanih katastrofalnih posljedica i nastupanja nepovratnih (irever-

razinu ovisnosti o ruskom metanu bilježi Rumunjska (31%), za razliku od Francuske i Belgije, koje uvoze iz Rusije svega 16%, odnosno 14% količine plina. Neke od navedenih zemalja raspolažu vrlo skromnim rezervama plina.

zibilnih) štetnih procesa. Drugi eminentni znanstvenici nastoje ublažiti to alarmantno stanje ističući moguće iskrivljene i necjelovite prikaze dostupnih znanstvenih podataka. Među njima je i Lord Nigel Lawson, koji je u svojem govoru u Domu lordova (*House of Lords*) od 26. studenog 2006. o temi „Gospodarstvo i politika klimatskih promjena: Poziv na razum” naglasio nedostatak sigurnih znanstvenih objašnjenja o uzrocima globalnog zatopljenja i povezanosti zatopljenja s čovjekovim djelovanjem. Ta nesigurnost ima uporište u nizu studija, npr. u istraživanju o oblacima, u metodama mjerenja koje se primjenjuju u postajama za prikupljanje podataka i u konstataciji da su u klimi Zemlje oduvijek bile prisutne prirodne promjene. No, čak i kada bismo priznali neutemeljenost dostupnih podataka, ostaje neoborivo načelo opreza (jedno od 15 načela UN-a o Održivom razvoju s Konferencije u Riju 1992.), koje utvrđuje obvezu primjenjivanja zaštitnih mjera čak i kada ne raspoložemo sigurnim znanstvenim podacima, ako postoji potencijalna opasnost za okoliš i za ljudsko zdravlje.

Unatoč Lawsonovoj tezi i razilaženju u mišljenjima drugih autora, gotovo je općeprisutno mišljenje kako je zagrijavanje povezano s aktivnostima čovjeka, pogotovo kada se radi o emisiji stakleničkih plinova, počevši od CO₂. Prema mišljenju Europske komisije, postoji vjerojatnost veća od 50 % da će se još u ovom stoljeću povećati temperatura na Zemlji, i to za više od 5 °C! Bez učinkovite politike na razini cijelog planeta, prema najoptimističnijim procjenama globalnog zagrijavanja sadržanima u 4. izvješću Međuvladine skupine o klimatskim promjenama (IPCC)⁷⁵, predviđeno je varijabilno povećanje temperature od 1,8 °C do 4 °C, do 2100. godine u odnosu na razine iz 1990. Radi se o vrijednostima višima tri do šest puta od povećanja temperature zabilježenog na Zemlji od predindustrijskog doba dosad. Eksperti navode da je smanjenje emisija na Zemlji za barem 50 % do 2050. godine jedini način koji omogućuje da ta pojava ne izmakne nadzoru. U posljednjih trideset godina promjena klime uvelike se odrazila na mnoge fizikalne i biološke procese diljem Zemlje.

Voda koja nastaje otapanjem leda danas zadovoljava potrebe više od milijarde ljudi. Smanjenjem količine dostupne vode uslijed globalnog zagrijavanja i nestankom mnogih ledenjaka, populacije ovisne o vodi kao životnom resursu bile bi primorane na migraciju. Vjerojatno bi se povećale površine zahvaćene sušom. Postoji opasnost nestanka 20 - 30 % poznatih životinjskih i biljnih vrsta, a za stotine milijuna ljudi povećava se rizik nestašice osnovnih namirnica. Povećanje razine mora dovodi u opasnost deltu Nila, Gangesa/Bramaputre i Mekonga, a do 2050. godine više od milijun ljudi u svakoj od tih regija moglo bi biti prisiljeno na migraciju. Male otočne zemlje već su pogođene tom pojavom. Među najveće opasnosti za zdravlje ljudi i životinja ubrajaju se ekstremni meteorološki uvjeti i porast broja oboljenja uzrokovanih osjetljivošću čovjeka na klimatske uvjete (proljevi, malarija i loša prehrana uzrok su smrti više od 3 milijuna ljudi godišnje). Sve je veći broj regija u

75 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2007. Summary for policymakers. In: climate change 2007: the physical science basis, contribution of working group I to the fourth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. Geneva: World Meteorological Organization/United Nations Environment Program.

svijetu u kojima se već danas vodi borba protiv teških posljedica zagrijavanja Zemlje. U izvješću nedavno održanog Forumu o globalnom humanitarnom stanju, pod predsjedanjem Kofi Annana, navodi se da je 325 milijuna ljudi već ozbiljno pogođeno sušom, bolestima, gubitkom biološke različitosti i degradiranjem ribe kao namirnice. Uz navedeno, 500 milijuna ljudi nalazi se u stanju krajnje opasnosti i 300.000 umire svake godine od posljedica globalnog zagrijavanja.

3.3.1. Posljedice zatopljenja u Europi

I u Europi će se klimatske promjene znatno odraziti na prirodni okoliš, na gotovo sve slojeve stanovništva i na gotovo sve gospodarske grane. Na našem kontinentu temperature su se već povisile za više od 1 °C iznad svjetskog prosjeka. Već nekoliko godina primjećujemo niz anomalija vezanih za pregrijavanje. Kišne i snježne padaline uvelike su se pojačale na području sjeverne Europe, dok su u južnoj Europi sve učestalije suše. Val rekordno visokih temperatura, prema mišljenju mnogih, vezan je za klimatske promjene. Prema statističkim analizama, opasnost od visokih temperatura u znatnom je porastu. Upozorenja na odstupanja sve su učestalija iz godine u godinu. Pojedinačne pojave u gotovo svim životnim procesima, biološkim i fizikalnim (poput preuranjenog cvjetanja stabala ili otapanja ledenjaka), jasan su dokaz reakcije okoliša na povišene temperature. Prema Zelenoj knjizi Europske komisije „Prilagodba klimatskim promjenama u Europi: mogućnosti djelovanja EU”, do 2080. godine više od polovice biljnih vrsta u Europi moglo bi postati ranjivo, ili bi čak mogla postojati opasnost od njihova nestanka. Tom su pojavom najviše pogođene sljedeće regije: južna Europa i Sredozemlje (zbog velikog povećanja temperature i smanjenja padalina); planinska područja (ponajviše Alpe), gdje su temperature u naglom porastu i dolazi do otapanja snijega i leda; obalna područja, uslijed povišene razine mora; gusto naseljene ravnice nastale naplavnim nanosima, uslijed povećanog rizika snažnih padalina i oštećenja zgrada; regije u skandinavskom području, gdje su predviđene obilnije padaline; regija Arktika, zbog povećanja temperature znatno iznad drugih područja na Zemlji i bržeg otapanja ledenjaka.

3.3.2. Troškovi pregrijavanja

Klimatske promjene utječu na gospodarsku i socijalnu sliku društva. Naime, mnoge gospodarske grane uveliko ovise upravo o klimatskim uvjetima i izravno će biti pogođene pregrijavanjem. Dovoljno je podsjetiti na poljoprivredu, šumarstvo, ribarstvo, ljetni i zimski turizam te zdravstvo. Učestaliji ekstremni klimatski uvjeti kao što su nevirijeme, snažne padaline, poplave, suše ili požari mogu nanijeti štetu zgradama, industrijskoj infrastrukturi i prijevozu, što bi se moglo negativno odraziti i na poslovanje financijskog sektora i osiguravajućih društava. Troškovi nedjelovanja nadmašuju troškove odgovarajuće i promptne

politike djelovanja. Iz Sternova izvješća⁷⁶ proizlazi kako će u slučaju nedostatka dodatnih mjera na putu smanjenja emisija troškovi i rizici od štete uzrokovane klimatskim promjenama dovesti do smanjenja bruto nacionalnog proizvoda globalno za 5 % godišnje, i to tamo gdje bi troškovi izbjegavanja utjecaja klimatskih promjena mogli stajati manje od 1 % globalnog bruto nacionalnog proizvoda, ne računajući i neizravne posljedice klimatskih promjena kao što su katastrofalne prirodne promjene, lokalni sukobi, siromaštvo, migracije i oskudice koje u svakom slučaju nisu od drugorazrednog značenja.

3.3.3. Klimatske promjene i imigracija

Deseci milijuna stanovnika koji žive u suptropskim područjima već trpe drastične posljedice povećanja temperatura. Iz nedavno objavljenog dosjea Udruge za zaštitu okoliša „Legambiente” doznajemo da je 6 milijuna ljudi prisiljeno emigrirati zbog ekstremnih poplava i pustošenja. U skorijoj budućnosti broj tzv. *ekoprognanika* sasvim sigurno biti u porastu i postat će jedan od osnovnih uzroka migracijskih tokova – ponajviše prema Europi. Samo na području Sredozemlja, otkuda se očekuje vjerojatno najjači migracijski val, prema predviđanjima udruge „Legambiente”, brojevi su impresivni: 30 milijuna hektara zemlje pogođene pustošenjem; gubitak od 3.000 km² plodne zemlje svake godine na području Libije, Maroka i Tunisa; 50 % zemlje koja će postajati sve manje plodna zbog salinizacije voda u Egiptu, da ne govorimo o rizicima vezanim za mogući porast razine mora. Stoga za EU klimatske promjene ujedno znače i snažniji demografski pritisak na granicama država, uz specifične političke, socijalne i ekonomske posljedice, i to sve osjetljivije na probleme imigracije i na utjecaj imigranata na njihovu sigurnost i kvalitetu života.

3.3.4. Prilagoditi se klimatskim promjenama

Imajući u vidu neizbježne klimatske promjene već tijekom ovoga stoljeća, a zatim i tijekom narednih stoljeća, cijeli je svijet primoran suočiti se s problemom prilagodbe novim klimatskim uvjetima, čak i ako bi čovjek uspio ublažiti učinke zatopljenja. U svakom slučaju, prilagodba klimatskim promjenama nije alternativa za smanjenje emisije stakleničkih plinova. Smanjenje emisije stakleničkih plinova preostaje nam danas kao jedini način sprečavanja nastupanja nepovratnih (ireverzibilnih) procesa. Europska komisija predlaže određene „prilagodbe” s ciljem smanjivanja utjecaja klimatskih promjena, poput povećanja snažnih padalina ili smanjenja dostupnosti vode kao životnog resursa. Cilj prilagodbe je smanjenje rizika od moguće štete (radi se o postojećim pojavama), a koja bi u skorijoj budućnosti mogla biti u porastu. Preporučene mjere prilagodbe su: učinkovitije korištenje

76 Sternovo izvješće o gospodarstvu i klimatskim promjenama sadrži više od 700 stranica o posljedicama zagrijavanja na Zemlji. Autor Izvješća je ekonomist Nicholas Stern koji je studiju izradio za britansku vladu. Objavljena je 30. listopada 2006. Radi se o prvom izvješću koje je financirala neka vlada, a sastavio ga je stručnjak za gospodarstvo, a ne za meteorologiju.

vode, odgovarajuća pravila u graditeljstvu, brane i nasipi protiv poplava, razvijanje biljnih vrsta otpornih na sušu i zaštita biološke raznolikosti. Pri predstavljanju *Zelene knjige* 29. lipnja 2007. koja navodi važnost pravodobne pripreme za nadolazeće vrijeme i klimatske promjene, član Komisije zadužen za okoliš Stavros Dimas izjavio je sljedeće: „Ako zemlje članice unaprijed ne isplaniraju odgovarajuću dosljednu politiku kao odgovor na to stanje, bit ćemo primorani na nagle prilagodbe kriznim stanjima i na suočavanje sa sve češćim katastrofalnim nepogodama, i to uz daleko veće troškove”. Nakon toga, u *Bijeloj knjizi* od travnja 2009. godine navodi se sljedeće: „*Prilagodba klimatskim promjenama: EU se mora pripremiti na predstojeće snažne utjecaje*”, Komisija je prikupila rezultate javne rasprave koja je otvorena objavljivanjem prethodne *Zelene knjige*. *Bijela knjiga* predlaže provedbu strateške faze do 2012. godine, kako bi se od 2013. godine mogao odvijati akcijski plan. Iako se dosad politika prilagodbe prakticirala djelomično, i to samo u pojedinim državama, *Bijela knjiga* predlaže osnivanje vodeće skupine čiji bi članovi bili predstavnici zemalja uključenih u razradu programa prilagodbe koji bi djelovali uz konzultacije s civilnim društvima i sa znanstvenicima.

3.4. Politika bez pravne osnove?

U vrijeme sklapanja ugovora o Europskom udruženju ugljena i čelika (1952.) i o Europskom udruženju atomske energije (1957.), iako su u prvom planu zemlje osnivačice imale na umu pitanja s područja energetike, nije uspostavljen temelj europskoj energetskej politici. Jasno je da su se države već od samog početka protivile zajedništvu u pogledu kompetencije na tom području, brižljivo izbjegavajući svako moguće ograničenje u pogledu nacionalnih energetskej strategija. Tek je Ugovorom iz Maastrichta 1992. postavljena prva europska poveznica na području energije, ali bez specificiranja kompetencija na razini EZ-a. Uvođenjem načela pružanja pomoći (supsidijarnosti) omogućeno je poduzimanje prvih aktivnosti na području energije⁷⁷ koje bi imale europski karakter. U okviru Ugovora iz Nice 2001., (koji važi sve do stupanja na snagu novog Ugovora iz Lisabona), ponovno se govori o energiji, ali bez uvođenja ikakve pravne osnove.

3.4.1. Novi Lisabonski ugovor

Takozvanim Ustavnim ugovorom potpisanim u Rimu 2004., koji nikad nije stupio na snagu zbog negativnog ishoda referenduma u Francuskoj i u Nizozemskoj, prvi put je predviđeno da će energija postati predmetom zajedničkih kompetencija zemalja članica, uz odgovarajuću specifičnu pravnu osnovu⁷⁸. Radi se o izrazito velikom kvalitativnom napretku u

77 Čl. 308. Ugovora iz Maastrichta: predviđena je opća pravna osnova koja omogućuje djelovanje na razini EZ-a u slučaju potrebe postizanja jednog od osnovnih ciljeva iz čl. 2. Ugovora EZ-a, iako za to nije specificirana pravna osnova.

78 Čl. 1. - 14.: Zajednica ima kompetencije na području energije kojima sudjeluje zajedno s kompetencijama

procesu europskih integracija, do kojeg je dovela hitnost u pogledu rješavanja problema sigurnosti opskrbljivanja, troškova energije i ekološke održivosti. Novim pojednostavljenim tekstom Ustavnog ugovora (koji se još naziva Ugovorom iz Lisabona, gdje je bio potpisan u prosincu 2007.) u biti se potvrđuje prethodni tekst odredaba o energiji. Uz već postojeća tri cilja dodan je i četvrti:

- I. jamčiti funkcioniranje tržišta energije,
- II. jamčiti sigurnost opskrbljivanja energijom,
- III. promidžba ušteda i više razine učinkovitosti u korištenju energije, rad na razvoju obnovljivih izvora,
- IV. promidžba spajanja elektroenergetskih mreža.

Sve do stupanja na snagu Lisabonskog ugovora područje energetike nalazilo se u biti unutar kompetencija svake pojedine države. Pitamo se: u odsutnosti kompetencija na razini EZ-a, kako je uopće bila moguća uspostava tako kompleksne politike koja je čak bila u suprotnosti s brojnim obvezujućim aktima koji duboko zadiru u interese pojedinih zemalja? Naime, mnogi dosad postignuti napreci bili su mogući zahvaljujući postupcima harmoniziranja državnih pravnih propisa i ukidanjem prepreka primjeni jednog od osnovnih načela europskog ustava: sloboda u prometu roba i usluga i tržišno natjecanje, što nalazi pravnu osnovu u Ugovoru iz Rima od 1957. Cilj direktiva o liberalizaciji tržišta električne energije i plina je stvaranje cjelovitog tržišta u prisutnosti konkurencije, s odgovarajućim prednostima za potrošače i za gospodarski sektor. Neizravna je prednost u tome što ostvarenje takvog tržišta predstavlja nezaobilazan uvjet za energetske sigurnost i za suprotstavljanje klimatskim promjenama. Dolazimo do sljedećeg pitanja: kako je bilo moguće da tako bitan sektor kao što je energetika, nužan za ekonomsku integraciju EU-a, ostane izvan primjene odredaba o slobodnom prometu roba i usluga i o konkurenciji, i to čak 40 godina nakon potpisivanja Ugovora EEZ-a?

3.5. Nužnost cjelovitog pristupa

Nova politika koja se bavi energijom i klimom rezultat je rada velikog broja *umova i* različitih interesa, te nadmašuje tradicionalno prisutne sukobe između ekologije i industrije koji su – služeći se brojnim i pomalo zastarjelim stereotipima – s fatalnim posljedicama doveli u sukob interese zaštite okoliša s jedne strane i interese gospodarskog rasta i otvaranja novih radnih mjesta s druge strane. Nova politika sadrži mnoge elemente tzv. *horizontalnih politika*. Usmjerena je na opće ciljeve ili interese vrlo široke populacije (zaštita okoliša i zaštita potrošača), ne podudara se s nekom određenom granom gospodarstva ni s bilo kojom kategorijom *stakeholdera*. U ostvarenju ciljeva koristi se većim brojem instrumenata: konkurencijom, kao temeljem unutarnjeg energetskeg tržišta; državnim potporama, kao poticajima za primjenu tzv. čiste energije, istraživanjem i razvojem, kao

zemalja članica.

sastavnim dijelom cjelovite politike industrijskog razvoja; promidžbom izgradnje infrastrukture; definiranjem zajedničkih normi i standarda te razradom i razvijanjem ekoloških pravila ponašanja. Ta politika ima sve istaknutiju vanjsku dimenziju te postaje jedan od nezaobilaznih elemenata u odnosima između EU-a i trećih zemalja, s izravnim učinkom na trgovinsku politiku i na politiku suradnje i razvitka. U ovoj fazi europske integracije ta se politika sve češće nalazi u središtu pozornosti, poput raskrižja na kojem se susreću i kojim prolaze mnogobrojne aktivnosti koje se događaju na području Europe. Naime, i nakon izbijanja krize koja je potom postala najvećom europskom preokupacijom, politika koja se bavi energijom i klimom smatra se osnovnim instrumentom za usmjeravanje resursa na putu novoga gospodarskog rasta.

3.5.1. Zelena knjiga o novoj energetskej strategiji

Prvi plod nove politike je usvajanje *Zelene knjige* 8. ožujka 2006. koja govori o novoj europskoj strategiji održive, konkurentne i sigurne energije. Komisija koristi taj instrument kada želi pokrenuti raspravu o usmjeravanju javnog mišljenja te skupiti mišljenja određenih interesnih skupina tzv. *stakeholdera*, među kojima su udruge i savezi, razne interesne skupine, pa i same zemlje članice EU-a. Radi se o sondiranju mišljenja i raspoloženja zainteresiranih strana na temelju osnovnih čimbenika razvoja politike u budućnosti. U tom području na koje su sve zemlje članice vrlo osjetljive i kojemu su organizirani proizvođači, kao i organizacije potrošača i ekologa oduvijek davali vrlo veliku pozornost, bila je nezamisliva bilo kakva aktivnost bez prethodnog opsežnog i detaljnog sučeljavanja i održavanja savjetovanja. Iz sadržaja Zelene knjige razvidna je svijest o hitnosti definiranja cjelovite strategije održivog razvoja, jačanja konkurencije i energetske sigurnosti. U prvom planu, uz potrebe smanjenja emisije stakleničkih plinova postoji potreba za odgovorom na potražnju za energijom uz smanjenje ovisnosti o trećim zemljama, za pokretanjem procesa novih ulaganja u infrastrukturu, istraživanje, inovacije i upotpunjavanje europskog tržišta energije. Iz sadržaja tog dokumenta razvidna je sve veća ovisnost europskih zemalja o trećim zemljama. Ta se ovisnost procjenjuje na oko 50 % europskih potreba za energijom. Potrebno je uzeti u obzir i rizike velikog poskupljenja plina i nafte, dijelom uzrokovane spekulacijama zbog povećanja potražnje potaknute od novih gospodarskih sila u usponu, prije svega Kine i Indije.

Ovaj udžbenik progovara i o zabrinutosti i osjetljivosti javnog mišljenja u Europi na problem globalnog zatopljenja i prepoznavanje smanjenja emisije stakleničkih plinova kao prioriteta nove politike u razdoblju nakon Kyota. Energetska učinkovitost, obnovljivi izvori energije i inovacije samo su neke od ključnih riječi narednih europskih aktivnosti. Istaknuto je šest prioriteta:

- I. upotpunjavanje unutarnjih tržišta električne energije i plina,
- II. viša razina energetske sigurnosti,
- III. potreba razvijanja održive, učinkovite i diversificirane energetske kombinacije (tzv. *energetski miks*),

- IV. suprotstavljanje globalnom zatopljenju na način koji bi omogućio Europi zadržavanje vodeće pozicije i uloge lidera u tom području,
- V. porast ulaganja u istraživanja, promidžbu konkurentnosti Europe na području obnovljivih izvora energije i energetske učinkovitosti,
- VI. potreba zajedničke vanjske politike na području energetike kojom bi Europa dobila značajniju ulogu na međunarodnoj razini.

Zelenom knjigom iskazana je prva jasna politička volja Europske komisije za razmatranjem potrebe suprotstavljanja klimatskim promjenama, kao jednog od stupova buduće europske energetske politike te za razmatranjem potrebe zalaganja na putu ostvarenja ambicioznog cilja zadržavanja povišene temperature u granicama do 2 °C u odnosu na razinu iz predindustrijskog razdoblja. Zelena knjiga naglašavala je potrebu razrade hodograma (engl. *roadmap*) razvoja obnovljivih izvora energije, s ciljevima koje je potrebno ostvariti do 2020. godine. Na putu ostvarenja zacrtanih ciljeva bila bi ostvarena odgovarajuća ulaganja. Dokument govori i o zahvaćanju i uskladištavanju CO₂ i o potrebi pružanja poticaja istraživanjima i tehnološkom razvoju djelatnosti i tehnika koje bi to omogućile.

3.6. Paket klima-energija koji je predstavila Komisija

Na konferenciji za tisak 10. siječnja 2007., predsjednik Europske komisije Barroso i još tri člana Komisije (Pielgas – povjerenik za energiju, Dimas – povjerenik za okoliš i Kroes – povjerenik za tržišno natjecanje) bili su na predstavljanju „Cjelovitog paketa o energiji i o klimatskim promjenama s ciljem smanjenja emisija za XXI. stoljeće”. Tijekom konferencije za tisak, predsjednik Barroso izjavio je sljedeće: „Današnji dan označava odlučnu prekretnicu za Europsku uniju. Energetska politika bila je jedna od ključnih točaka rađanja europskog projekta. Energetsku politiku moramo vratiti u središte pozornosti. Sve članice EU-a trpe posljedice klimatskih promjena, trpe zbog sve veće ovisnosti o uvozu i poskupljenju energije. Održivost, sigurnost i konkurentnost u sektoru energetike zahtijevaju zajednički odgovor Europe. Odgovori na ta pitanja, koje danas predstavlja Komisija, ukazuju na našu obvezu obnašanja vodeće uloge u tom području i podržavanja dugoročne vizije za jednu novu energetsku politiku za Europu. (...) Moramo djelovati danas, kako bismo dali obličje svijetu kakvog ćemo imati sutra.”

Novost u pristupu je to da središnje mjesto zauzima tema „integracije” energetske politike, politike očuvanja okoliša i Lisabonske agende o tržišnom natjecanju. Paket sadržava kompatibilne i funkcionalne ciljeve, kako u pogledu zajedničke energetske politike, suprotstavljanja klimatskim promjenama, tako i u pogledu energetske sigurnosti i tržišnog natjecanja. Već od samoga početka svojeg mandata, predsjednik Barroso naglašavao je prioritet Komisije: strategija promicanja rasta i zapošljavanja. Uskoro je postalo jasno da je taj izvršni organ EU-a ulagao velike napore i kredibilitet u hodu po trnovitom putu. Za ozbiljan rad u EU-u potrebne su političke i normativne poluge koje će jamčiti primjenu reformi nužnih za uspjeh cjelokupne strategije. No, te poluge EU u to vrijeme nije imala. Mnogobrojne

mogućnosti interveniranja – počevši od strukturnih reformi – u rukama su država članica. Osim toga, mjesto na rang-listi zemalja – „virtuoza“ u izbjegavanju primjene Lisabonske agende vladu države članice bi manje koštalo nego politička cijena uvođenja određenih promjena. S različitih strana javljala se nevjericu u pogledu učinkovitosti djelovanja europskih tijela u promidžbi tržišnog natjecanja. Za polovične rezultate obično bi (često nepravedno) optuživali Komisiju.

Nakon dvije godine od preuzimanja funkcije, Barroso se našao u opasnosti da bi i sam mogao biti optužen za preslabe rezultate rada. Stoga je odlučio povezati Lisabonsku agendu s problemima čije je rješenje smatrao hitnim i bitnim u očima javnog mišljenja i upravljačkih struktura u Europi, a za koje bi Europska komisija ipak mogla predložiti učinkovite mjere u okvirima svoje kompetencije. Izvješće Komisije nije obvezujuće i samo je prvi korak prema traženju konsenzusa zemalja članica EU-a. No, prijedlozi izvješća pretpostavljaju uvođenje kompleksne i artikulirane nadnacionalne politike te brojnih novih normativnih akata.

3.6.1. Prijedlozi čiji je cilj suprotstavljanje globalnom zatopljenju

Središnji dio paketa predstavlja Izvješće „*Ograničiti zagrijavanje na 2 Celzijeva stupnja - opcije politike EU-a za svijet 2020. i nakon toga*“, i Studija utjecaja klimatskih promjena. Za Europsku komisiju, akreditirane studije ukazuju na činjenicu da bi odlučno i promptno djelovanje na smanjenju emisije stakleničkih plinova imalo daleko veći utjecaj na smanjenje troškova uzrokovanih klimatskim promjenama, kako u današnje vrijeme, tako i u budućnosti⁷⁹. Ti će se troškovi povećavati razmjerno zakašnjenju u primjeni nužnih mjera za smanjenje i ograničavanje emisije. Na temelju brojnih informacija primljenih tijekom konzultacija i pisanja Zelene knjige, Europska komisija smatra da nema više vremena za odgodu niti za suvišno taktiziranje te upućuje globalni izazov predlažući usvajanje drastičnih mjera koje će, budu li usvojene, dovesti do prave „industrijske revolucije“ usmjerene na novu vrstu gospodarstva s niskim sadržajem ugljika. Za razdoblje nakon Konferencije u Kyotu (tzv. *post-Kyoto doba*) to izvršno tijelo EU-a ima namjeru preuzeti vodeću ulogu na međunarodnoj razini te predlaže kao cilj smanjenje stakleničkih plinova do 2030. godine za 30 % u industrijaliziranim zemljama. Budući da će dotad emisije rastućih gospodarstava i zemalja u razvoju premašiti emisije razvijenih zemalja, nužno je i dodatno smanjenje za 50 % (u odnosu na 1990.) do 2050. godine uz rezove 60 - 80 % u industrijaliziranim zemljama i uz ciljana smanjenja emisija obvezujuća za ostale zemlje⁸⁰.

79 Alarmantni podaci iz Sternova izvješća o ekonomsko-ekološkoj krizi koja bi mogla zahvatiti Zemlju ako ne bude na vrijeme zaustavljena potvrđeni su podacima iz studije Međuvladine grupe o klimatskim promjenama (Intergovernmental Panel on Climate Change).

80 Prema procjenama Europske komisije, do 2020. godine 50% sveukupnih emisija potjecat će upravo od zemalja u razvoju. Bez njihova uključivanja u obveze ograničavanja emisija nije moguće suprotstaviti se klimatskim promjenama. Zemlje u razvoju nisu dužne pridonositi globalnim naporima za smanjenje stakleničkih plinova striktno prema naputcima *Kyoto style*: Komisija je analizirala razne mogućnosti za povećanje njihova udjela u naporima za smanjenje emisija, gdje korisnost u svakom slučaju premašuje troško-

Komisija je sigurna da je upravo Europa dužna učiniti prvi korak, jednostranom obvezom zemalja članica na 20 % smanjenja emisija stakleničkih plinova do 2020. g. Radi se o ambicioznoj obvezi koja je ipak ostvariva zajedničkom i centraliziranom strategijom, primjenom obvezujućih mjera i operativnim ostvarivanjem strategije unutar zemalja članica. Aktivnosti koje predlaže Europska komisija obuhvaćaju, između ostalog, veću primjenu fleksibilnog instrumenta trgovanja emisijama (engl. *emission trading*) proširenu i na druge grane gospodarstva (sektore) i na trenutno isključene stakleničke plinove. Mogućnost poštivanja tih ciljeva vezana je za primjenu drugih politika i mjera, među kojima je i promicanje obnovljivih izvora energije. Stoga se predlaže kao cilj i obveza do 2020. godine na najmanje 20 % tzv. ukupnog energetskeg miksa i najmanje 10 % benzina dobivenog iz bioloških resursa. Druga bitna poluga za smanjenje emisije je postizanje više razine energetske učinkovitosti te se predlaže kao cilj (koji nije obvezujući) 20 % uštede ostvarene većom učinkovitošću, također do 2020. godine. Postizanje toga cilja omogućilo bi Europskoj uniji gotovo za 13 % nižu potrošnju energije u odnosu na današnju potrošnju, s uštedama od 100 milijardi eura i od oko 780 MtCO₂ godišnje.

3.7. Istinsko europsko tržište energije

Istog dana kada je objavljen paket mjera, predstavljeno je i završno izvješće o istraživanju tržišnog natjecanja na području energetike. Istraživanje je vodila Komisija, i to još od 2005. godine. Rezultati istraživanja o funkcioniranju unutarnjeg tržišta na području energetike i o posljedicama za potrošače i za gospodarstvo bili su porazni. Postalo je sasvim jasno zanemarivanje jednog od osnovnih ciljeva politike stvaranja europskog energetskeg tržišta. Pojavila se hitna potreba za usvajanjem novih mjera za otvaranje prema tržišnom natjecanju i prema integraciji tržišta. Paket naglašava važnost zakonskog uvođenja razdvajanja vlasništva nad mrežama (što još uvijek nije u primjeni u dobrom dijelu zemalja članica) i osnivanje barem jednog neovisnog subjekta koji bi upravljao aktivnostima. Naglašena je i potreba za uvođenjem učinkovitijih propisa i pravilnika na području internog djelovanja i međusobnog internog povezivanja i razvoja infrastrukture za realizaciju prekogranične mreže⁸¹. Doista otvoreno i konkurentno tržište, koje omogućuje prekograničnu trgovinu pli-

ve primjene. U izvješću Komisija potiče: (i) novi pristup tzv. *Mehanizmu čistog razvitka (Clean Development Mechanism – CDM)*, još jednostavnijom i još širom primjenom; (ii) poboljšanje uvjeta za pristup sredstvima financiranja (pomoć u razvoju, fondovi za veću energetske učinkovitost, projekti CDM-a itd.) za izgradnju infrastrukture za proizvodnju eko-održive električne energije; (iii) sektorski pristup uz moguće uvođenje shema sektorskog trgovanja *emisija* tj. za različite grane gospodarstva na nacionalnoj ili na globalnoj razini (proizvodnja aluminijske, proizvodnja električne energije, čelika, željeza, prerada i finalizacija itd.) otvorenih prema zemljama u razvoju. Takav bi pristup omogućio ograničavanje selidbe postrojenja visoke potencijalne razine emisije iz industrijaliziranih zemalja u kojima postoji obveza smanjenja emisije, prema zemljama u kojima nisu prisutne te vrste ograničenja.

81 Izrađena je i karta hitne infrastrukture koju je potrebno izgraditi do 2013. godine. Predloženo je imenovanje jednog europskog koordinatora za svaki od problematičnih projekata, uz utvrđivanje maksimalnog roka od

nom i električnom energijom, smatra se pretpostavkom za ostvarenje drugih politika predviđenih tim paketom. Stoga se Europska komisija obvezala da će predstaviti prijedloge obvezujućih mjera koje trebaju biti prihvaćene do 2009. godine. Paket se bavi i osnovnom temom energetske sigurnosti, potičući razvoj mehanizma solidarnosti među zemljama članicama suočenima s krizom opskrbe te zajedničke vanjske politike prema trećim zemljama u smislu komunikacije preko jedne osobe (engl. *speak with one voice*).

3.7.1. Europa i nuklearna energija

Od ukupne električne energije proizvedene u Europi (27 zemalja), 26% potječe iz nuklearnih izvora (oko polovice europskih zemalja pribjegava nuklearnim izvorima energije). Ipak, svaka će zemlja članica biti slobodna odabrati politiku koju želi slijediti na nacionalnoj razini, pod uvjetom da ispuní obveze za postizanje predviđenih ciljeva. Komisija je tada postavila samo obavezu ulaganja u istraživanja o tretiranju nuklearnog otpada i povećanju sigurnosti. Ta neutralna pozicija u odnosu na tako bitan izvor energije potječe od nedostatka kompetencija Europe na području izbora nacionalnog energetskeg miksa. Unatoč pokušaju Francuske da se nuklearna energija prizna kao obnovljiv izvor, Komisija je takva nastojanja jasno isključila: nuklearna energija ne spada među izvore koje EU namjerava promicati. Uostalom, drukčije i ne može biti nakon što su rezultati referenduma održanih u nekoliko europskih zemalja koje ne proizvode energiju iz nuklearnih izvora jasno ukazali na raspoloženje građana, a slijedom referenduma odabrana je i odgovarajuća politička opcija koja vodi brigu o javnom mišljenju i o osjetljivosti biračkoga tijela.

Neki analitičari tvrde kako bez električne energije proizvedene u nuklearnim centralama ostvarenje navedenih ciljeva smanjenja emisije stakleničkih plinova u Europi ne bi bilo moguće ili bi ostvarenje istih bilo vrlo mukotrpno te da takva europska politika zapostavlja zemlje poput Italije koje nemaju nuklearne elektrane. Te su tvrdnje sasvim sigurno jednim dijelom osnovane, ali nije rečeno da potreba ulaganja dodatnih napora u poboljšanje energetske učinkovitosti i u obnovljive izvore energije u zemljama koje nemaju nuklearne elektrane ne može, barem srednjoročno, donijeti korist sa stajališta konkurentnosti i sposobnosti za inovacije. U svakom slučaju isključenost europske politike na području nuklearne energije nije vezana za eventualne namjere kažnjavanja pojedinih država nego je isključivo uzrokovana ograničenjima na području kompetencija.

3.7.2. Politička vrijednost jednostrane europske obveze

Paketom klima-energija Europska je komisija pokrenula jednu vrstu izazova cijelome svijetu, predlažući Europi (27 zemalja) da se u svakom slučaju pokaže u svojoj virtuočnoj ulozi, bez obzira na globalne obveze drugih industrijaliziranih zemalja. Jednostrana obveza

5 godina, do kada bi procedure planiranja i prihvaćanja projekata od europskog značenja morale biti dovršene.

smanjenja emisije plina za 20 % ambiciozan je prijedlog u odnosu na cilj prosječnog smanjenja za 8 % zemalja članica prema nacrtu protokola iz Kyota. Taj se cilj smatra teško ostvarivim s trenutno raspoloživim tehnologijama, a pogotovo bez doprinosa nuklearnih elektrana. Pojedini kritičari ističu kako bez preuzimanja obveza drugih industrijaliziranih zemalja i zemalja u razvoju s visokom stopom gospodarskog rasta postoji vrlo velika opasnost od negativnog utjecaja na europski industrijski sustav. Komisija se eksponira vlastitim „izjavama o namjeri” kako bi privukla i druge industrijalizirane zemlje i kako bi bio postignut dogovor koji bi bio obvezujući na globalnoj razini. Kako bi jednostrana obveza bila uvjerljivija, Europska komisija je predložila niz koordiniranih aktivnosti kao potporu naporima koji se zahtijevaju od niza zemalja članica. Stvarne mogućnosti primjene navedenih politika i pritisak koji će Europljani osjetiti na globalnoj razini, nepoznanica su iako su od temeljnog značenja za uspjeh tako ambicioznog plana.

3.8. Europsko vijeće u Berlinu u ožujku 2007.

Zbog paketa od 10. siječnja 2007. nova europska klimatska i energetska politika postala je zadaća prvorazrednog značenja za Europu. Pretpostavlja se da je prije stavljanja te nove politike na dnevni red, Barrosova Komisija uskladila rokove, način i barem dio sadržaja s finskim predsjedateljem kojemu je isticao mandat, kao i s novim njemačkim predsjedateljem te da su promatrane reakcije drugih zemalja članica. U Zaključcima Vijeća Europe navode se ciljevi na koje se mora usredotočiti nova politika: veća sigurnost opskrbe, viša razina konkurentnosti europske ekonomije, dostupnost energije po prihvatljivim cijenama i suprotstavljanje klimatskim promjenama. Šefovi država i vlada prihvatili su izazov progresivnog transformiranja Europe u ekonomiju visoke razine energetske učinkovitosti i niskih razina emisije ugljika, unatoč naglašenoj potrebi uvažavanja različitih situacija u zemljama članicama i diferencirane raspodjele napora i troškova⁸².

Iskazana je želja za stvarnim razdvajanjem energetske djelatnosti opskrbe i proizvodnje od energetske djelatnosti prijenosa i distribucije (engl. *unbundling*), želja za usklađivanjem ovlasti i jačanjem neovisnosti nacionalnih energetske regulatornih tijela, između ostalog i radi poboljšanja suradnje. U Berlinu su europski lideri pokazali kako im je jasno da Europa sama neće moći uvjetovati proces klimatskih promjena niti sama sebi osigurati energetsku sigurnost. Potrebni su sporazumi u koje će biti uključene i druge zemlje odgovorne za emisiju stakleničkih plinova. Sporazumima o suradnji i partnerskom odnosu potaknut je zajednički pristup energetske politici u suradnji s trećim zemljama, intenziviranjem odnosa s centralnom Azijom, Kaspijskom i Crnomorskom regijom, jačanjem dijaloga s Kinom, Brazilom, Indijom i drugim gospodarskim silama i rastućim gospodarstvom, a pokrenuta je i posebna vrsta odnosa sa zemljama na području Afrike. Energetska i klimatska politika

82 U Prilogu zaključcima Vijeća nalazi se i Plan aktivnosti Europske energetske politike za razdoblje 2007. - 2009., koji upozorava na činjenicu da energetska miks za koji se opredjeljuje svaka pojedina država članica može utjecati na mogućnost ostvarivanja sveukupnih europskih ciljeva.

postaje sve bitnijom polugom u vanjskim odnosima EU-a.

Promjene u načinu proizvodnje i potrošnje impliciraju i određene alokacije gospodarskih resursa. Vijeće se obvezuje na progresivno povećanje fondova u korist novog ekološkoga gospodarstva, promidžbom istraživanja i inovacija, stimuliranjem potražnje za čistom energijom, radi konkurentnosti i zapošljavanja na području gospodarstva pred kojim je velika budućnost. Konstatirana je i potreba za jačanjem tržišnih mehanizama vezanih za razmjenu kvota emisije radi dostizanja ciljanih europskih vrijednosti. Utvrđena je nedovoljna učinkovitost tog tržišnog segmenta, te da bi dodatnim opterećenjem korisnika prava na štetne emisije to tržište doista profunkcioniralo. Upućen je i poziv na skromnije korištenje fosilnih goriva i na intenziviranje istraživanja na području racionalizacija u korištenju fosilnih goriva. Skup u Berlinu poravnao je put pred Europskom komisijom i pred prezentacijom novih dvaju paketa s temom o upotpunjavanju unutarnjeg tržišta i mjera nakon skupa u Kyotu na kojemu se raspravljalo o smanjivanju emisije i obnovljivim izvorima energije. Nakon Berlina ostalo je, ipak, nekoliko političkih čvorova koje će biti potrebno razvezati, a koji su politički veoma bitni, počevši od raspodjele napora za poštivanje europskih ciljeva među zemljama članicama unutar Europe. No, po prvi put je iskazana jasna politička volja za ozbiljnim promišljanjem o energetskej sigurnosti i suprotstavljanju globalnom zagrijavanju.

3.9. Europska energetska politika

Europska unija je posljednjih godina radila na kontinuiranom unaprijeđenju svoje energetske politike. Svaka donesena strategija temeljila se na ciljevima održivog razvoja, promičući proizvodnju iz obnovljivih izvora energije i progresivno smanjenje emisija.

3.9.1. SET-plan

SET-plan koji je Europska unija usvojila 2008. godine, prvi je korak u uspostavljanju politike energetske tehnologije za Europu. Glavno je sredstvo potpore donošenju odluka za europsku energetskej politiku, s ciljem:

1. ubrzavanja razvoja znanja, prijenosa i primjene tehnologije,
2. održavanja industrijskog vodstva EU-a u energetskej tehnologijama s niskim udjelom ugljika,
3. promicanja znanosti za transformiranje energetskej tehnologija radi postizanja ciljeva za energiju i klimatske promjene do 2020.,
4. doprinosa svjetskej tranziciji na gospodarstvo s niskim udjelom ugljika do 2050. godine.

Provedba SET-plana započela je uspostavljanjem Europskej industrijske inicijative (EII) koje okupljaju industriju, istraživačku zajednicu, države članice i Komisiju u podjeli rizika,

javno-privatnim partnerstvima usmjerenim na brzi razvoj ključnih energenata i tehnologije na europskoj razini. Paralelno s tim, Europsko savezništvo za energetska istraživanja (EERA) od 2008. radi na usklađivanju istraživačko-razvojnih aktivnosti pojedinih istraživačkih organizacija s potrebama prioriteta SET-plana i uspostavljanju zajedničkog programskog okvira na razini EU-a. Predviđeni proračun za SET-plan procijenjen je na 71,5 milijardi eura. Plan SET ima dva glavna vremenska okvira:

1. Za 2020. SET-plan pruža okvir za ubrzavanje razvoja i primjene isplativih tehnologija s niskim udjelom ugljika. Ovakvim sveobuhvatnim strategijama EU je na putu da postigne svoj cilj 20-20-20: 20 % smanjenje emisija CO₂, 20 % udjela energije iz izvora s niskim udjelom ugljika i 20 % smanjenja korištenja primarne energije poboljšanjem energetske učinkovitosti do 2020.
2. Za 2050. plan SET usmjeren je na ograničavanje klimatskih promjena na globalni porast temperature od najviše 2 °C, posebno usklađivanjem vizije smanjenja emisija stakleničkih plinova u EU za 80 - 95 %. Cilj SET-plana s tim u vezi je daljnje snižavanje troškova energije s niskim udjelom ugljika i stavljanje energetske industrije EU-a u prvi plan brzorastućeg sektora energetske tehnologije s niskim udjelom ugljika.

3.9.2. Strategija energetske unije

Strategija energetske unije (COM/2015/080) objavljena je 25. veljače 2015., kao ključni prioritet Junckerove komisije (2014.-2019.). Njezin cilj je izgradnja energetske unije koja potrošačima u EU (kućanstvima i tvrtkama) daje sigurnost, održivost i konkurentnu i pristupačnu energiju. Od pokretanja 2015. godine, Europska komisija objavila je nekoliko paketa mjera i redovitih izvješća o napretku koja prate provedbu ovog ključnog prioriteta kako bi osigurala postizanje strategije energetske unije. Energetska unija gradi pet usko povezanih i međusobno jačajućih dimenzija:

1. Sigurnost, solidarnost i povjerenje – diverzifikacija europskih izvora energije i osiguravanje energetske sigurnosti kroz solidarnost i suradnju između zemalja EU-a
2. Potpuno integrirano unutarnje energetske tržište – omogućava slobodan protok energije kroz EU kroz odgovarajuću infrastrukturu i bez tehničkih ili regulatornih prepreka
3. Energetska učinkovitost – poboljšana energetska učinkovitost smanjit će ovisnost o uvozu energije, smanjiti emisije i potaknuti radna mjesta i rast
4. Klimatske akcije, dekarbonizacija gospodarstva – EU je predana brzom ratifikaciji Pariškog sporazuma i zadržavanju vodstva u području obnovljivih izvora energije
5. Istraživanje, inovacije i konkurentnost – potpora probojima u tehnologijama s niskim udjelom ugljika i čistom energijom davanjem prednosti istraživanju i inovacijama kako bi se pokrenula energetska tranzicija i poboljšala konkurentnost.

3.9.3. Energetska strategija 2020. (2010.)

Klimatski i energetska paket 2020 je skup zakona donesenih kako bi se osiguralo da EU ispuni svoje klimatske i energetske ciljeve za 2020. godinu. Jedna od najvažnijih strateških promjena koje proizlaze iz paketa je usklađivanje planiranja i koordinacije provedbe nacionalnih energetske politike na razini EU. Strategija Europa 2020. predložena je s dugoročnom vizijom kako bi se državama članicama osigurao prosperitet, razvoj i konkurentnost. Ova strategija podijeljena je u tri glavna područja.

Do 2020. EU je ciljala smanjiti emisiju stakleničkih plinova za najmanje 20 %, povećati udio obnovljive energije na najmanje 20 % potrošnje i postići uštedu energije od 20 % ili više (u odnosu na referentnu 1990. godinu). Ovaj pristup poznat je pod nazivom 20-20-20. Sve zemlje EU također moraju postići 10 % udjela obnovljive energije u svom prometnom sektoru. Strategija Energy 2020 za konkurentnu, održivu i sigurnu energiju postavlja ciljeve koji će pomoći EU-u pri borbi protiv klimatskih promjena i zagađenja zraka. Strategija također pomaže EU-u da smanji ovisnost o stranim fosilnim gorivima, a istovremeno održava energiju pristupačnom za potrošače i tvrtke.

Paket predviđa niz propisa koji podržavaju integraciju OIE u energetska sustav kako bi se mogli razvijati brže nego prije. Ukratko, paket čiste energije započeo je provedbu uspostavljanja energetske unije, što je sljedeća faza u reformi klimatske i energetske politike Zajednice. Paket jasno ukazuje na smjerove i metode transformacije – prioritet su OIE i energetska učinkovitost⁸³. Energetska strategija imala je značajan utjecaj na gospodarsku, regionalnu i financijsku politiku EU i predstavljala je jedan od prvih koraka ka dugoročnoj strategiji održivog razvoja Europske unije i njezinih država članica.

3.9.4. Europski Klimatski Plan za 2050. – put prema klimatskoj neutralnosti

S Europskim zakonom o klimi Komisija predlaže pravno obvezujući cilj neto nulte emisije stakleničkih plinova do 2050. Institucije EU-a i države članice zajednički su obvezne poduzeti potrebne mjere na razini EU-a i nacionalnoj razini kako bi ispunile cilj. EU do 2050. želi postići klimatsku neutralnost, odnosno postati gospodarstvo s nultom neto stopom emisija stakleničkih plinova. Taj je cilj srž europskog Zelenog plana te je u skladu s obvezom EU-a na temelju Pariškog sporazuma o globalnom djelovanju u području klime. Važnu ulogu imat će svi segmenti društva i svi gospodarski sektori, od energetske sektora do industrije, mobilnosti, održavanja i gradnje zgrada, poljoprivrede i šumarstva. U okviru europskog zelenog plana Komisija će 2020. predložiti prvi europski propis o klimi kako bi cilj postizanja klimatske neutralnosti do 2050. ugradila u zakonodavstvo.

Države članice EU-a moraju donijeti dugoročne nacionalne strategije za smanjenje emisija stakleničkih plinova kako bi ispunile obveze na temelju Pariškog sporazuma i ciljeve EU-a.

83 Kryk, B., Guzowska, M.K., 2021. Implementation of Climate/Energy Targets of the Europe 2020 Strategy by the EU Member States. *Energies* 14, 71-101

Energetski plan 2050 istražuje tranziciju energetskega sustava na način da bi to bilo kompatibilno s prethodno navedenim ciljem smanjenja stakleničkih plinova, istovremeno povećavajući konkurentnost i sigurnost opskrbe. Da bi se postigli ti ciljevi, potrebno je uložiti značajna ulaganja u nove tehnologije s niskim udjelom ugljika, obnovljivu energiju, energetske učinkovitosti i mrežnu infrastrukturu. Budući da se ulaganja odnose na razdoblje od 30 godina, politike koje promiču stabilnu poslovnu klimu (koja potiče ulaganja s niskim udjelom ugljika) moraju se početi provoditi već danas.

3.9.5. Čista energija za sve Europljane

Sporazum Čista energija za sve Europljane označio je značajan korak prema provedbi strategije energetske unije. Na temelju prijedloga Komisije objavljenih 2016., paket se sastoji od 8 novih zakona. Nakon političkog dogovora Vijeća EU i Europskog parlamenta (finaliziranog u svibnju 2019.) zemlje EU imaju 1-2 godine za pretvaranje novih direktiva u nacionalno zakonodavstvo. Konkretnije, Sporazum Čista energija za sve Europljane ažurira sljedeće ciljeve EU -a do 2030. godine⁸⁴:

1. 40% smanjenje emisija stakleničkih plinova u usporedbi s razinama iz 1990. godine;
2. 32% udjela obnovljivih izvora energije u energetskeom miksu EU;
3. 32,5% energetske učinkovitosti, u odnosu na referentni scenarij utvrđen 2007.

Paket čiste energije sastoji se od četiri direktive i četiri uredbe.

Direktiva o energetskeoj učinkovitosti u zgradama (EU) 2018/844: Direktiva postavlja posebne odredbe za bolje i energetske učinkovitije zgrade. Njime se ažuriraju i dopunjuju mnoge odredbe iz Direktive 2010/31/EU.

Direktiva o obnovljivoj energiji (EU) 2018/2001: Direktiva postavlja obvezujući cilj od 32% obnovljivih izvora energije (OIE) u energetskeom miksu EU -a do 2030., s mogućim preispitivanjem za povećanje do 2023. Ona također uključuje odredbe za fokusiranje na obnovljive izvore u sektoru transporta, grijanja i hlađenja.

Direktiva o energetskeoj učinkovitosti (EU) 2018/2002: Direktiva postavlja cilj od 32,5% za energetske učinkovitost za 2030., u usporedbi s osnovnim scenarijem utvrđenim 2007., s mogućom revizijom naviše 2023. Također uključuje odredbe koje proširuju obvezu uštede energije i daljinsko očitavanje mjerača topline.

Uredba o upravljanju energetskeom unijom (EU) 2018/1999: Uredba postavlja novi sustav upravljanja Energetskeom unijom. Svaka država članica treba uspostaviti integrirani 10-godišnji nacionalni energetske i klimatske plan (NECP) za 2021. do 2030., s dugoročnijim pogledom na 2050. Plan je navesti kako će država članica postići svoje ciljeve.

⁸⁴ European University Institute, 2020. The EU clean energy package (ed. 2020): detailed report about the Clean Energy Package, Technical Report, Florence School of Regulation, Energy, 2020

Uredba o električnoj energiji (EU) 2019/943: Uredba postavlja načela za unutarnje tržište električne energije EU. Usredotočena je uglavnom na veleprodajno tržište, kao i na rad mreže. U tom smislu, Uredba uključuje odredbe koje utječu na određene članke u kodeksima i smjernicama o radu elektroenergetskih mreža.

Direktiva o električnoj energiji (EU) 2019/944: Direktiva određuje pravila za proizvodnju, prijenos, distribuciju, opskrbu i skladištenje električne energije. Također uključuje aspekte osnaživanja i zaštite potrošača. Osim toga, Direktiva o uređenju tržišta postavlja odredbe za fleksibilnu nabavu operatora distribucijskog sustava.

Uredba o pripravnosti na rizik (EU) 2019/941: Uredba zahtijeva od država članica da pripreme planove o tome kako se nositi s potencijalnim budućim krizama električne energije. Oni trebaju koristiti zajedničke metode i identificirati moguće scenarije krize opskrbe električne energije, kako na nacionalnoj tako i na regionalnoj razini.

Uredba ACER 2019/942⁸⁵: Uredbom se ažurira uloga i funkcioniranje Agencije Europske unije za suradnju energetske regulatora (ACER). Paket čiste energije također povećava kompetencije ACER-a u prekograničnoj suradnji. Štoviše, ACER-ove zadaće prilagođava novom regulatornom okviru uspostavljenom Paketom čiste energije.

3.9.6. Zeleni plan

Zeleni plan Europske unije glavna je nova strategija rasta EU za tranziciju gospodarstva na održivi ekonomski model. Predstavljen u prosincu 2019., sveobuhvatni cilj Zelenog plana je da EU postane prvi klimatski neutralan kontinent do 2050., što će rezultirati čišćim okolišem, pristupačnijom energijom, pametnijim prijevozom, novim radnim mjestima i općenito boljom kvalitetom života. Svih 27 država članica EU-a obvezalo se pretvoriti EU u prvi klimatski neutralan kontinent do 2050. Da bi to uspjeli, obvezali su se smanjiti emisije za najmanje 55% do 2030. u usporedbi s razinama iz 1990. godine. Europski Zeleni plan (engl. EU Green Deal) predviđa mobiliziranje najmanje jednog bilijuna eura u deset godina, a znatna ulaganja očekuju se i iz privatnog sektora. Ovo će ulaganje financirati provedbu politike potrebne za gospodarski rast EU-a i klimatsku neutralnost.

U okolnostima neravnomjerne razvijenosti pojedinih zemalja i regija, ali i šarolikih energetske praksi zemalja članica, izgledno je da će prelazak na zeleno gospodarstvo imati različit utjecaj diljem Unije. Stoga će EU pružiti financijsku i tehničku pomoć u sklopu okvira mehanizma za pravednu tranziciju. Također, u skladu s europskim zelenim planom i godišnjom strategijom održivog rasta za 2020., Komisija će pojačati praćenje nacionalnih planova i mjera za ubrzanje tranzicije na kružno gospodarstvo u okviru preusmjeravanja

85 Agencija Europske unije za suradnju energetske regulatora (engl. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER) osnovana je u ožujku 2011. godine zakonodavstvom Trećeg energetske paketa kao neovisno tijelo za poticanje integracije i dovršetka europskog unutarnjeg energetske tržišta za električnu energiju i prirodni plin

fokusa europskog semestra kako bi održivost postala njegov još važniji element. Zajedno, ove inicijative EU-a djelovat će u sinergiji na postavljanju temelja za dekarbonizirani energetska sustav EU-a.

Glavni elementi (10) Zelenog plana EU su⁸⁶:

Klimatsko djelovanje

Između 1990. i 2018. emisije stakleničkih plinova u EU smanjene su za 23 posto⁸⁷. Središnji cilj Zelenog dogovora EU-a je odrediti putanju kako bi EU bila klimatski neutralna do 2050. godine. Kao prekretnicu prema ovom cilju, Komisija EU predložila je cilj do 2030. za smanjenje emisija stakleničkih plinova za od 55% u usporedbi s 1990.

U sklopu klimatskog djelovanja Europski zakon o klimi zahtijeva da sve politike EU-a pridonose postizanju cilja Zelenog plana EU. Kao rezultat toga, Komisija preispituje svaki zakon EU kako bi osigurala njegovu usklađenost s ciljevima smanjenja emisija. Ključni zakoni koje Komisija predlaže revidirati u svjetlu novog cilja smanjenja emisija su:

1. Direktiva o obnovljivoj energiji (engl. Renewable Energy Directive);
2. Direktiva o energetske učinkovitosti (engl. Energy Efficiency Directive);
3. Sustav trgovanja emisijama (engl. Emissions Trading System);
4. Uredba o podjeli napora (engl. Effort Sharing Regulation);
5. Uredba o namjeni, promjenama namjene zemljišta i šumarstvu (engl. Land Use, Land Use Change and Forestry Regulation);
6. Direktiva o energetske učinkovitosti zgrada (engl. Energy Performance of Buildings Directive);
7. Direktiva o oporezivanju energije (engl. Energy Taxation Directive).

Čista energija

Proizvodnja i korištenje energije u svim gospodarskim sektorima trenutno čini više od 75 posto emisija stakleničkih plinova u EU⁸⁸. Politika čiste energije ima za cilj smanjiti ovu brojku razvojem energetske sektora koji se uglavnom temelji na obnovljivim izvorima i integriranom, međusobno povezanom i digitaliziranom energetske tržištu EU⁸⁹. U tom kontekstu mogu se razabrati četiri glavne inicijative:

1. Strategija razvoja obnovljivih izvora energije na moru potiče ulaganje od gotovo 800 milijardi eura od sada do 2050. u infrastrukturu i istraživanja energije na moru. To bi trebalo povećati kapacitet vjetroelektrana na moru EU sa sadašnje razine od 12 GW

86 Norton Rose Fulbright, 2021. The EU Green Deal explained

87 European Commission, The European Green Deal, COM/2019/640

88 European Commission, A Clean Planet for all, COM/2018/773

89 European Commission, The European Green Deal, COM/2019/640

na 300 GW do 2050. godine, a kapacitet na elektrana baziranih na energiji oceana sa sadašnje razine od 13 MW na 40 GW do 2050.

2. Strategija EU za vodik istražuje potencijal čistog vodika da doprinese dekarbonizaciji energetskeg sektora. Usvojena strategija promiče inovacije u pogledu razvoja proizvodnje i korištenja čistog vodika. Strategija uključuje cilj ugradnje najmanje 6 GW zelenih elektrolizatora vodika unutar EU, koji će proizvoditi do 1 milijun tona vodika do 2024. Do 2030. ambicija je instalirati najmanje 40 GW elektrolizera koji će proizvoditi do 10 milijuna tona vodika u EU.
3. Paket Čista energija za sve Europljane olakšat će strategiju integracije energetskeg sustava, čiji je cilj poboljšati koordinaciju planiranja i rada energetskeg sustava.
4. Revizija Trans-europskih mreža za energetske regulativu (TEN-E Uredba) odražava ubrzano usvajanje obnovljivih izvora energije, integraciju pametnog sektora, modernizaciju prekogranične energetske infrastrukture EU-a i obvezne kriterije održivosti za sve projekte.

Održiva industrija

Trenutačno na industriju otpada 20% emisija stakleničkih plinova u EU⁹⁰. Zeleni plan EU stoga uključuje aktivnosti za jačanje napora vezanih za dekarbonizaciju industrijskih lanaca opskrbe i procesa. Usvojeni Akcijski plan kružnog gospodarstva (engl. Circular Economy Action Plan) predstavlja inicijative za povećanje roka trajanja proizvoda kako bi se ublažio pritisak na prirodne resurse. Uključuje Politiku održivih proizvoda (engl. Sustainable Products Policy), koja regulira poboljšanje ponovne upotrebe proizvoda, popravljivost i integraciju recikliranog sadržaja. Cilj usvojene Industrijske strategije EU (engl. EU Industrial Strategy) je razvoj tržišta klimatski neutralnih proizvoda te poticanje digitalne tranzicije u EU. Zeleni plan EU napominje da su te mjere nužne kako bi se osigurala opskrba kritičnim sirovinama potrebnim za čiste tehnologije kao što su čisti vodik, gorive ćelije i druga alternativna goriva, skladištenje energije te hvatanje, skladištenje i korištenje ugljika.

Što se tiče baterija, prijedlogom Europske komisije za održive baterije i Uredbom o baterijama i otpadnim baterijama nastoji se ojačati održivost opskrbenih lanaca i poboljšati recikliranje industrijskih, automobilskih, električnih i prijenosnih baterija stavljenih na tržište EU. Prijedlozi uključuju poboljšane ciljeve recikliranja, zahtjeve izvješćivanja o ugljičnom otisku, kao i obveznu dubinsku provjeru lanca opskrbe.

Zgrade i renovacija

Zgrade su odgovorne za otprilike 40 posto potrošnje energije u EU i 36 posto emisija stakleničkih plinova iz energije⁹¹. Ciljevi Zelenog plana EU zahtijevaju čistije zgrade i građevin-

90 European Commission, The European Green Deal, COM/2019/640

91 European Commission, The European Green Deal, COM/2019/640

ske sektore. Renovacijski val (engl. Renovation Wave) je strategija za obnovu zgrada kako bi se povećala njihova energetska učinkovitost. Ona daje prioritet dekarbonizaciji grijanja i hlađenja, posebno se fokusirajući na obnovu javnih zgrada, poput škola i bolnica. Energetska učinkovitost u zgradama bit će prioritet, a Komisija EU će istražiti mogućnost uključivanja emisija iz zgrada u sustav trgovanja emisijama EU (engl. EU ETS – EU Emission trading scheme).

Komisija također preispituje Uredbu o građevinskim proizvodima (engl. Construction Products Regulation), koja postavlja zahtjeve za građevinske proizvode na unutarnjem europskom tržištu. Usporedno s tim, Europska komisija predlaže rad na otvorenoj platformi koja okuplja arhitekta, inženjere i lokalne vlasti kako bi riješili prepreke obnove zgrada. Ova bi se akcija mogla usmjeriti na tvrtke energetske usluga koje bi mogle pokrenuti obnovu ugovaranjem raznih programa energetske učinkovitosti. Reforme su namijenjene optimizaciji razvoja inovativnog financiranja u građevinskom sektoru i promicanju energetski učinkovitih ulaganja u zgrade.

Održiva mobilnost

Područje politike održive mobilnosti obuhvaća inicijative za smanjenje emisija iz prometa, koje čine 25 posto emisija stakleničkih plinova u EU⁹². Usvojena Strategija za održivu i pametnu mobilnost postavlja temelj za djelovanje za transformaciju prometnog sektora EU, s ciljem smanjenja emisija za 90% do 2050. godine, koje se ostvaruje pametnim, konkurentnim, sigurnim, pristupačnim i pristupačnim prometnim sustavom. Povećanje kapaciteta i smanjenje zagušenja i onečišćenja mogli bi se postići kao rezultat napora za promicanjem održivijih prijevoznih sredstava. Strategija postavlja niz ciljeva do 2030., uključujući:

1. Najmanje 30 milijuna automobila s nultim emisijama bit će u prometu na europskim cestama;
2. 100 europskih gradova bit će klimatski neutralno;
3. Brzi željeznički promet udvostručit će se diljem Europe;
4. Planirana kolektivna putovanja za putovanja ispod 500 km trebala bi biti ugljično neutralna;
5. Automatizirana mobilnost bit će raspoređena u velikom opsegu;
6. Pomorski brodovi s nultom emisijom bit će spremni za tržište, s daljnjim ciljevima do 2035. i 2040. godine.

Kako bi se ispunili ovi ciljevi, razmatra se niz prijedloga za revidiranje zakonskog okvira. Jedan aspekt je revizija Direktive o razvoju infrastrukture za alternativna goriva, koja postavlja zahtjeve za proširenje mreže stanica za punjenje i punjenje goriva u EU-u za alternativna goriva za vozila kao što su električne baterije i vodik. Uredba kojom se utvr-

92 European Commission, The European Green Deal, COM/2019/640

đuju standardi emisija CO₂ za nove osobne automobile i za nova laka gospodarska vozila također se može revidirati u svjetlu cilja EU-a o neutralnosti ugljika⁹³. Revizija bi podrazumijevala strože standarde emisija za cestovna vozila. Komisija EU također planira reviziju Uredbe o transeuropskoj prometnoj mreži (TEN-T Uredba) i Direktive o inteligentnim prometnim sustavima. Time se želi povećati korištenje vozila s nultom emisijom, stvoriti održiva alternativna rješenja i podržati digitalizaciju i automatizaciju.

Baterije će biti važne za razvoj električnih vozila, kao i za transformaciju energetskog sustava. Zbog toga je politika EU-a također usmjerena na održive lance opskrbe baterijama koji pokrivaju cijeli vijek trajanja baterije, uključujući recikliranje i ponovnu uporabu. U svom prijedlogu Uredbe o baterijama i istrošenim baterijama Europska komisija nastoji ojačati održivost opskrbenih lanaca i poboljšati recikliranje industrijskih, automobilskih, električnih vozila i prijenosnih baterija stavljenih na tržište u EU.

Također, EU ETS se pokazao učinkovitim u sektorima u kojima djeluje. Dio plana rada Europske komisije uključuje reviziju pravila ETS-a za zrakoplovni sektor, uključujući pregled prijedloga za smanjenje besplatnih emisijskih jedinica dodijeljenih sektoru. Komisija EU također predlaže proširenje ETS-a na pomorski sektor, a podložan procjeni utjecaja je i cestovni promet.

Smanjenje onečišćenja

Zagađenje je najveći uzrok višestrukih psihičkih i fizičkih bolesti te preranih smrti, ali i značajan pokretač gubitka biološke raznolikosti. Stoga je Komisija EU -a predložila Akcijski plan nultog zagađenja. To predlaže da se mjere otklanjanja onečišćenja ugrade u sve razvojne politike i da se poduzmu koraci za daljnje odvajanje gospodarskog rasta od povećanja onečišćenja. Akcijski plan se sastoji od tri glavne akcije za uklanjanje onečišćenja. Prvo, kemijska strategija za održivost za zaštitu okoliša od opasnih kemikalija. Drugo, akcijski plan o nultom onečišćenju za vodu, zrak i tlo, kako bi se bolje spriječilo, popravilo, pratilo i izvještavalo o onečišćenju. U sklopu ove poluge predviđena je i revizija Uredbe o tvarima koje oštećuju ozonski omotač.

„Od polja do stola“ (engl. Farm to Fork)

Prehrambeni sustavi odgovorni su za oko 21-37 posto globalnih emisija stakleničkih plinova i koriste značajne prirodne resurse⁹⁴. Strategija Farm to Fork ima za cilj rješavanje ekoloških problema održivosti prehrambenog sustava. Strategija će se usredotočiti na smanjenje otpada i transformaciju proizvodnje, obrade, maloprodaje, pakiranja i transporta hrane. Strategija Farm to Fork predlaže utrošiti 10 milijardi eura na istraživanje i inovacije

93 European Commission, Strategy, Zero pollution action plan

94 European Commission, Farm to Fork Strategy

u hrani, bio-ekonomiji, prirodnim resursima, poljoprivredi, ribarstvu, akvakulturi i okolišu, kao i na digitalne tehnologije i rješenja temeljena na prirodi za poljoprivrednu hranu, financirana od strane Horizon Europe, okvirnog programa EU za istraživanje i inovacije. Komisija i dionici prehrambenog lanca razvijaju Kodeks ponašanja EU-a za odgovorno poslovanje i marketinšku praksu u sklopu čega traže od prehrambenih tvrtki i organizacija da počnu poduzimati korake prema poboljšanju zdravlja, održivosti i okoliša. Predviđena je i reforma Zajedničke poljoprivredne politike (ZPP).

Zasebno, Komisija EU predložila je Strategiju za smanjenje emisije metana (engl. Strategy to reduce methane emissions). Metan je drugi najveći doprinositelj klimatskim promjenama nakon ugljičnog dioksida, a uz to doprinosi i onečišćenju zraka. Smanjenje emisija metana zahtijeva međusektorski pristup: u EU 53% antropogenih emisija metana dolazi iz poljoprivrede, 26% iz otpada i 19% iz energije⁹⁵. Strategija za metan fokusira se na odgovarajuće izvješćivanje i mogućnosti za proizvodnju bioplina, kao i na specifične mjere u sektoru energetike, poljoprivrede i otpada.

Očuvanje biološke raznolikosti

U posljednjih 40 godina populacija divljih vrsta pala je za 60% zbog ljudskih aktivnosti⁹⁶. Strategija EU o biološkoj raznolikosti za 2030. (engl. EU Biodiversity strategy) identificira ključne pokretače gubitka biološke raznolikosti kao promjene u korištenju kopna i mora, prekomjerno iskorištavanje, klimatske promjene, onečišćenje i invazivne strane vrste. Gubitak biološke raznolikosti i klimatske promjene međusobno su povezane, a rješenja temeljena na prirodi imat će važnu ulogu u ublažavanju i prilagođavanju klimatskim promjenama. Europska komisija utvrđuje da su industrije koje jako ovise o biološkoj raznolikosti građevinarstvo, poljoprivreda te sektori hrane i pića.

Strategija biološke raznolikosti EU-a funkcionirat će u tandemu sa strategijom „Od polja do stola“ usredotočujući se na obnovu šuma, tla i močvara te stvaranje zelenih površina u gradovima. Kako bi riješio zakonske praznine koje ometaju poboljšanje standarda biološke raznolikosti u cijeloj EU, EU će implementirati novi okvir upravljanja biološkom raznolikošću. Ovaj okvir uključuje nametanje pravno obvezujućih ciljeva obnove prirode radi obnove degradiranih ekosustava, koji će se postići potpunom provedbom inicijative EU-a o opravi-vačima i Direktive o staništima, kao i putem Zajedničke poljoprivredne politike.

Europska komisija procjenjuje da je za financiranje strategije biološke raznolikosti potrebno 20 milijardi eura godišnje. To će zahtijevati korištenje kombinacije javnog i privatnog financiranja na nacionalnoj razini i razini EU. Dio Obnovljene strategije održivog financiranja (engl. Renewed Sustainable Finance Strategy) usredotočit će se na osiguravanje da financijski sustav pridonosi ublažavanju postojećih i budućih rizika za biološku raznolikost,

95 European Commission, Strategy to reduce methane emissions

96 World Wildlife Fund, Living Planet Report - 2018: Aiming Higher

prepoznajući rizik koji gubitak biološke raznolikosti predstavlja za financijske izgledе mnogih sektora gospodarstva.

Istraživanje i razvoj

Istraživanje i razvoj podupiru svaki element Zelenog plana. Mnoge inicijative zahtijevaju korištenje novih tehnologija i transformaciju financijskih modela i lanaca opskrbe. Mnoge inicijative za istraživanje i razvoj financirat će Horizon Europe, koji će usmjeriti 35% svog proračuna od 95,5 milijardi eura za postizanje klimatskih ciljeva EU. U okviru Horizon Europe, EU će uspostaviti zelena partnerstva s raznim industrijama i svojim državama članicama kako bi se usredotočila na ključna područja kao što su baterije, čisti vodik, niskougljični čelik, izgrađeni okoliš i biološka raznolikost.

Sprječavanje nelojalne konkurencije zbog tzv. efekta „curenja ugljika“

Zeleni plan EU zahtijevat će preusmjeravanje gospodarstva EU prema niskougljičnom modelu. To sa sobom nosi rizik od „istjecanja ugljika“ (engl. carbon leakage). Problem „curenja ugljika“ podrazumijeva da se proizvodnja iz EU premjesti u druge zemlje sa slabijom regulacijom ili zemlje koje nisu sudionici sustava trgovanja emisijama. Komisija EU predlaže mehanizam pomoću kojega bi se osiguralo da cijena uvezene robe točnije odražava njihov sadržaj ugljika⁹⁷.

97 European Commission, Carbon Border Adjustment Mechanism

4. TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE I LANAC VRIJEDNOSTI, POSLOVNI MODELI I SUSTAVI UPRAVLJANJA

4.1. Uvod u lanac vrijednosti

4.1.1. Proizvod „električna energija“: fizičko-tehnološka i tržišna perspektiva

Električnu energiju možemo smatrati ili rezultatom fizičke pretvorbe različitih oblika energije u električnu energiju ili proizvodom (robom) koji zadovoljava tržišnu potražnju. Iz tehnološke perspektive, fizički tijek električne energije započinje proizvodnjom energije u elektranama. Proizvedena električna energija se na visokom naponu prenosi nacionalnim prijenosnim sustavom, zatim se transformira iz visokog u srednji i na kraju niski napon te se fizički isporučuje krajnjim potrošačima. Prema tržišnom pristupu, proizvedena energija je roba ponuđena na tržištu: proizvođači i trgovci električnom energijom prodaju je na veleprodajnom tržištu velikim kupcima (uglavnom industrijskim), operatorima sustava i društvima registriranim za trgovanje električnom energijom. Električna energija ima i nekoliko posebnih obilježja u odnosu na drugu robu široke potrošnje zbog toga što:

- ne može se skladištiti,
- treba je razmatrati s brojnih aspekata (npr. kao javnu uslugu zbog nužnosti za svaki proizvodni ciklus i značaja za svakog građanina),
- ima potražnju koja ne utječe na cijenu, odnosno varijacije cijene minimalno utječu na potrošačke navike.

Proizvedena električna energija ne može se skladištiti, osim u reduciranim količinama u odnosu na razine nacionalne potrošnje (npr. u pumpnim hidroelektrana), ili po iznimno visokim troškovima (npr. pomoću baterija koje imaju vrlo male mogućnosti skladištenja). Stoga za elektroenergetski sustav vrijedi postulat: proizvodnja u svakom trenutku mora biti jednaka potrošnji. U nedostatku takvih uvjeta, dolazi do neravnoteže koja se mora trenutno riješiti kako ne bi dovela do smanjenja kvalitete tehničkih karakteristika prenesene energije u pogledu frekvencije i napona pa čak i do odvajanja elemenata mreže i ekstremne situacije **black-outa**. Kako bi zbog nemogućnosti skladištenja električne energije operator prijenosnog sustava jamčio ravnotežu elektroenergetskog sustava, može potaknuti povećanje kapaciteta proizvodnih postrojenja, povećati ulaganja u mrežnu infrastrukturu te promicati ispravnu raspodjelu proizvodnih postrojenja na određenom teritoriju. Druga područja na koja je moguće utjecati kako bi u svakom trenutku potražnja i ponuda bile uravnotežene su:

- ulaganje u prilagodljive tehnologije za proizvodnju koje mogu pratiti varijacije zahtjeva koje proizlaze iz potrošnje,
- promicanje neraskidivih ugovora s velikim energetske potrošačima u kojima potonji

izražavaju spremnost na prekid korištenja električne energije ako se javi potreba za smanjenjem razine potrošnje,

- skladištenje potencijalne energije u reverzibilnim hidroelektranama opremljenim bazenima koji se mogu ispuniti pomoću pumpi u trenutku smanjene potrošnje i prekomjerne dostupne električne energije.

Javna usluga opskrbe električnom energijom od značaja je za društveno blagostanje, gospodarski razvoj i nacionalnu sigurnost. U kontekstu odvijanja procesa liberalizacije nezavisna energetska regulatorna tijela koja djeluju na nacionalnoj razini posvuda u svijetu (regulatori) imaju vrlo važnu ulogu. Upravljanje infrastrukturna te odnosi između opskrbljivača i krajnjih kupaca (potrošača) u tržišnoj logici zahtijevaju pažljivo uspostavljanje ravnoteže između ciljeva tržišnih sudionika za maksimizacijom profita i društvenog blagostanja. Stoga je zadaća regulatora da nadzire energetske subjekte u obavljanju energetskih djelatnosti, donosi ili odobrava cijene, iznose tarifnih stavki i naknade u skladu s metodologijama tarifnih sustava, nadzire kvalitetu opskrbe električnom energijom te da pruža pomoć, zajedno s drugim mjerodavnim tijelima, u osiguranju primjene propisanih mjera za zaštitu kupaca. Uz to, regulatori surađuju s drugim mjerodavnim tijelima u pripremi planova razvoja elektroenergetskog sektora i praćenju njihova provođenja, osobito u praćenju stanja sigurnosti opskrbe i pripremi propisa koji se odnose na tržište električne energije.

4.1.2. Liberalizacija, normativna evolucija i institucionalni subjekti tržišta električne energije

U Europi je razdoblje između 50-ih i 80-ih godina 20. stoljeća bilo obilježeno brzom industrijalizacijom. Glavni problem europskih zemalja bio je razvijanje infrastrukture koje mogu podržati brz ekonomski rast te uskladiti elektroenergetske sustave, često nastale krajem 19. stoljeća na lokalnoj razini oko većih gradskih središta ili industrijskih točaka. Tih se godina svjedočilo razvoju nacionalnih elektroenergetskih sustava: dogodila se brza ekspanzija novih postrojenja, ostvarenje novih veza i mreža osobito u ruralnim sredinama, a sve je financirano iz ulaganja koja su često zahtijevala preuzimanje pozamašnih kreditnih obveza (kredita s dugoročnom otplatom). Vertikalno integrirani monopol ostvaren u okviru čvrsto povezanih sastavnica elektroenergetskog lanca, često se manifestirao kao velika (nacionalna) tvrtka u državnom vlasništvu. Centralizacija ulaganja u slučaju jednog jedinstvenog igrača pridonosila je poboljšanju financijske raspoloživosti (znatna likvidnost novca dobivena niskim kamatama), iskorištavanju ekonomija razmjera (visoki fiksni troškovi zbog izgradnje mreža i novih postrojenja za proizvodnju te potražnja u velikom paru) i maksimizaciji operativne učinkovitosti (smanjenje prosječnih troškova proizvodnje).

Do 90-ih su godina prethodno opisani uvjeti, karakteristični za elektroenergetski sektor, zapravo nestali. Prijenosne i distribucijske mreže do tada su već bile izgrađene, godišnji rast potrošnje bio je znatno sporiji pa su iskazane i manje potrebe za novim infrastrukturna-

ma i pozamašnim ulaganjima. Razvoj novih tehnologija i stabilna potražnja znatno ograničavaju ekonomiju razmjera te se pozornost usmjerava na smanjenje operativnih troškova. Osim toga, smanjuje se optimalna dimenzija postrojenja (osobito zahvaljujući širenju tehnologije kombiniranog ciklusa) pa se smanjuju i prepreke ulasku novih igrača na tržište. U skladu s time, nema više potrebe za vertikalno integriranim monopolistima. Pozornost se usmjerava na postizanje operativne učinkovitosti revizijom organizacije elektroenergetskog sektora (restrukturiranje). Upravo tijekom 90-ih godina 20. stoljeća započinje proces liberalizacije tržišta električne energije. Država koja je prva u Europi pokrenula taj proces bilo je Ujedinjeno Kraljevstvo 1990., a taj primjer slijedile su i druge nacionalne inicijative koje prethode ili prate u stopu energetske politiku i inicijative EU-a.

Proces liberalizacije tržišta električne energije u Europskoj uniji pokrenut je donošenjem Direktive 96/92/EC 1996. godine. Direktiva 96/92/EC odredila je zajednički smjer kretanja država članica prema uspostavi europskog tržišta prema sljedećim temeljnim načelima:

- zabrana dodjeljivanja isključivih prava na proizvodnju, uvoz i izvoz električne energije,
- obveza razdvajanja troškova djelatnosti proizvodnje, prijenosa i distribucije,
- sloboda pristupa prijenosnim mrežama,
- postupno otvaranje tržišta električne energije,
- imenovanje jednog operatora prijenosne mreže.

Drugi korak na europskoj razini, prema uspostavi zajedničkog tržišta energije dogodio se donošenjem Direktive 2003/54/EC, koja je opozvala prethodnu direktivu i uvela zajednička pravila za interno tržište električne energije. Najvažniji aspekti koje je uvela Direktiva 2003/54/EC obuhvaćaju:

- smanjenje rizika dominantnih pozicija sa strane ponude,
- pristup mreži bez diskriminacija,
- potpuna otvorenost tržišta,
- poticanje ulaganja u nove infrastrukture,
- obvezno osnivanje neovisnih regulatornih tijela.

Nadalje, dodatni poticaj razvoju tržišnih aspekata u elektroenergetskom sektoru EU-a dan je donošenjem Direktive 2009/72/EC, čiji sadržaj obuhvaća:

- režim razdvajanja za operatore prijenosnih sustava,
- neovisnost, nadležnost i ovlasti nacionalnih energetskih regulatornih tijela,
- osnivanje Europske agencije za suradnju energetskih regulatora (ACER),
- Europsku mrežu operatora prijenosnih sustava (European Transmission System Operators – ENTSO) i Europske kodekse mreže za međusobno povezivanje.

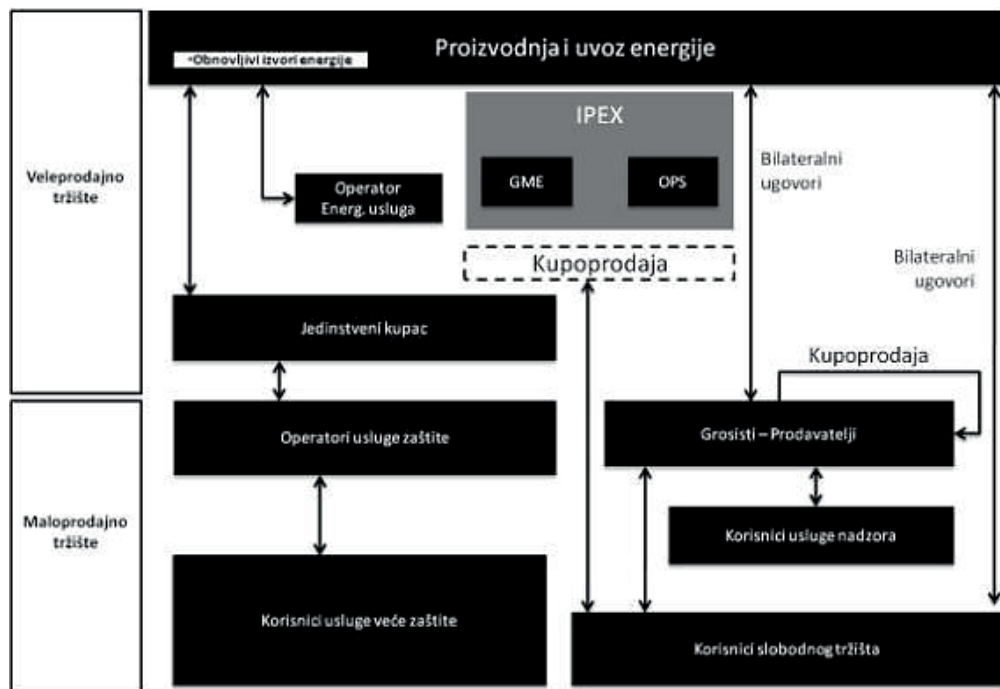
Reorganizacija elektroenergetskog sektora konkretizirala se nastankom različitih društva-

va sa specifičnim zadacima:

- **Operator nacionalne prijenosne mreže** – njegov je cilj upravljanje prema režimu koncesija djelatnostima povezanim s raspodjelom i prijenosom električne energije duž mreže visokog napona od nacionalnog interesa.
- **Operator distribucijske mreže** – je odgovoran za kvalitetu isporučene električne energije svim krajnjim kupcima i jamac je sigurne opskrbe električnom energijom. U nadležnosti operatora distribucijskog sustava su vođenje, održavanje, izgradnja i razvoj distribucijske mreže te osiguravanje dugoročne sposobnosti mreže da zadovolji buduće zahtjeve za pristupom mreži.
- **Operator energetske usluga** – bavi se upravljanjem i poticanjem obnovljivih izvora energije, upravljajući ekonomskim i financijskim tokovima koji iz njih proizlaze⁹⁸.
- **Operatoru energetske tržišta** povjerena je organizacija i ekonomsko upravljanje tržištem električne energije prema kriterijima neutralnosti, transparentnosti, objektivnosti i konkurentnosti, kao i obveza pružanja poticaja vezanih za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora.
- **Jedinstveni kupac** jamči sigurnost opskrbe električnom energijom potrošačima reguliranog tržišta, u uvjetima kontinuiteta, sigurnosti i učinkovitosti usluge osiguravajući jednakost pristupa i u pogledu tarifa.
- **Tijelo nadležno za regulaciju** energetske djelatnosti – neovisno nacionalno tijelo sa zadaćama utvrđenim zakonom i autonomijom upravljanja svojim financijskim i kadrovskim funkcijama. Često je organizacijski ustrojeno kao agencija u državnom vlasništvu. Obavlja zadaće regulacije energetske djelatnosti i nadzora u okviru tržišta električne energije.

Slika 14 prikazuje neke od glavnih aktera na tržištu električne energije i njihovu međusobnu povezanost.

98 Operator energetske usluga na hrvatskom tržištu električne energije integriran je u operatora energetske tržišta. Drugim riječima, Hrvatski operator tržišta energije (HROTE) objedinjuje te dvije funkcije.



Slika 14. Akteri i ekonomski tokovi na tržištu električne energije

4.2. Proizvodnja električne energije

4.2.1. Vrste postrojenja za proizvodnju električne energije

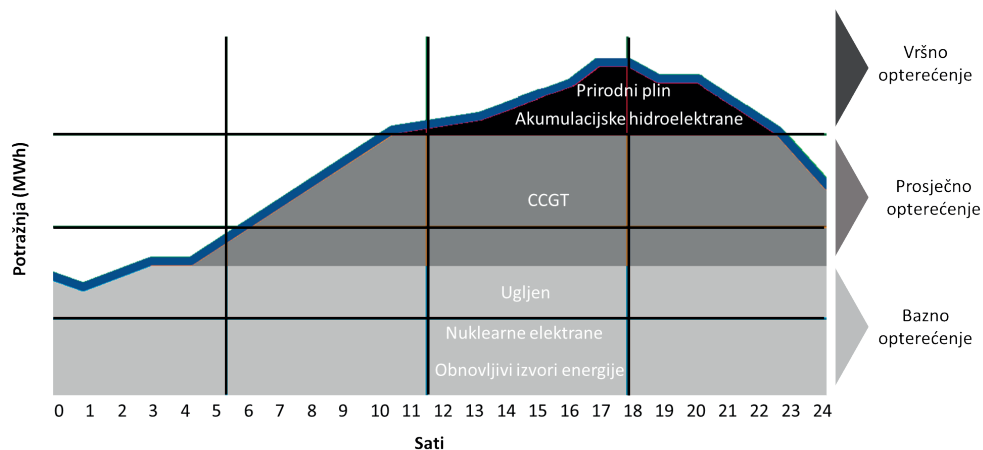
Prema vrsti izvora koji koriste, postrojenja za proizvodnju električne energije mogu biti podijeljena na:

- *Postrojenja koja djeluju na principu izgaranja.* To su postrojenja koja kreću od termičkog izvora (kruta ili tekuća goriva, prirodni plin, geotermalna energija, nuklearne reakcije itd.) pa toplinu koju proizvodi termički izvor iskorištavaju za proizvodnju električne energije. U tu su vrstu uključena postrojenja s parnom turbinom, plinskom turbinom, kombiniranim ciklusom, termička postrojenja, nuklearna postrojenja itd.
- *Postrojenja koja djeluju koristeći se mehaničkim izvorima.* To su postrojenja koja pretvaraju mehaničku energiju koju pruža korišteni izvor energije (tokovi i strujanja vode, vjetar, plima i oseka itd.) u električnu energiju. U tu vrstu spadaju hidroelektrane, vjetroelektrane itd.
- Postrojenja koja ne ulaze u navedene kategorije mogu se koristiti različitim izvorima energije, poput fotonaponskih uređaja koji koriste solarno zračenje, uređaja s vodikovim gorivim ćelijama koje iskorištavaju dotok elektrona proizašlih iz kemijskih reakcija itd.

Dodatna podjela za proizvodna postrojenja temelji se na trošku proizvodnje električne energije i na troškovima i vremenu prilagodbe izlazne snage, u smislu fleksibilnosti i brzine kojom pojedino postrojenje može povećati (engl. *ramp-up*) ili smanjiti (engl. *scale down*) proizvodnju. Prema tom kriteriju, uređaje za proizvodnju možemo podijeliti na:

- *Postrojenja za bazno opterećenje* (engl. *baseload*). Obično su to postrojenja velikih dimenzija koja upotrebljavaju goriva malog troška (ugljen, uran), ali je njih teško modulirati, dakle prikladna su za režime konstantne proizvodnje. Zahvaljujući svojim karakteristikama, postrojenja te vrste programirana su tako da funkcioniraju najveći mogući broj sati i zadovolje konstantan udio potražnje u rasponu od 24 sata. U tu kategoriju ulaze parne termoelektrane i nuklearne elektrane.
- *Postrojenja za vršna opterećenja* (engl. *peak load*). To su postrojenja za proizvodnju manjih dimenzija, fleksibilna, koja mogu povećati i smanjiti proizvodnju u kratkom vremenskom razmaku, ali koja često imaju visoke troškove proizvodnje. Zahvaljujući svojim karakteristikama, postrojenja za vršna opterećenja su programirana za funkcioniranje tijekom središnjih sati u danu, kako bi slijedila promjenjivo kretanje potražnje. Tipična postrojenja s vršnim opterećenjem su plinske turbine otvorenog ciklusa.
- *Postrojenja za prosječna opterećenja* (engl. *mid-merit*). Moguće je izdvojiti i treću kategoriju postrojenja koja imaju karakteristike fleksibilnosti i troškova negdje između postrojenja za vršna te onih za bazna opterećenja. Radi se o kombiniranim ciklusima koji mogu jamčiti velik dio opskrbe električnom energijom.

Na Slici 15 prikazani su doprinosi različitih tehnologija u pokrivanju svakodnevne potražnje električne energije prema tipičnom (kvalitativnom) kretanju potražnje tijekom radnih dana.

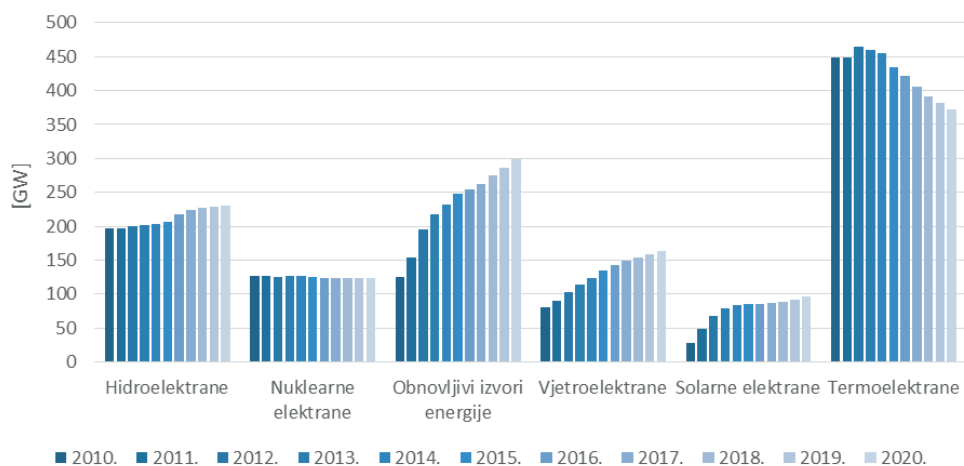


Slika 15. Doprinosi različitih tehnologija u pokrivanju dnevne potrošnje električne energije (u MWh)

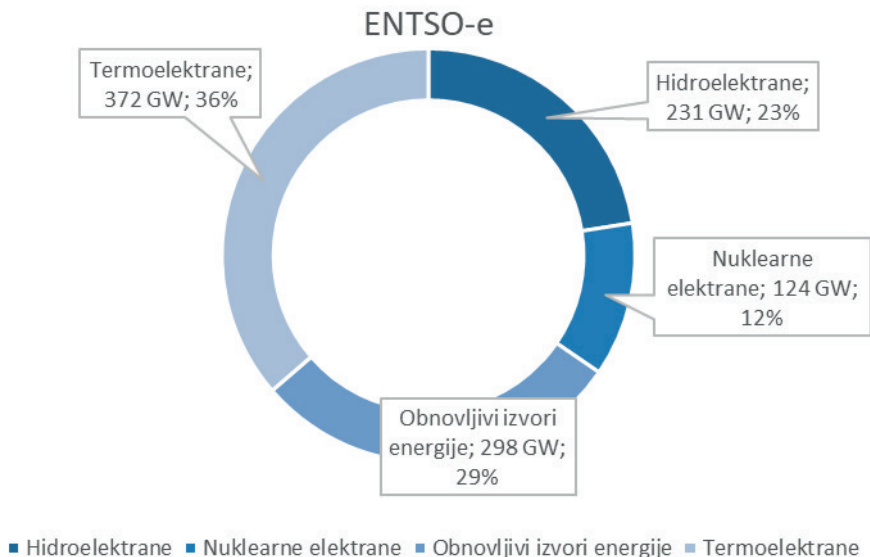
Energija iz obnovljivih izvora energije prva se koristi, ne zato što su postrojenja na obnovljive izvore zaista bazne tehnologije, nego zato što mehanizmi poticaja predviđaju prioritet njihove raspodjele. Preostali dio potražnje zadovoljava se uporabom uobičajenih izvora na temelju troška proizvodnje (ugljen, uvoz itd.). Akumulacijske hidroelektrane ulaze u skupinu postrojenja za vršna opterećenja jer se obrađivanjem viška resursa (voda prisutna u bazenu) optimizira uporaba hidroelektrane i ona funkcionira u satima u kojima je cijena električne energije veća. Posljednje elektrane koje potencijalno ulaze u proizvodni miks su postrojenja na lož ulje. Ona po svim karakteristikama spadaju u postrojenja za bazno opterećenje (posjeduju iznimno malu mogućnost promjene izlazne snage), ali imaju tako visoke troškove proizvodnje da su ograničena na proizvodnju u satima vršne potražnje i stoga su posljednja postrojenja kojima se povjerava proizvodnja.

4.2.2. Europski proizvodni miks

Europski proizvodni miks sve se više oslanja na obnovljive izvore energije. U 2013. godini instalirani kapaciteti postrojenja obnovljivih izvora po prvi su puta premašili one hidroelektrana. Daljnjim razvojem proizvodnog portfelja samo je pitanje vremena kada će postati najzastupljeniji izvor energije u Europi. Na Slici 16 prikazana je evolucija proizvodnog miksa za zemlje članice ENTSOE-E organizacije koja u velikoj mjeri korespondira s miksom EU.



Slika 16. Evolucija instaliranih kapaciteta ENTSOE-E područja (2010.-2020.)



Slika 17. Udjeli pojedinih tehnologija u europskom proizvodnom miks

4.3. Veleprodajno tržište i burza energije

Osnivanje veleprodajnog tržišta električne energije još je jedna novost u procesu liberalizacije. U monopolističkom kontekstu kojim dominira jedan vertikalno integrirani subjekt, opskrbljivač krajnjih kupaca preklapao se s nacionalnim proizvođačem, zbog čega su se transakcije veleprodaje ograničavale na sklapanje vanjskih ugovora o uvozu/izvozu. Uvođenjem liberalizacije i definiranjem režima konkurentnosti u proizvodnji i prodaji krajnjim kupcima, postalo je nužno stvaranje lanca u kojemu se na tržištu mogu sastati proizvođači i prodavači kako bi razmijenili energiju. Veletrgovinske razmjene mogu se stoga odvijati na dva načina:

- bilateralne razmjene,
- trgovanje putem burzi energije.

Na veleprodajnom tržištu, integrirajući bilateralno sklapanje ugovora, osnovana je burza energije kojoj je cilj:

- pojednostaviti upravljanje raspodjelom,
- ograničiti ugovornu moć postojećih operatora izjednačavajući ga s moći novo pridošlih u sektoru,
- jamčiti transparentno i javno oblikovanje indikativne cijene za električnu energiju na veleprodajnom tržištu.

4.3.1. Burza energije i uključeni subjekti

Burza energije je prava elektronička burza na kojoj se na temelju tražene i ponuđene količine energije operatora sudionika određuju: **uravnotežena cijena** tržišta, prema kojoj se reguliraju sve razmjene energije, te programi ulazaka i izlazaka iz mreže prema kriteriju ekonomske zasluge. Stvaranje tržišta nastaje iz potrebe za promicanjem (prema kriterijima neutralnosti, transparentnosti i objektivnosti) konkurentnosti u djelatnostima proizvodnje i kupoprodaje električne energije stvaranjem tržišta, te iz potrebe za osiguranjem ekonomskog upravljanja adekvatne dostupnosti usluga raspodjele. Subjekti uključeni u prodaju energije na veleprodajnom tržištu su društva za proizvodnju i veletrgovci (engl. **energy traders**) koji posreduju između društava za proizvodnju i društava za prodaju kupujući energiju kako bi je preprodali na veleprodajnom tržištu (drugim veletrgovcima ili društvima za prodaju) ili krajnjim kupcima. Takva djelatnost izaziva povećanje likvidnosti tržišta i omogućuje kupcima koji mu pristupaju fleksibilniju i raznolikiju ponudu⁹⁹. Navedenim akterima se priključuje operator tržišta koji povlači i smješta na tržište električnu energiju proizvedenu u postrojenjima koja se koriste obnovljivim izvorima.

4.3.2. Bilateralni ugovori i centralizirano tržište

Burza bilježi sve transakcije prodaje i kupnje tržišnih sudionika, uključujući i one koje se odvijaju putem bilateralnih ugovora (engl. **over-the-counter**) izravnim sporazumom između dvije strane. Ona omogućuju transparentnost i upravljanje svim tokovima energije koji prolaze kroz mrežu tijekom faze fizičke isporuke energije (engl. **delivery**). U bilateralnim je transakcijama veća ugovorna moć glavnih sudionika ozbiljna prepreka ulasku novih igrača na tržište. S druge strane, burza energije unutar koje je operator tržišta središnja ugovorna strana jer kupuje energiju od sudionika u prodaji (proizvođača ili veletrgovaca) pa je preprodaje sudionicima u kupnji (prodavači ili drugi veletrgovci), izjednačava ugovornu moć svih onih koji pristupaju tržištu te tako potiče rast konkurentnosti i razvoj sektora, osobito na tek osnovanim tržištima.

Druga bitna uloga burze električne energije je definiranje indikativne cijene koja pruža informacije o kretanju tržišta i predstavlja polazišnu točku operatorima za predviđanja proračuna i isplativosti. Stoga je bilateralnim ugovorima, za koje su karakteristični veći troškovi zbog potrebe za odnosom jedan na jedan među operatorima, najčešće povjerena uloga razmjene energije za veće vremenske intervale (godina, tromjesečje, mjesec itd.), dok su burzi povjerene standardizirane transakcije često kraćeg vremenskog intervala (dan unaprijed). Bilateralni ugovori omogućuju smanjenje izlaganja riziku od promjenjivosti cijene jer unaprijed utvrđuju cijenu razmjene za opskrbu na dulje razdoblje. S druge strane, na burzi je cijena vremenski usitnjena i definira se tek nakon zatvaranja tržišta.

99 Djelatnosti trgovine i proizvodnje nisu isključive. Neka društva za proizvodnju uvelike pribjegavaju prodaji, baš kao što neki trgovci nastoje kupiti postrojenja za proizvodnju kako bi smanjili rizike vezane za promjenjivost cijena.

Tržištem električne energije upravlja operator tržišta koji priprema tržište, stavlja na raspolaganje informatičke platforme na kojima se odvijaju transakcije, obrađuje ishode tržišta i predstavlja se kao središnja ugovorna strana (engl. *clearing house*) tržišta za sve obavljene transakcije.

4.3.3. Kratkoročna tržišta električne energije, terminsko tržište električne energije, tržište izvedenicama

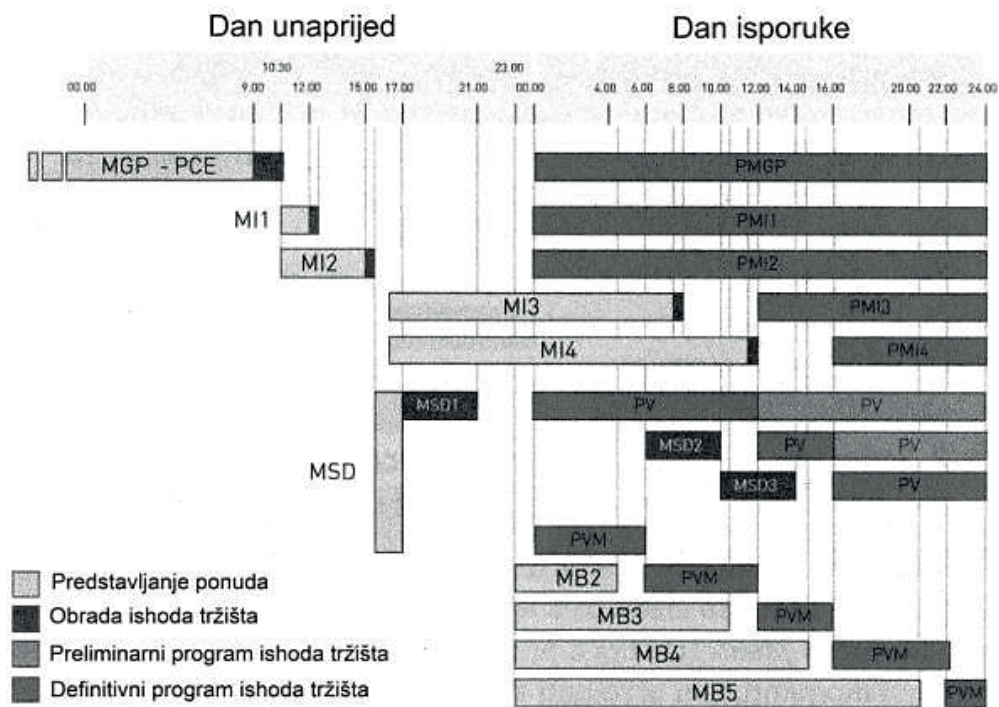
Burza se dijeli na kratkoročno tržište električne energije i terminsko tržište električne energije. Kratkoročno tržište (prava burza električne energije) ima različite faze, s različitim vremenskim odrednicama i različitim ciljevima:

- tržište „dan unaprijed”,
- tržište tijekom dana koje se dodatno dijeli na četiri tržišta tijekom dana,
- tržište usluga raspodjele i tržište uravnoteženja.

Sve sekvence, uz iznimku trećeg i četvrtog tržišta tijekom dana i tržišta uravnoteženja, odvijaju se dan prije fizičke isporuke (dana u kojem je razmijenjena energija zaista proizvedena i konzumirana). Tržište „dan unaprijed” (engl. *day-ahead*) i tržište tijekom dana (engl. *intraday*) definiraju se kao tržišta energije jer omogućuju operatorima razmjenu električne energije, dok su tržište usluga raspodjele i tržište uravnoteženja definirana kao tržišta zalihe jer omogućuju operatorima nabavu potrebnih resursa za održavanje ravnoteže elektroenergetskog sustava (Slika 18).

Ciljevi tržišta „dan unaprijed” su: razmjena energije u veletrgovini između sudionika u spot-modalitetima; definiranje preliminarnog programa proizvodnje za proizvodne jedinice i preliminarno određivanje protoka energije duž nacionalne prijenosne mreže. Tržište se odvija prema modalitetu implicitne dražbe¹⁰⁰. Tijekom otvaranja tog tržišta, sudionici iz proizvodnje (postrojenja za proizvodnju) i potrošnje (društva za prodaju koja moraju opskrbiti vlastite klijente) upisuju svoje ponude za prodaju i kupnju, vremenski usitnjene, navodeći količinu energije koju žele prodati ili kupiti; minimalnu cijenu po kojoj su spremni prodati ili maksimalnu cijenu po kojoj su spremni kupiti te jedinicu proizvodnje na koju se ponuda za prodaju odnosi (proizvodno postrojenje u kojem se želi proizvoditi) ili jedinicu potrošnje na koju se kupnja odnosi (portfelj potrošača koji treba poslužiti unutar područja tržišta).

100 Ugovaranja implicitnih dražbi predviđaju da sudionici dostave svoje ponude prodaje i/ili kupnje tijekom faze otvaranja tržišta. Tek po zatvaranju operator tržišta obrađuje pristigle ponude kako bi maksimizirao obujme razmjene jamčeći ekonomsku ravnotežu između transakcija prodaje i kupnje.

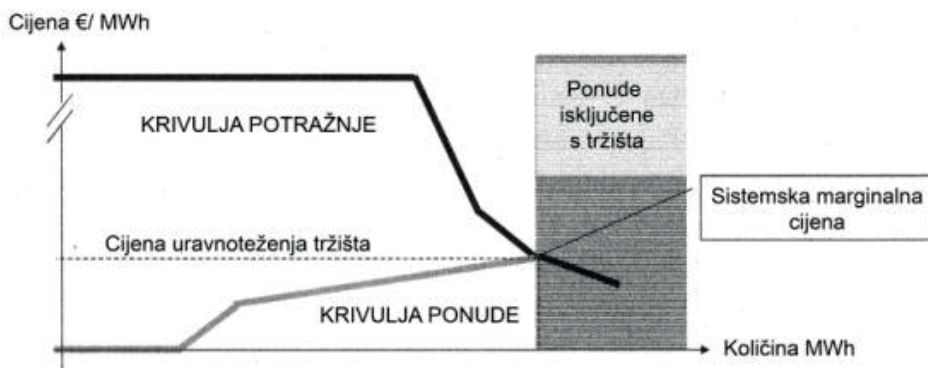


Slika 18. Struktura burze električne energije

Po zatvaranju tržišta, operator tržišta obrađuje ponude prema ekonomskim kriterijima: za svaki sat sljedećeg dana ponude se slažu prema redoslijedu rastuće cijene za ponude prodaje i padajuće cijene za ponude kupnje; ako su cijene izjednačene, prioritet se defini- ra na temelju tehnologije (prioritet imaju redom: postrojenja nužna za sigurnost sustava, obnovljivi izvori, povlašteni proizvođači, postrojenja za kogeneraciju i na temelju prisp- jeća ponude. Takva obrada omogućuje stvaranje krivulja potražnje i ponude, čije sjecište (točka ravnoteže) određuje marginalnu cijenu transakcija i količinu energije koja će proći nacionalnom mrežom. Ponude za kupnju pridonose formiranju krivulje potražnje, ponu- de prodaje formiranju krivulje ponudene proizvodnje. Uravnotežena cijena (engl. **system marginal price**, odnosno sistemska marginalna cijena) određena je sjecištem dviju krivulja (Slika 19). Ponude prodaje po cijeni većoj od uravnotežene cijene i ponude kupnje po ma- njoj cijeni isključene su s tržišta. Sve prihvaćene ponude, potražnje ili ponude, vrednuju se prema uravnoteženoj cijeni neovisno o ponudenoj cijeni.

U obradama operatora tržišta pojavljuju se i razmjene ostvarene putem bilateralnih ugo- vora (bilo od potražnje ili od ponude). Stranke koje sklapaju ugovore OTC (**over-the-counter**, odnosno neregulirana tržišta) obvezne su prijaviti razmijenjene količine (samo količine,

dok cijene ostaju tajne između stranaka) na tržištu, kako bi TSO (operator prijenosne mreže – OPS) bio upoznat sa svim tokovima energije koji prolaze nacionalnom mrežom.



Slika 19. Tržište „dan unaprijed“: oblikovanje marginalne cijene.

„Jedinstveni kupac“ kupuje izravno s burze udjele energije potrebne za zadovoljenje potrošnje korisnika reguliranog tržišta; ponude za kupnju koje donosi jedinstveni kupac pridonose formiranju krivulje potražnje. Da bi takve ponude bile prihvaćene (nije moguće ostaviti vlastite potrošače bez opskrbe), predstavljaju se po najvišoj cijeni koju tržište dopušta (npr. 3.000 € /MWh), da bi se zatim platila cijena koja se stvara presjekom potražnje i ponude. Modulirane ponude kupnje, odnosno s cijenom blizu marginalne cijene, pripisuju se sudionicima koji posjeduju postrojenja s crpkama, odnosno koji rade za određenu vrstu skladištenja električne energije i spremni su konzumirati energiju kada su cijene tržišta niske ili proizvesti energiju kada su cijene visoke.

Početni dio krivulje ponude, kojem odgovaraju ponude po nultoj cijeni, predstavlja dvije različite vrste ponude: bilateralne ugovore prodaje bez naznačenih cijena i ponude koje obuhvaćaju energiju proizvedenu u postrojenjima na obnovljive izvore čiju prodaju nadzire operator tržišta (nulta cijena jamči da tržište prihvaća tu energiju). Preostale ponude prodaje odnose se na sva postrojenja za proizvodnju i trebale bi odražavati marginalni trošak pojedinog postrojenja. Stoga je uravnotežena cijena tržišta definirana kao sistemska granična cijena (engl. *system marginal price*) jer predstavlja marginalni trošak posljednjeg postrojenja uključenog u proizvodnju, odnosno najmanje učinkovitog postrojenja i s najvećom marginalnom cijenom među onima koji su pozvani na proizvodnju energije. Najmanje učinkovita postrojenja bit će isključena s tržišta i neće biti pozvana na proizvodnju.

Tijekom obrade prodaje tržišta, operator tržišta može napraviti mapu protoka energije kroz nacionalnu prijenosnu mrežu jer poznaje točke ulaska i izlaska energije svih prihvaćenih ponuda. Ako protoci energije nisu kompatibilni s infrastrukturnim ograničenjima prijenosa među različitim područjima, operator tržišta razdvaja tržište kako bi funkcioniralo

prema područjima u kojima se mogu nadvladati ograničenja prijenosa. To podrazumijeva stvaranje različitih područnih cijena, obilježenih većim vrijednostima tamo gdje se pronalazi deficit proizvodnih kapaciteta po niskom trošku te nemogućnost korištenja energije proizvedene u ekonomski učinkovitijim postrojenjima, zbog nedostatka mreže koja je u mogućnosti preuzeti tu energiju. U slučaju da se ostvari razdvajanje na područja, prihvaćene ponude prodaje nadoknađuju se cijenom područne ravnoteže, koja predstavlja uravnoteženu cijenu između potražnje i ponude u svakom pojedinom geografskom i virtualnom području. Ponude kupnje daju se po jedinstvenoj nacionalnoj cijeni, izračunanoj iz prosjeka područnih cijena ponderirano s kupljenim količinama. Taj bi mehanizam trebao potaknuti na ulaganja u učinkovite proizvodne kapacitete u područjima s većim deficitom proizvodnih kapaciteta.

Zatvaranjem tržišta i, na kraju, obradom koju provodi operator tržišta, sudionici primaju program kao rezultat tržišta dan unaprijed (program tržišta dana unaprijed, definiran kao preliminarni program) koji jasno prikazuje za svaki sat sljedećeg dana koliko energije pojedino postrojenje mora proizvesti i koliko će se energije u prodaji moći preuzeti.

Tržište tijekom dana odvija se u četiri faze koje slijede tržište „dana unaprijed” i prema analognom mehanizmu implicitne dražbe. Središnja ugovorna strana je i dalje operator tržišta, ali za razliku od tržišta „dan unaprijed”, na tržištu tijekom dana se i prihvaćene ponude kupnje vrednuju prema područnoj cijeni, a ne prema jedinstvenoj cijeni. Općenito, glavna uloga faza tržišta tijekom dana je omogućivanje sudionicima dražbe da prilagode tehničku neisplativost preliminarnih programa nastalih tržištem „dan unaprijed”. Obrade tržišta „dan unaprijed” za svaki pojedini sat u potpunosti su neovisne, stoga se u rezultatima mogu pojaviti veliki skokovi u programima proizvodnje između jednog sata i sati koji mu slijede. Tržište tijekom dana nudi sudionicima mogućnost ponovne kupnje ili prodaje energije kako bi program sati proizvodnje bio ostvariv. Neki proizvođači iskorištavaju tržište tijekom dana kako bi rasporedili neprodanu energiju ili preraspodijelili opterećenja među postrojenjima i tako minimizirali troškove rada jednake proizvedenoj energiji. Posljednje dvije faze tržišta tijekom dana (faze unutar samog dana dostave) predstavljaju sredstvo osobito korisno za prilagodbu predviđanja proizvodnje i smanjenje pribjegavanja neuravnoteženim neprogramiranim postrojenjima obnovljive energije¹⁰¹.

Tržište usluga raspodjele omogućuje operatoru prijenosnog sustava da se opremi resursima potrebnim za upravljanje te kontrolu nad elektroenergetskim sustavom, kako bi jamčilo fizičku uravnoteženost u realnom vremenu između proizvodnje i potrošnje te optimalan rad prijenosne mreže. Na tom tržištu, za razliku od prethodnih, operator prijenosnog sustava djeluje kao središnja ugovorna strana. Osim toga, sve prihvaćene ponude kupnje

101 Primjer – prije 2011. postrojenje koje je pretrpjelo kvar nakon 15.00 h (zatvaranje drugog tržišta tijekom dana) prisiljavalo je OPS da priskrbi tržištu usluga raspodjele energiju koju postrojenje nije bilo u mogućnosti proizvesti tijekom cijelog dana isporuke. Sada je sudioniku omogućeno da kupi kroz treće i četvrto tržište tijekom dana energiju koju neće biti u mogućnosti proizvesti od 12.00 h do 24.00 h na dan isporuke bez pribjegavanja deficitu.

ili prodaje nadoknađene su po predstavljenj cijeni (engl. *pay-as-bid*). Na tržištu usluga raspodjele mogu sudjelovati samo jedinice osposobljene za pružanje usluga raspodjele, obično postrojenja koja imaju adekvatne tehnološke karakteristike koje mogu jamčiti visoku razinu fleksibilnosti. Tržište usluga raspodjele dijeli se na fazu programiranja (*ex ante*) i tržište uravnoteženja u realnom vremenu.

Tijekom faze programiranja operator prijenosnog sustava prihvaća, prema kriterijima ekonomske zasluge, ponude koje predstavljaju ovlaštteni ponuditelji, sa sljedećim ciljevima:

- Uskladiti količine razmijenjene energije s vlastitim procjenama nacionalne potrošnje. Razmijenjene količine na tržištu dan unaprijed i tržištu tijekom dana rezultat su predviđanja potrošnje različitih prodavača električne energije. Ako OPS predviđa različitu nacionalnu potrošnju, može iskoristiti tržište usluga raspodjele za pokretanje onog proizvodnog kapaciteta koji je veći ili manji u odnosu na programe tržišta tijekom dana.
- Riješiti zagušenja između područja. Ako su neke linije unutar jednog područja tržišta zasićene, OPS mora kroz tržište usluga raspodjele premjestiti opterećenje s jednog postrojenja na drugo kako bi olakšao zagušenu liniju.
- Priskrbiti prikladnu marginu sekundarne zalihe. Kako bi sigurnost sustava bila zajamčena, aktivni sustav proizvodnje mora biti u mogućnosti trenutno osigurati adekvatno povećanje ili smanjenje izlazne snage kako bi odgovorio na eventualne nepredviđene događaje u programima ulaska i izlaska. OPS premješta proizvodnju među postrojenjima kako bi osigurao prisutnost te margine promjenjivosti koju sekundarna zaliha definira.

U realnom vremenu, tijekom dana isporuke ostvaruju se događaji koji mogu ugroziti nužnu ravnotežu između proizvodnje i potrošnje električne energije i koji uzrokuju deficite. Na primjer, potrošačima električne energije ne može se upravljati, stoga nikada neće s preciznošću konzumirati onoliko koliko su njihovi opskrbljivači procijenili. Proizvođači bi mogli ne poštivati programe proizvodnje koje im nameću rezultati tržišta (zbog kvarova, zbog programa koje postrojenje nije u mogućnosti slijediti ili zbog nepovoljnih vremenskih uvjeta). Deficiti, pozitivni ili negativni, od potrošnje ili od proizvodnje, moraju se kompenzirati povećanjem ili smanjenjem proizvodnje onih postrojenja koja čine sekundarnu zalihi. S tim ciljem, tijekom faze uravnoteženja, OPS aktivira sekundarnu zalihi, prihvaćajući prema kriterijima ekonomske zasluge ponude predstavljene u fazi tržišta usluga raspodjele, kako bi se ponovno uspostavila ravnoteža sustava; rješava eventualna zagušenja među područjima koja mogu nastati uslijed promjena u programima proizvodnje koje su se pojavile u realnom vremenu; uspostavlja za sate koji slijede marginu sekundarne zalihe koju su prethodne aktivnosti izbrisale.

Tijekom različitih faza tržišta uravnoteženja, ponuditelji mogu predstaviti nove ponude u odnosu na one koje su već predstavljene u fazi tržišta uslugama raspodjele. Troškovi koje OPS snosi na tržištu usluga raspodjele za održavanje ravnoteže sustava prebačeni su na

odgovorne za odstupanja: u konačnici i s dva mjeseca zakašnjenja, operator prijenosnog sustava je u mogućnosti vrednovati koji subjekti pri ulasku i izlasku nisu poštivali obvezujuće programe koji su im povjereni te dodjeljuje svakome od njih troškove bilance.

Terminsko tržište energije instrument je stavljen na raspolaganje za pregovaranje terminskih ugovora električne energije s obvezom fizičke isporuke i povrata same energije. Terminsko tržište energije, kao brojne druge brokerske platforme koje podupiru bilateralne ugovore, pruža mogućnost pokrivanja rizika vezanog za promjenjivost cijena na burzi električne energije i omogućuje utvrđivanje vrijednosti indikativne cijene za bilateralne ugovore. I terminskim tržištem upravlja operator tržišta koji je središnja ugovorna strana i jamči dobar ishod transakcija. Na terminskom tržištu energije kontinuiranim se pregovorima¹⁰² mogu razmjenjivati standardni ugovori (*baseload* i *peak load*) s rokovima isporuke od mjesec, tri mjeseca ili godine dana. Sudionici predstavljaju prijedloge u kojima ističu vrstu i rok isporuke ugovora, broj ugovora i cijenu po kojoj su spremni kupovati/prodavati. Takva se platforma ne koristi često i predstavlja iznimno nizak stupanj likvidnosti, vjerojatno zato što nameće suviše obvezujućih sustav garancija.¹⁰³

4.3.4. Pregled najznačajnijih europskih burzi

Među početnim ciljevima EU-a, koja je 1996. inicirala proces liberalizacije u zemljama članicama, nalazilo se stvaranje konkurentnijeg veleprodajnog tržišta, a dugoročno i stvaranje jedinstvenog europskog tržišta električne energije. Europske burze električne energije trenutno djeluju po analognoj strukturi. Sve predstavljaju *spot* tržište, koje odgovara kratkoročnom tržištu, s pod-tržištima koja uz nekoliko malih razlika odgovaraju tržištu „dan unaprijed“, tržištu tijekom dana i tržištu usluga raspodjele, na kojima se razmjenjuju električna energija i zalihe prema satima ili prema blokovima sati koji se odnose na dan isporuke; jednom ili više *forward* tržišta, koja odgovaraju terminskom tržištu i tržištu derivata, gdje se razmjenjuju ugovori OTC i fizički i/ili financijski derivati električne energije (poput *futures*, *options* itd.) u standardiziranim vremenskim blokovima (poput *baseload*, *peak load*, i *off-peak*) za duga razdoblja opskrbe (godina, tromjesečje, mjesec...). Proizvodi se razmjenjuju ili kroz mehanizam implicitne dražbe, na kojem vrijedi jedinstvena cijena za sve po-

102 Kontinuirano pregovaranje je tipičan mehanizam razmjene primjenjiv na burzama; tijekom faze otvaranja svaki sudionik može: 1) unijeti nove ponude prodaje i/ili kupnje navodeći cijenu i količinu (takve ponude jednom unesene vidljive su svim ovlaštenim sudionicima na burzi); 2) prihvatiti već unesene ponude drugih sudionika).

103 IDEX (Italian Derivate Power Exchange) je segment tržišta financijskih instrumenata proizašlih s Talijanske burze d.d. na kojoj se pregovaralo o proizašlim financijskim instrumentima električne energije kojima je podređena jedinstvena nacionalna cijena kao rezultat tržišta „dana unaprijed“. Takvi financijski instrumenti predstavljaju, zajedno s bilateralnim ugovorima, valjanu podršku pokriću rizika promjenjivosti cijena na tržištu električne energije. Kao potporu IDEX-u, Operator tržišta stavlja na raspolaganje operaterima platformu isporuke derivata energije, na kojoj je moguće primijeniti opciju fizičke isporuke ugovora derivata razmjene na IDEX-u.

nude određena sjecištem ukupnih krivulja ponude i potražnje, ili kontinuiranim pregovaranjem prilikom kojeg se svaka ponuda ostvaruje u tom trenutku po jednoj specifičnoj cijeni.

Na *spot* tržištima kojima upravljaju europske burze električne energije pregovara se za otprilike 9.000 TWh električne energije svake godine (9.270 TWh u 2018. i 8.744 TWh u 2019.¹⁰⁴). Prosječna zabilježena cijena unatrag zadnjih par godina kretala se u rasponu 40 - 46 €/MWh.

U Europi danas postoji dvadesetak organiziranih tržišta: glavnim europskim burzama električne energije (Nord Pool u Skandinaviji, EEX u Njemačkoj, PowerNext u Francuskoj, EXAA u Austriji, OMEL u Španjolskoj i Portugalu, ApxEndex u Ujedinjenom Kraljevstvu, Nizozemskoj i Belgiji) pridružuju se burze (Opcom u Rumunjskoj, Borzen u Sloveniji, Polpx u Poljskoj, PXE u Češkoj, Slovačkoj i Mađarskoj, BaltPool u Litvi). Neke platforme upravljaju tržištima u nekoliko zemalja kroz razne oblike suradnje (EpexSpot za spot tržište u Francuskoj i Njemačkoj) i integracije (Skandinavija s Nord Poolom na *spot*-tržištu i Nasdaq OMX Commodity na tržištu derivata, Španjolska i Portugal s OMEL-om na *spot* tržištu i OMIP na tržištu derivata) ostvarujući korist glede mehanizama formiranja veleprodajne cijene u skladu s transparentnošću i pouzdanošću, većom likvidnošću tržišta, standardizacijom i usklađivanjem procesa trgovine.

Dugoročni cilj je integrirati europsko tržište energije kroz zajedničko upravljanje prekograničnim kapacitetima (engl. *market coupling*) i time osigurati više konkurentnosti i veću sigurnost opskrbe te kroz jedinstveni mehanizam formiranja cijene (engl. *price coupling*) za sva europska tržišta električne energije, neovisno o njihovim operativnim modalitetima, što jamči pouzdane i transparentne indikativne cijene u svim zemljama. Od studenog 2010. integrirana su tržišta električne energije „dan unaprijed“ Francuske, Skandinavije, Njemačke, Nizozemske, Belgije i Austrije kroz mehanizam *volume coupling*, koji pokriva otprilike 60 % potrošnje električne energije u Europi, putem kojeg nacionalne burze električne energije izračunavaju interne ravnoteže, a centralizirani operator izračunava protok električne energije preko granice (engl. *cross border*). Osim toga, od 1. siječnja 2011. aktivno je i talijansko-slovensko združeno tržište (*market coupling*), decentralizirani¹⁰⁵ *price coupling*, koji istodobno ostvaruje implicitni iznos prava na dnevni fizički prijenos i *clearing* ponuda kupnje i prodaje energije. Prekogranični programi (kičine uvoza/izvoza) izračunavaju se algoritmom zajedničkog povezivanja koji odražava razlike među cijenama susjednih područja s obzirom na tehnička ograničenja prijenosa na koja ukazuju operatori prijenosne mreže. Prepreke koje bi mogle spriječiti ili usporiti ostvarenje potpunog ujedinjenja europskih tržišta vezane su za ograničene kapacitete povezanosti među područjima, nedostatak transparentnosti u nacionalnim transakcijama i koncentriranost nekih tržišta pod utjecajem vertikalno integriranih tvrtki.

104 Prospex 2020. European Power Trading 2020. (vol.19).

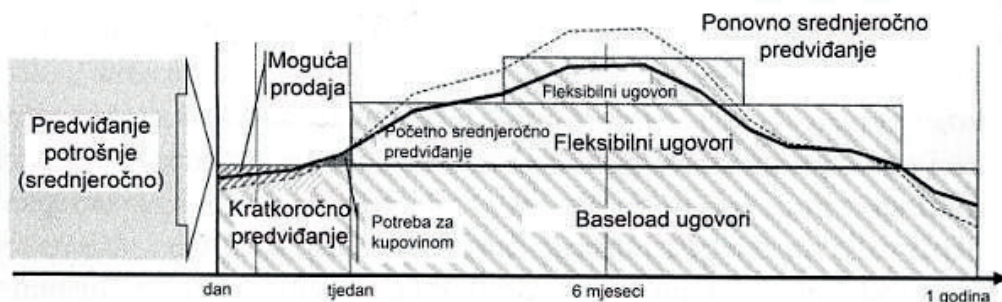
105 Tržišta dviju zemalja funkcioniraju samostalno (decentralizirano). Prije objave ishoda ukrštavaju se cijene i provjerava se mogućnost prijenosa energije s jednog tržišta na drugo kako bi se optimizirala dva elektroenergetska sustava korištenjem učinkovitijeg kapaciteta proizvodnje.

4.4. Trgovanje električnom energijom i upravljanje rizicima

Liberalizacija tržišta električne energije dovela je do nužne revizije strategija pristupa tržištu proizvođača električne energije. U kontekstu monopola bilo je predviđeno samo tehničko upravljanje proizvodnjom: proizvodni sustav bio je koncentriran u rukama jednog operatora koji je raspodijelio opterećenja na postrojenja kako bi pokrio nacionalnu potrebu i minimizirao troškove rada; isplativost su jamčili normativi, a poticanje učinkovitosti bilo je ograničeno. Liberalizacijom tržišta postalo je nužno revidirati pristup upravljanja sustavom i prijeći s tehničke vizije proizvodnje na onu ekonomsko-financijsku: proizvodnja se programira kako bi pratila stanje na tržištu, proizvodi se energija kada se uspije stvoriti marža, odnosno kada je isplativost veća od troškova proizvodnje, u suprotnom se može pokazati isplativijim držati elektranu ugašenom ili na minimalnoj razini i procijeniti prednosti uvoza energije ili kupnje energije na burzi. U pogledu smanjenja troškova proizvodnje radi povećanja marža zarade, posljednjih godina svjedočimo povećanju učinkovitosti proizvodnog sustava. Što se tiče prodaje, porast konkurencije i sve veći troškovi energije doveli su krajnje kupce do toga da pridaju sve veću pozornost modalitetima kupnje energije koja se može odvijati putem pregovaranja na burzi ili putem bilateralnih ugovora s proizvođačima ili veletrgovcima.

4.4.1. Djelatnosti „trgovanja energijom” i referentni model za trgovačko društvo

Jedna od najkritičnijih djelatnosti trgovačkog društva povezana s njegovim djelovanjem na veleprodajnom tržištu je predviđanje potražnje vlastitih potrošača bilo kratkoročno, kroz nadzor dnevne potrošnje, bilo srednjoročno, analizom povijesnih podataka, kako bi se isplanirale i optimizirale opskrbe na različitim dostupnim platformama razmjene. Poznavanje srednjoročnog profila potražnje, zajedno s dnevnim djelatnostima ispravljanja predviđenog profila i predviđanja cijena, omogućuje vrednovanje mogućnosti opskrbe usko vezanih za vlastite potrebe iskorištavanjem ugovorne fleksibilnosti, ili vrednovanje mogućnosti „špekulativnog” profita koje nudi burza (Slika 20).



Slika 20. Djelatnost trgovine trgovačkog društva: primjer diversificiranog portfelja za pokrivanje potreba krajnjih kupaca

Trgovac, na temelju predviđanja ukupne potrošnje i cijena, provodi srednjoročno planiranje koje se obično ostvaruje sklapanjem ugovora o opskrbi koji pokrivaju predviđene potrebe.

Minimalnu potrošnju pokrivaju ugovori poput *baseload* ili *peak load* – bilateralni ugovori koji traju jednu godinu ili sezonu – koji jamče sigurnu opskrbu po unaprijed definiranoj i utvrđenoj cijeni. Ti se ugovori sklapaju paralelno s komercijalnom fazom sklapanja ugovora s krajnjim kupcima i omogućuju smanjenje rizika cijene. U pristupu tržištu niskog rizika prodavač pri sklapanju ugovora o prodaji krajnjim kupcima za buduću opskrbu po odgovarajućoj cijeni prenosi poziciju prodaje na područje trgovine, koje se opskrbljuje *forward* ugovorima, djelomično ili za svu energiju potrebnu za opskrbu, kako bi utvrdio cijenu kupnje i odgovarajuću maržu, a i kako bi izbjegao rizik da u sljedećoj godini veleprodajna cijena prekomjerno naraste, čak možda poništavajući zaradu. Na taj način trgovac zatvara vlastite iznose portfelja osiguravajući maržu u trenutku prodaje i minimizirajući učinke fluktuacija cijene.

U špekulativnijoj logici trgovac može ostaviti otvorene iznose portfelja kako bi iskoristio varijacije cijene tržišta za povećanje vlastite marže. Taj pristup izlaže tvrtku tržišnim rizicima koji u slučaju nepovoljnih kretanja, mogu dovesti do smanjenja marže ili čak do velikih gubitaka. Kada utvrdi iznose portfelja i politiku rizika koje treba primijeniti na pojedini portfelj, trgovac periodično, na temelju ažuriranih podataka ostvaruje godišnje replaniranje kako bi procijenio eventualnu razmjenu energije ugovorima različitih razdoblja, kako bi ispravio eventualne varijacije u iznosima portfelja uzrokovane prije svega promjenama u planu količine za prodaju (npr. komercijalni plan nije usklađen s ciljevima, potrošnja vlastitih korisnika je različita od očekivane) ili kako bi iskoristio određena kretanja na tržištu.

Svakog se dana obavlja revizija predviđanja kratkoročne potražnje i cijene kako bi se procijenila eventualna odstupanja od početnog predviđanja. Na temelju tih kratkoročnih predviđanja pokreće se *spot* tržište (preko burze) kako bi se uravnotežile vlastite pozicije. Trgovačko društvo ima komercijalnu komponentu koja se povezuje s krajnjim kupcima (velikim energetske potrošačima, malim i srednjim tvrtkama, *retail* društvima) i trgovačku komponentu koja se povezuje s tržištem (proizvođači, trgovci, uvoz) kako bi se priskrbila energija koja će se zatim prodavati krajnjim kupcima. Ukratko, komercijalna komponenta se bavi:

- ostvarenjem komercijalnog plana za godišnju procjenu broja klijenata, dakle raspodjelom očekivanih razina potrošnje tijekom godine,
- potvrdom/ažuriranjem komercijalnog plana i broja klijenata,
- predviđanjem kratkoročne i srednjoročne potražnje vlastitih klijenata,
- obradom granica ponude, odnosno utvrđivanjem maksimalne cijene po kojoj se može prodavati energija na temelju prodajne cijene koju primjenjuju konkurentne tvrtke,
- strukturiranjem različitih vrsta komercijalne ponude prema potrebama krajnjih kupaca.

Informacije prelaze na trgovačku komponentu koja predviđa:

- planiranje opskrbe i definiranje cijene po kojoj se kupuje energija,
- optimiziranje portfelja definiranjem energetskog miksa koji treba kupiti (iz elektrana, uvozom, s burze, bilateralnim ugovorima),
- definiranje granice rizika unutar koje je moguće kretati se izdvajajući i nadzirući iznose različitih portfelja trgovine,
- izravno djelovanje na tržištu burze,
- obradu analiza namirenja (engl. *settlement*), odnosno naknadnu provjeru ispravne ekonomske procjene kupljenih i prodanih količina.

4.4.2. Predviđanja kretanja tržišta: potražnja i cijena

Sposobnost predviđanja kretanja tržišta, u smislu predviđanja potražnje i cijene temeljni je *input* za sve djelatnosti upravljanja energijom (engl. *energy management*). Najpouzdanije je planiranje potrošnje vlastitih korisnika. Najbolje bi bilo planirati opskrbu i kupnju na burzi kako bi se minimizirali deficiti i maksimizirale marže. Predviđanja o kretanju cijena s druge strane pomažu shvatiti koliko se može prodati i kupiti na tržištu. Predviđanje potražnje električne energije ostvareno testiranim i potvrđenim statističkim modelima omogućuje pronalazak očekivanih rezultata koji su vrlo blizu stvarnim vrijednostima. Za neku trgovačku tvrtku najveće kritične točke nisu algoritmi predviđanja, nego upravljanje podacima o potražnji na temelju kojih se moraju napraviti predviđanja, zbog velikog broja informacija koje moraju biti prikupljene i pohranjene. Tržište električne energije je dnevno tržište koje svakih 15 minuta pohranjuje četiri informacije (potrošnja, vrijeme, stanje i bilješka), dakle bazu podataka za svako mjerenje u mreži čini više milijuna informacija godišnje. Sve to donosi dva problema: jedan se odnosi na vrijeme potrebno za obradu podataka, a drugi je vezan za troškove. Distributer, koji je vlasnik brojila, besplatno pruža opskrbljivaču podatke o potrošnji, npr. jednom mjesečno. Dnevni podaci za ostvarenje predviđanja moraju biti plaćeni, ali nije moguće kupiti podatke koji se odnose na svako brojilo jer bi troškovi nadmašili maržu koja se može ostvariti zahvaljujući samim predviđanjima. Da bi se nadvladao taj problem, potrebno je definirati strategiju predviđanja koja se temelji na podskupu podataka kojim se može upravljati i prilagoditi ga vlastitim potrebama oblikovanja i pohrane informacija. Može se, dakle, razmatrati prikupljanje podataka o potrošnji korisnika s dva različita pristupa:

- pristup *bottom-up*, koji predviđa odvojeno ostvarenje predviđanja potrošnje za svaku točku mjerenja, a zatim prikupljanje svih predviđanja na razini većeg klastera (slični profili, područja itd.); zbroj predviđanja klastera daje ukupno predviđanje,
- pristup *top down*, koji predviđa da potrošnja svake točke mjerenja bude pribrojena na razini klastera pa se predviđanje potrošnje odvija na razini prikupljenih klastera.

Predviđanje cijena je znatno složenije od predviđanja potrošnje. Osnovnu poteškoću stvara činjenica da se električna energija ne može skladištiti, dakle ne mogu se primijeniti tehnike drugih tržišta koja u razini dostupnih zaliha vide snažan pokazatelj kretanja budućih cijena.

na (npr. razina naftnih zaliha u Sjedinjenim Američkim Državama snažno utječe na cijenu nafte). Zbog potrebe za predviđanjem cijene električne energije bilježi se još neusklađen tržišni kontekst. Idealni model za predviđanje cijene trebao bi biti reprezentativan i dosljedan u odnosu na zabilježene podatke, trebao bi simulirati buduće scenarije, trebao bi biti u mogućnosti ostvariti *back-testing* prethodnih uvjeta i analizirati rizik simulacijom budućih scenarija i trebao bi biti jednostavan za korištenje. Trenutno ne postoji model optimalnih učinaka na svim područjima primjene. Većina tvrtki koristi modele ravnoteže (ili strukturalne modele). Tim modelima cijena se predviđa kao presjek potražnje i ponude oblikovanih prema referentnim tehničkim faktorima. Osim pouzdanih povijesnih podataka, potrebno je imati dostupnost ili mogućnost procjene tehničkih i komercijalnih informacija svojih konkurenata (na primjer pokretanje/gašenje elektrana, broj prekida rada zbog održavanja elektrana unutar jedne godine itd.).

4.4.3. Upravljanje sustavom za proizvodnju

Nastankom burze električne energije mijenja se logika upravljanja postrojenjima, prelaskom s isključivo tehnološkog upravljanja na financijsko i komercijalno upravljanje. Fokus proizvodnje postaje sposobnost prodaje energije na tržištima uz maksimalizaciju profita. Trenutni problem postrojenja za proizvodnju pretpostavlja da je, s obzirom na predviđanje kretanja cijena energije za svaki sat idućeg dana, potrebno izdvojiti profil proizvodnje koja maksimizira marže. Kada se taj profil definira, predviđanje se mora stvoriti kombiniranjem predviđene cijene ili potražnje sa *spot* razvojem tržišta (npr. zahtjevi OPS-a za aktivacijom zalihe, varijacije *spot* vrijednosti energije). Stoga treba raspolagati instrumentima koji omogućuju optimalno planiranje proizvodnje u skladu s očekivanim parametrima tržišta i *online* kontrolu proizvodnje za optimalno upravljanje stvarnim vremenom, na temelju tehničkih i ekonomskih zaključaka.

4.4.4. Upravljanje rizicima

Kontekst u kojem djeluju igrači na tržištima električne energije obilježen je poteškoćama u predviđanju scenarija razvoja zbog nemogućnosti skladištenja električne energije i visoke promjenjivosti *spot* cijena. Iz tih razloga, tvrtke za trgovinu su poprilično izložene rizicima tržišta čijem se upravljanju stoga posvećuje posebna pozornost. Smanjiti razinu rizika znači ostvariti manje promjenjive profite. Cilj upravljanja rizicima mora dakle biti ograničiti ukupne rizike tvrtke, uvrštavajući ih u unaprijed definirane politike rizika, jamčeći istodobno profite sukladne onima u poslovnim planovima. Postoje različite vrste rizika:

- Rizik tržišta (rizik cijene). Vezan je uz promjenjivost *spot* cijene i razliku *spot* i *forward* cijene. Sklopiti *forward* ugovor omogućuje unaprijed odrediti cijenu opskrbe i shodno tome omogućuje planirati priljeve blagajne. Osim toga očekivanja *spot* cijene mogla bi potaknuti više većih ili manjih transakcija na kratkoročnom tržištu u odnosu na terminalske ugovore. Vjerojatnost da se očekivanja glede *spot* cijena ne ostvare predstav-

lja rizik cijene kojem se tvrtke izlažu u trenutku u kojem ostavljaju iznose otvoreni.

- Rizik količine. Za trgovačka društva vezan je uz mogućnost da se predviđanja o potrošnji krajnjih kupaca promijene ili da isti konzumiraju više ili manje od predviđenog.
- Rizik kredita. Vezan je uz nedostatak sposobnosti ugovornih strana da se nose s plaćanjem računa u roku.
- Rizik likvidnosti. Vezan je uz mogućnost raspolaganja u kratkom vremenu značajnih količina novaca za potrošnju.
- Operativni rizik. Vezan je uz sposobnost dinamičnog rada koji odgovara potrebama tržišta, s adekvatnim vještinama.
- Regulatorni rizik. Posebno je važan i vezan je uz mogućnost da promjene u regulatornom kontekstu minimiziraju ostvarenje marži tvrtke.

Realizacija ugovora o kupovini ili prodaji količina energije pridonosi oblikovanju portfelja; oni su uravnoteženi kada su kupljene količine jednake prodanim, kratki su kada su kupljene količine manje od prodanih, a dugi kada su kupljene količine veće od prodanih. Na pojedine iznose portfelja mogu se primijeniti različite strategije upravljanja rizikom, od onih obrambenih, koje predviđaju izravno pokrivanje rizika osiguravajući marže, do onih špekulativnijih, koje nastoje proširiti marže igrajući na fluktuaciju cijena.

Obrambena strategija upravljanja rizikom predviđa primjenu politika *back-to-back* koje se očituju u realizaciji transakcija kupnje (ili prodaje) isključivo ako su istodobno dostupne ugovorne strane kojima se može prodati (ili od kojih se mogu kupiti) kupljene (ili prodane) količine; istodobno moraju biti dostupni instrumenti pokrivanja rizika koji osiguravaju maržu. Ako nedostaju ti faktori, transakcije neće biti realizirane. Na taj je način moguće održati portfelj uvijek uravnoteženim.

Špekulativnija strategija upravljanja rizikom podrazumijeva iskorištavanje volatilnosti tržišta u vlastitu korist. Špekulanti preuzimaju duge ili kratke pozicije, ovisno o tome predviđaju li porast ili pad u kretanju indeksa tržišta. U prvom slučaju biraju dugu opciju, prodajući udjele energije kada se predviđa da su indeksi dostigli maksimalnu vrijednost, kako bi maksimizirali maržu dobivenu iz otvorenog iznosa. U drugom slučaju balansirat će kratki iznos, kupujući udjele energije kada se pretpostavlja da su indeksi dostigli minimalnu vrijednost, kako bi smanjili trošak kupnje.

4.4.5. Uvoz električne energije

Jedan oblik opskrbe električnom energijom je uvoz iz inozemstva kroz interkonekcijske dalekovode sa susjednim zemljama. Pristup uvozu predviđa dodjelu prava na korištenje kapaciteta prijenosa duž interkonekcijskih dalekovoda zemlje prema inozemstvu od operatora prijenosne mreže zemlje podrijetla kroz godišnje i mjesečne dražbe za svako područje interkonekcije i u oba smjera (uvoz/izvoz). Količine neto dostupnih kapaciteta (NTC - *Net Transfer Capacity*) razlikuju se prema smjeru prijenosa (uvoz/izvoz), interkonekcij-

skom dalekovodu (granica), razdoblju godine (ljet/zima); vrsti dana (radni/praznik) i satima u danu (*peak/peak-off*) jer se znatno mijenjaju, osim prema tehnološkoj konfiguraciji koja karakterizira dalekovod i prema meteorološkim uvjetima, osobito prema temperaturi. Modalitet ugovaranja prava na kapacitet na dražbi je eksplicitan: tijekom otvaranja faze pregovaranja svi sudionici mogu podizati cijenu. Marginalna cijena (*clearing price*) je određena najmanjom ponudom od prihvaćenih. Kada se ponude poslože silazno prema cijeni, to predstavlja granicu preko koje traženi kapacitet nadmašuje dostupni kapacitet. U potpunosti su zadovoljene ponude s cijenom većom ili jednakom marginalnoj cijeni koja se ipak primjenjuje na sve prihvaćene ponude. Sudionik koji nakon kupnje električne energije na terminskom tržištu u inozemstvu nije uspio kupiti pravo prijenosa, mora tu električnu energiju prodati u zemlji u kojoj ju je kupio. Zbog toga su tvrtke koje djeluju na području uvoza električne energije igrači na *spot* tržištima zemalja iz kojih uvoze.

4.5. Prijenos i distribucija električne energije

Prijenos energije poveznica je između proizvodnje i potrošnje te ima temeljnu ulogu u kontekstu liberaliziranog tržišta. Fizički prijenos energije od mjesta proizvodnje do mjesta potrošnje odvija se kroz nacionalnu prijenosnu mrežu ili kroz mrežu lokalne distribucije. Djelatnost prijenosa električne energije od proizvodnih postrojenja do mreža lokalne distribucije konfigurira se kao djelatnost prijenosa koji provodi operator prijenosnog sustava. Fizički prijenos energije od mreže lokalne distribucije do potrošača konfigurira se kao djelatnost distribucije i djelatnost povjerena društvima za lokalnu distribuciju. Budući da to nije energija koja se može skladištiti, za obavljanje djelatnosti prijenosa najvažnije je održavati konstantnom ravnotežu ponude i potražnje električne energije kako bi se jamčili kontinuitet i sigurnost opskrbe. Uravnoteženo upravljanje tokovima energije u ulasku i izlasku iz mreže prijenosa je djelatnost raspodjele. Obavljanje te djelatnosti također je povjereno OPS-u, koji se u tom području brine o upravljanju, uravnoteženju, pružanju pomoćnih usluga, održavanju, programiranju i razvoju prijenosne mreže.

4.5.1. Djelatnost prijenosa i struktura nacionalne mreže

Djelatnost prijenosa električne energije definira se kao prijenos energije pomoću nacionalne prijenosne mreže koja je sastavljena od niza transformatora, interkonekcijskih dalekovoda koji omogućuju razmjenu električne energije s inozemstvom, dalekovoda visokog napona koji prenose energiju te mreže koja omogućuje dostavu električne energije potrošačima. Zadaće OPS-a kao operatora nacionalne prijenosne mreže su prijenos i raspodjela električne energije, odnosno konstantno održavanje ravnoteže ponude i potražnje energije kako bi se jamčili kontinuitet i sigurnost usluge. U tu svrhu OPS se bavi nadziranjem tokova električne energije i koordinacijom fizičkih djelatnosti proizvodnje, prijenosa i potrošnje energije; upravljanjem i pružanjem pomoćnih usluga, kao i djelatnostima održavanja i razvoja mreže. Liberalizacijom tržišta i pokretanjem burze energije, djelatnost

uravnoteženja elektroenergetskog sustava koju provodi OPS odvija se na temelju tržišnih mehanizama prema redosljedu ekonomske zasluge, odnosno prema najboljim i najpovoljnijim uvjetima ponuđenima na tržištu. Cilj OPS-a je opskrba potrebnim resursima po minimalnom trošku s jamstvom ravnoteže i sigurnosti elektroenergetskog sustava. Zbog toga je OPS odgovoran za faze tržišta uravnoteženja prema programu i uravnoteženja u stvarnom vremenu.

4.5.2. Distribucija

Djelatnost distribucije je finalna faza fizičke isporuke električne energije, nakon faze prijenosa, a sastoji se od prijenosa i transformacije električne energije niz distribucijske mreže srednjeg i niskog napona za isporuku potrošačima. Osim isporuke energije, u fazu distribucije ulaze i sljedeće djelatnosti: upravljanje, održavanje i razvoj distribucijske mreže, mjerenje potrošnje na točkama isporuke i na eventualnim točkama interkonekcije s drugim priključenim distribucijskim mrežama, pružanje tehničkih usluga koje zahtijevaju krajnji kupci, poput promjene snage, napona i provjere skupine mjerila; pružanje tehničkih usluga novih priključaka potrošača, kao i brzo djelovanje za otklon kvarova.

I na djelatnost distribucije utjecao je proces liberalizacije. Primjenjujući Direktivu 96/92/EC, nametnuta je vertikalno integriranim operatorima obveza osnivanja odvojenih društava za različite faze lanca, a osobito društva za obavljanje djelatnosti distribucije i opskrbe. Ima primjera gdje je u vidu racionalizacije distribucije nametnuta prisutnost jedinstvenog operatora za određeno područje. Tako su elektroprivrede bile prisiljene prepustiti dio vlastite distribucijske mreže gradskim tvrtkama koje djeluju u velikim nacionalnim središtima. Sljedeća europska direktiva, Direktiva 2003/54/EC, nametnula je obvezu razdvajanja i među djelatnostima distribucije i opskrbe za regulirane krajnje kupce.

Dok djelatnost opskrbe predstavlja kupnju i prodaju električne energije (uključujući preprodaju električne energije) krajnjim kupcima, djelatnost distribucije, koja je zapravo prirodni monopol, obavlja se kao javna usluga. U budućnosti će se koncesije za distribuciju dodjeljivati putem natjecanja kako bi se potaknulo učinkovito upravljanje distribucijskim mrežama prema konkurentnosti za tržište, umjesto konkurentnosti na tržištu, neprimjenjive u slučaju prirodnih monopola. Djelatnost distribucije ostaje stoga regulirana djelatnost. Društva koja osvoje koncesije za distribuciju električne energije djeluju u režimu lokalnog monopola. Kako bi se izbjegla mogućnost da distributeri zloupotrebljavaju taj položaj primjenjujući prekomjerne tarife, a istodobno kako bi se smanjile neučinkovitosti karakteristične za monopole, mogu se odrediti naknade distributera kroz protuvrijednosti određene tarifom, a kao kompenzaciju za nedostatak rizika na tržištu može se predvidjeti gornju granicu prihoda koju mogu dostići distributeri. Osim toga, postoji mogućnost donošenja planova poticaja i kazne na teret distributera kako bi se očuvala razina kvalitete usluge i poštivanje granica u prekidima kontinuiteta usluge te poštovali utvrđeni standardi kvalitete.

Mehanizam nagrada i kazni vezan za kvalitetu usluge, a osobito uz prekide u opskrbi električnom energijom, trebao bi dovesti do poboljšanja. Poboljšanje omogućuje tehnološki razvoj koji dovodi do uvođenja daljinskog upravljanja mrežom, instrumenta nužnog za prevenciju i pravodobno izdvajanje kvarova. Među inicijativama za najbolje iskorištavanje tehnološkog razvoja na području distribucije izdvaja se i primjena elektroničkog brojila. Organizacija te tehnologije predviđa instaliranje jednog elektroničkog brojila kod krajnjih potrošača koji putem koncentratora smještenog na kraju transformatorske stanice komunicira sa središnjim sustavom daljinskog upravljanja. Skup tih uređaja omogućuje, između ostalog, i razmjenu informacija o potrošnji u realnom vremenu i pokretanje niza intervencija iz daljine, bez potrebe za fizičkom intervencijom na samoj lokaciji. Uvođenje tih tehnologija donosi velike prednosti:

- na računima: naplata se ostvaruje prema stvarnim podacima ograničavajući pribjegavanje akontacijama i obračunima,
- u komercijalnoj kvaliteti usluge: mogućnost upravljanja brojilom iz daljine ubrzalo je mnoge prakse (izmjenu dostupne snage, odvajanje od opskrbe itd.) koje više ne zahtijevaju kretanje osoblja,
- u mogućnostima ponude: elektroničko brojilo može zabilježiti ukupnu potrošnju prema razdobljima, ako već ne prema satima, i stoga omogućuje prodavačima da personaliziraju ponude prema navikama potrošnje potrošača. Osim toga, u inozemstvu je (UK) elektroničko brojilo omogućilo uvođenje ponuda pretplate na električnu energiju,
- u poboljšanju upravljanja elektroenergetskim sustavom: višesatne tarife uvedene zahvaljujući elektroničkom brojilu mogu potaknuti premještanje potrošnje u bazne sate i smanjiti vršna opterećenja. Osim toga, mogućnost brže dostupnosti izračuna potrošnje, a u nekim slučajevima čak i u realnom vremenu, omogućuje jednostavnije upravljanje uravnoteženjem elektroenergetskog sustava.

Društva za distribuciju električne energije moraju ispuniti i godišnje obveze energetske uštede ostvarujući akcije poboljšanja energetske učinkovitosti čak i putem trećih društava. Takve su akcije nagrađene priznanjem energetske učinkovitosti, poznatim kao Bijeli certifikat.

4.5.3. Odnosi između distribucije i opskrbe: Proces razdvajanja i Mrežni Kodeks

Liberalizacija tržišta električne energije pretpostavlja razdvajanje (engl. *unbundling*) djelatnosti koje obavljaju vertikalno integrirani subjekti u različitim fazama lanca, osobito konkurentne djelatnosti (proizvodnja, veleprodaja ili maloprodaja) i mrežnih djelatnosti – prirodnih monopola (prijenos i distribucija). Ključno načelo procesa razdvajanja je neutralno, nediskriminirajuće i transparentno upravljanje prienosnom mrežom i za nju vezanim tehničkim i komercijalnim uslugama. Ovakvo uređenje omogućava konkurentnost na tržištu. Društva koja djeluju u djelatnostima prijenosa i distribucije moraju biti u mogućnosti ostvarivati ulaganja i jačanja infrastruktura isključivo u svrhu konzistentnog razvoja mreže

i ukupne optimizacije kapaciteta prijenosa. Od neutralnog upravljanja fizičkom mrežom nije manje bitno ni upravljanje informacijama u vlasništvu društava za prijenos, koja moraju jamčiti zaštitu komercijalno osjetljivih podataka koji bi mogli predstavljati konkurentnu prednost, npr. podaci o potrošnji i/ili eventualnom nepodmirenom dugovanju krajnjih kupaca. Drugi temeljni aspekt koji omogućuje stvarnu konkurentnost bez smetnji na tržištu je nepostojanje unakrsnih subvencija između djelatnosti podložnih tarifnoj regulaciji i djelatnosti koje se obavljaju na tržišnim načelima. To zahtijeva transparentnost informacija od strane energetske subjekata vezanih za njihovu ekonomsku i financijsku situaciju.

Razdvajanje razlikuje uloge društava za distribuciju i opskrbu, predviđajući da se prva usmjere na tehničko upravljanje mrežom a da se drugima (opskrbljivačima) povjери komunikacija s krajnjim kupcima. Operativni učinci takvog uređenja obuhvaćaju pretežito one procese koji su zajednički dvama društvima i koji zanimaju i krajnjeg kupca. Razdvajanju su prije svega podložni procesi koji se odnose na zahtjeve za tehničko-komercijalnim uslugama, mjerenje potrošnje, naplate, upravljanje kreditima, komercijalnu kvalitetu i reklamacije. Pružanje usluge koju krajnji kupac traži predviđa njegovu interakciju s opskrbljivačem električnom energijom. Iako obvezan jamčiti nepristranost i simetriju mreže prema svim dionicima liberaliziranog tržišta, model komunikacije koji razdvajanje predviđa donosi velik broj interakcija trgovačkih društava i društava za distribuciju koja ne spadaju nužno u istu grupu, ali su često dio sasvim različitih okruženja. Razlike u upravljanju i procesu koje postoje između pojedinih distributera mogu izazvati poteškoće pri ulasku novih tržišnih igrača i u konačnici dovesti u pitanje konkurentnost tržišta.

Vrste razdvajanja (engl. *unbundling*) i modeli organizacije

Postoji više vrsta razdvajanja koje odgovaraju različitim razinama razdvajanja.

Pravno razdvajanje društva: razdvajanje djelatnosti na različita pravna društva. Vlasništvo i upravljanje djelatnostima mreže dodjeljuju se pravno različitom subjektu, ali još uvijek je prihvatljiva prisutnost vodećeg društva.

Administrativno i financijsko razdvajanje: odvajanje financijskih aktivnosti, na način kao da ih obavljaju različita društva.

Funkcionalno razdvajanje: odvajanje djelatnosti integrirane tvrtke na djelatnosti neovisne u pogledu organizacije, odlučivanja, upravljanja i prema dostupnosti komercijalno osjetljivih informacija. Primjenjuje se na same djelatnosti u koncesiji, neovisno o činjenici da postoji uvjet pravnog razdvajanja takvih djelatnosti. Vlasništvo nad mrežom ostaje u rukama operatora aktivnog u različitim djelatnostima lanca.

Vlasničko razdvajanje: odvajanje djelatnosti na potpuno neovisna društva koja kontroliraju različiti vlasnici.

Kako bi poštivala zahtjeve razdvajanja, vertikalno integrirane tvrtke mogu usvojiti različite organizacijske obrasce. Idealni model predviđa jasno razdvajanje tržišnih djelatnosti

proizvodnje i opskrbe i reguliranih djelatnosti prijenosa i distribucije. U slučaju *multiutility* tvrtki mogući su operativni modeli tzv. *dual fuel*, u kojima trgovačko društvo koje djeluje na slobodnom tržištu podnosi objedinjene ponude (npr. za električnu energiju i plin). Upravljanje jedinstvenim ugovorom za više različitih opskrbi omogućuje trgovačkom društvu smanjenje troškova upravljanja korisnicima te stoga i uvođenje na tržište paketa koji su konkurentniji od odvojenih ponuda za svaki proizvod. U tom modelu razdvajanje informacija mogućnosti prodaje i distribucije može biti ostvareno pružanjem neovisnih informativnih sustava i jednom i drugom društvu, ili jednostavnije (prema aktualnom stanju u Italiji) jamčenjem razdvajanja informacija iz baza podataka dvaju društava.

Alternativa idealnom modelu organizacije je usvajanje modela uslužne kompanije (engl. *service company*) koji predviđa održavanje sinergijskih procesa i sustava društava za trgovinu i distribuciju stvaranjem društva za namijenjene usluge. U slučaju opiranja normativnim odredbama i savjetovanjima po pitanju ekonomskih i financijskih pitanja procesa razdvajanja, riječ je o hibridnom modelu za koji je karakteristična prisutnost internih funkcija prodaje koje pružaju usluge distribuciji i obratno.

Odnosi između operatora moraju biti regulirani i kodificirani na odgovarajući način. S tim ciljem pokreće se proces za definiranje Mrežnog kodeksa za distribuciju električne energije koji sadrži pravila svojstvena pristupu i pružanju usluge distribucije. Kodeks djelatnosti distributera električne energije je dokument koji se konstantno nadopunjuje i koji popisuje sve odnose predugovorne i ugovorne prirode koji se ostvaruju između tvrtki za distribuciju i korisnika u okviru usluge distribucije. Mrežni kodeks nastoji objediniti modalitete kojima se u odnosima između izvršitelja i korisnika ostvaruju i prihvaćaju regulativom propisane odredbe. Mrežni kodeks je instrument koji se nudi za određivanje pravila i zajedničkih, transparentnih standarda za pristup infrastrukturi distribucije.

Upute za razdvajanje distribucije

Uvođenje procesa razdvajanja i normativa u korist standarda komunikacije imalo je velike posljedice na upravljanje i rad društava za distribuciju, osobito na instrumente i procese podrške komunikacije s trgovačkim društvima. U pogledu instrumenata, kako bi trgovačkim društvima jamčili jednake uvjete pristupa mreži i korištenje vezanih usluga, distributeri su se morali opremiti razvijenim kanalima komunikacije, obično mrežnim portalima ili integracijom programske podrške koji mogu standardizirati ulazne i izlazne tokove informacija te omogućiti ispravno i transparentno prepoznavanje zahtjeva za uslugom. To je nametnulo preustroj velikog dijela pripadajućih procesa kako bi se novi modalitet interakcije s trgovačkim društvima uklopio s novim standardima komunikacije. Jedan od slučajeva koji najbolje prikazuju dimenzije učinaka razdvajanja na procese distribucije jest upravljanje zahtjevima za promjenom opskrbljivača (engl. *switching*). Za pružanje takve usluge distributer je obavezan ispravno upravljati eventualnim konkurentnim zahtjevima većeg broja subjekata po pitanju vlastite opskrbe. Drugi primjer je omogućavanje transparente komunikacije u realnom vremenu s drugim sudionicima tržišta. Distributer može učiniti

vlastiti sustav dostupnim putem mrežnog portala ili integracijom programske podrške. Cilj je omogućiti ulazak novih tvrtki koje se bave opskrbom na tržište i omogućiti jednak tok informacija između novih igrača i ODS-a.

4.6. Prema elektroenergetskoj mreži budućnosti: pametna (napredna) mreža – Smart Grid

4.6.1. Problem sadašnjih mreža u svjetlu scenarija budućnosti

Potreba za promjenom

Dugo se nije primijetila potreba za uvođenjem promjena u uobičajene logike upravljanja distribucijskim mrežama, što je dovelo do toga da modaliteti kojima su one planirane, programirane i izvođene nisu evoluirali. Proces liberalizacije tržišta električne energije, povećanje potrošnje, potreba za integracijom proizvodnje iz obnovljivih/distribuiranih izvora i sve češća mikroproizvodnja, baš kao i porast značenja kvalitete i kontinuiteta usluge, pružili su segmentu distribucije velik poticaj za modernizaciju i poboljšanje. Poticaj prema novom načinu percepcije distribucijske mreže vezan je izravno ili neizravno i za nova stajališta nacionalne i europske energetske politike koje nastoje smanjiti emisiju CO₂ i racionalizirati energetske potrošnje. S tim ciljem proces inovacije mreže podupiru i brojni ekonomski poticaji koje su razne vlade predvidjele za financiranje pozamašnih ulaganja potrebnih za transformaciju aktualne mreže. Doprinos uloženi resursa i promjene u načinu rada mreže u nekim situacijama vode do potpune revizije filozofije upravljanja cjelokupnim sustavom za distribuciju.

Smart Grid (pametna mreža)

Danas još ne postoji jedinstvena vizija o vremenskoj dostupnosti rezervi fosilnih izvora namijenjenih proizvodnji energije. Unatoč tome, gotovo su svi spremni prihvatiti temeljno stajalište koje distribucijsku mrežu ne vidi više kao jednostavan pasivni dodatak prijenosnoj mreži koja nastoji opskrbiti potrošače energijom, nego kao aktivni sustav u kojem će zajedno djelovati s potrošačima, proizvođačima i *prosumerima*¹⁰⁶. Zbog sve veće raširenosti distribuirane proizvodnje, distribucijska će mreža postupno napustiti svoju pasivnu konfiguraciju i postati aktivna kako bi mogla omogućiti dvosmjerni protok energije. Novi aktivni sastav mreže, osim što jamči višesmjerni tokove informacija i električne energije, omogućuje i veću razinu interakcije, prilagodljivosti i optimizacije, bilo u pogledu proizvodnih postrojenja, jamčeći bolju raspodjelu energije i povećavajući razinu funkcionalnosti postrojenja obnovljivih izvora, bilo što se tiče usluga pružanih krajnjim korisnicima (npr. razvoj kućne i stambene automatizacije – *home & building automation*). Da bi se distribucijska mreža mogla smatrati aktivnom, mora upravljati snagom koja je prikupljena i/

106 Entiteti koji istodobno troše i proizvode električnu energiju nazivaju se *prosumers*.

ili proizvedena u svim čvorovima mreže¹⁰⁷. U Tablica 12 uspoređene su aktualne i buduće distribucijske mreže.

Tablica 12. Usporedba aktualnih i budućih distribucijskih mreža.

AKTUALNE MREŽE	BUDUĆE MREŽE
Centralizirana kontrola u slučaju poremećaja	Hijerarhija sustava za kontrolu
Rašireni sustav za prikupljanje informacija	Sustav za prikupljanje informacija koji polazi od svakog korisnika/dijela mreže
Ručno ponavljanje usluge	Automatsko ponavljanje usluge. Samoprilagodljivi sustavi zaštite, samoizdavanje
Različiti standardi za uređaje snage i aparate daljinskog upravljanja	Zajednički standardi
Nedostatak tržišta u sustavima distribucije (npr. povlašteni ugovori o kupovini)	Tržišta lokalno snažno razvijena
Umjeren kontrola tokova snage određena korisnicima i zrakastom strukturom mreža	Aktivno upravljanje prekomjernim opterećenjima
Ograničene informacije o tržištu na uvid korisnicima	Otvorenost i transparentnost maloprodajnog tržišta
Elektroničko brojiilo	Širenje pametnog mjera koje je u mogućnosti pružiti trenutne podatke o potrošnji, čak i korisniku
Pasivni korisnici	Korisnici aktivni na tržištu

Prema danas prihvaćenoj definiciji, pametna mreža je „elektroenergetska mreža koja može na racionalan način integrirati ponašanje i djelovanja svih korisnika povezanih s njom – proizvođača, potrošača i proizvođača/potrošača – kako bi osigurala održivu, ekonomičnu i sigurnu opskrbu električnom energijom“¹⁰⁸. Pametna mreža može se ostvariti primjenjivanjem digitalne tehnologije u distribuciji. Drugim riječima smatra se takvom kada je zahvaljujući informacijskoj i komunikacijskoj tehnologiji (ICT) u mogućnosti prepoznati potencijalni problem (nepravilnost u radu ili kvar) i prenijeti ga nadležnom (sustavu) koji se samostalno pokreće kako bi ga ispravio. Ispravak se može odvijati automatskom intervencijom iz daljine ili može zahtijevati intervenciju skupine tehničara koji se upućuju na provjeru određenog dijela mreže. Napredna primjena pametnih mreža predviđa i korištenje elektroničkim uređajima FACTS (Flexible AC Transmission System) i/ili FACDS (Flexible AC Distribution System), koji omogućuju upravljanje i distribuciju električne energije optimalnom razdiobom tokova energije u mreži, uz odgovarajuće decentralizirane sustave kontrole. To je najrazvijenija i inovativna razina upravljanja sustavom za distribuciju.

107 Čvorište neke mreže je točka u kojoj se sastaju dvije ili više grana te mreže. Razlikujemo čvorište proizvodnje (ulazak energije proizvedene u postrojenjima), čvorište potrošnje (isporuka energije), čvorište povezanosti s mrežom susjedne zemlje (u koju se unosi ili iz koje se preuzima određena količina energije).

108 *Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future*, European Technology Platform on Smart Grids.

4.6.2. Sastav pametne mreže

Prijelaz s tradicionalne mreže na pametnu mrežu zahtijeva uvođenje dvaju novih pojmova: mikromreže (engl. *microgrid*) i virtualne elektrane (engl. *Virtual Power Plant*)¹⁰⁹.

Mikromreža

Mikromreža je jedan dio (manji ili veći) distribucijske mreže električne energije, smješten na sekundarnoj strani transformatorske stanice koja uključuje promjenjiv broj distribuiranih izvora energije (DER - *Distributed Energy Resources*; uključuje distribuiranu proizvodnju, opterećenja s mogućim prekidima) i opterećenja (elektroenergetska i/ili termička). Potrebno je napomenuti da nije isključena mogućnost da su mikromreže ustrojene i na srednjem naponu. Mikromreže se zapravo sastoje od malih mreža koje unutar sebe reproduciraju strukturu sustava proizvodnje i distribucije energije. S obzirom na mrežu, mikromreža se može promatrati kao kontrolirana jedinica koja djeluje kao objedinjeno opterećenje ili proizvođač, ili, u ekonomski povoljnim uvjetima, kao mali izvor energije za pomoćne usluge¹¹⁰. Mikromreže su opremljene odgovarajućim sustavom lokalne kontrole koja regulira izmjenu energije među opterećenjem, proizvodnjom i vanjskom mrežom. U slučaju pomanjkanja usluge glavnog sustava napajanja, mikromreža može ostati izdvojena¹¹¹, opskrbljujući energijom potrošače koji imaju veću potrebu za kontinuitetom i isključujući one koji su prihvatili sudjelovanje u programu prekida opterećenja (engl. *load curtailment*). Točka koja razdvaja mikromrežu od ostatka mreže je točka zajedničkog spajanja (engl. *Point of Common Coupling* – PCC). Struktura mikromreže može biti zrakastog ustroja (napajanje dolazi iz transformatora za napajanje, iz kojeg se granaju glavne linije s odgovarajućim vezama) ili isprepletenog tipa (napajanje dolazi iz dva ili više primarnih transformatora), kako bi najbolje iskoristila svoje mogućnosti proizvodnje te omogućila optimalnu razdiobu protoka snage duž mreže. Mikromreže se mogu dijeliti i na samostalne i nesamostalne, ovisno o tome jesu li električki izolirane od distribucijskog sustava.

Virtualna elektrana – Virtual Power Plant (VPP)

Virtualne elektrane su objedinjeni virtualni agregati proizvođača i opterećenja raspoređeni po zemljopisno velikim područjima, a njima se upravlja kao jedinstvenim velikim postroje-

109 Taj pojam ima različito značenje od ugovora VPP, koji je uveo AEEG (Odredba AEEG-a 220/05) kao instrument konkurentnosti za održavanje cijena i tarifa električne energije.

110 Pomoćne usluge su usluge potrebne za jamstvo sigurnosti unutar elektroenergetskog sustava. Vezane su za upravljanje prijenosnom ili distribucijskom mrežom (statična rezerva, regulacija frekvencije, regulacija napona, pokretanje mreže).

111 Izdvajanje se odnosi na fenomen u kojem jedno ili više postrojenja za proizvodnju električne energije nastavlja napajati dio distribucijske mreže na koju su spojeni, unatoč tome što se taj dio mreže odvojio od glavne mreže na koju je povezan.

njem kako bi se ukupnim proizvodnim kapacitetom moglo sudjelovati u djelatnostima tržišta električne energije te kako bi se mogle predstaviti ponude kupnje i prodaje na burzama s ciljem maksimizacije profita vlasnika postrojenja (u ekonomskom pogledu). Virtualne elektrane mogu imati i mogućnost potpisivanja ugovora o opskrbi za pružanje pomoćnih usluga, što pojedinačni distribuirani izvori energije nisu uvijek u mogućnosti.

Razlike i povezanosti između mikromreže i virtualne elektrane

Temeljna razlika između mikromreža i virtualne elektrane je ta što su mikromreže prave „fizičke strukture“ izgrađene na distribucijskim mrežama kako bi ih raspodijelile i time njima bolje upravljale, dok su virtualne elektrane virtualne strukture koje se ne temelje na fizičkom pridruživanju. Druga razlika odnosi se na mrežu na koju su povezane: mikromreže su strukture trenutno povezane na mreže niskog napona, dok virtualne elektrane nastoje združiti elemente koji su povezani na mreže srednjeg i visokog napona. Unatoč opisanim razlikama, s odgovarajućom logikom upravljanja mikro-mreže mogu primijeniti ponašanje slično virtualnim elektranama simulirajući proizvodno postrojenje povezano na mrežu srednjeg napona koje se s punim pravom može koristiti unutar jedne virtualne elektrane.

4.6.3. Novi način poimanja elektroenergetskog lanca

Tvrtka za distribuciju

Društva za distribuciju će s obzirom na pozamašna ulaganja (regulacija napona, daljinska kontrola i daljinsko upravljanje transformatorskim stanicama, reklasifikacija razina napona itd.) sasvim sigurno povećati djelatnost i učinkovitost vlastitih mreža kako bi poboljšala njihovo upravljanje i minimizirala gubitke u mreži. Snažna povezanost mreže (ispreplitanjem) omogućuje niz prednosti kao što su veća pouzdanost, bolje iskorištavanje dalekovoda i transformatora, bolja regulacija napona, dvosmjerni tokovi energije i ujednačenija distribucija opterećenja na mreži. Te će prednosti djelomično kompenzirati troškove uvođenja novih tehnologija potrebnih da bi se omogućila sve veća raširenost distribuirane proizvodnje. Uvođenje pametnih mreža utjecat će na strategije i operative djelatnosti distributera. Strategije će se zapravo fokusirati na korisnika, bit će usmjerene na proširenje ponude usluga zbog potrebe za upravljanjem sve većim protokom informacija u stvarnom vremenu, a to će nužno dovesti do promjene u radu distributera, usmjerenog na maksimalnu fleksibilnost i pouzdanost. Prvi element u takvom sustavu je elektroničko brojilo i sustav daljinskog upravljanja, zahvaljujući kojima je moguće iz daljine obavljati mnoge aktivnosti koje su nekada zahtijevale izlazak radne snage na teren (aktivacije, odvajanja, prijenosi itd.), s manje vremena i troškova potrebnih za usluge, što poboljšava kvalitetu ponuđene usluge. Potpuna dostupnost očitanih podataka u stvarnom vremenu omogućit će distribucijskim društvima razvitak vlastitog pristupa prema klijentima i prema trgovačkim društvima nudeći nove usluge dodane vrijednosti.

Tvrtka za opskrbu

Trgovačka društva svjedočit će porastu svojih mogućnosti po pitanju ponude prema klijentu kroz važan niz usluga dodane vrijednosti koje će omogućiti osvajanje i zadržavanje znatnih udjela tržišta. Moći će se ponuditi usluge energetske uštede povezane s proizvodima/uređajima koji mogu programirati rad kućanskih uređaja u razdoblju u kojem je trošak energije manji, ili pak nadzirati profil potrošnje predlažući odgovarajuće ponude tarifa. Kako bi potaknula vlastite klijente na svjesniju i povoljniju uporabu električne energije, neka trgovačka društva ugrađuju pametna mjerila (engl. *smart meters*) tj. uređaje za mjerenje namijenjene instalaciji na brojila koja pružaju informacije (često u stvarnom vremenu) o prihvatu energije kod korisnika te omogućuju mjerenje uštede vezane za njihovu komercijalnu ponudu. Agregator će u budućnosti moći ponuditi potrošačima diferencirane ugovore, što je preteča nekih djelatnosti koje bi u budućnosti mogao obavljati agregator.

Agregator

Većina potrošača u kućanstvima nije u potpunosti svjesna koliko električne energije troši u različite svrhe i što može značiti promjena navike ponašanja (u smislu korištenja električne energije) i pokretanje mjera energetske učinkovitosti, kako za troškove energije, tako i za rad nacionalnog elektroenergetskog sustava. Javlja se potreba da se korisnicima potrošnja učini većim dijelom dostupnom kako bi je lakše kontrolirali i jednostavnije njome upravljali. Javlja se novi i inovativni čimbenik nazvan agregator, ranije nepoznat na tržištu električne. Agregator kroz specifične djelatnosti i tehnološki napredne uređaje koje pruža pametna mreža uspijeva upravljati potražnjom električne energije krajnjih kupaca te izjednačavati vrhunce opterećenja i povećati globalnu pouzdanost sustava. Agregator se stoga predstavlja kao posredničko društvo koje sudjeluje na tržištu električne energije u ime krajnjih korisnika, koji su potrošači, ali mogu biti i proizvođači. On upravlja mogućnošću promjene opterećenja i stvaranja klastera korisnika, izdvojenih prema njihovim karakteristikama potrošnje (npr. mogućnost promjene vlastitih profila opterećenja) i planira proizvodnju energije iz distribuiranih proizvodnih postrojenja kada je trošak proizvodnje manji od tržišne cijene električne energije. Osim toga, mogućnost minimiziranja vrhunaca opterećenja klasičnim mjerama rješavanja vrhunaca potrošnje (engl. *peak shaving*) dovodi do smanjenja gubitaka mreže i povećanja učinkovitosti nacionalnog elektroenergetskog sustava.

Krajnji kupac

Izgledi za razvoj elektroenergetskog lanca neizostavno zanimaju krajnjeg kupca koji može odabrati zadržavanje uloge jednostavnog potrošača ili može promijeniti vlastitu ulogu. Kao potrošač, može svjedočiti razvoju ponuđenih usluga (inteligentni kućanski aparati, domotika, dinamični sustavi mjerenja potrošnje, sustavi daljinske kontrole potrošnje, sustavi napajanja električnih automobila itd.). Ako pak odluči imati različitu ulogu može sudjelovati

vati u programima aktivne potražnje (engl. *active demand*) u kojima će u skladu s mogućnošću promjene vlastite potrošnje moći raspolagati tarifama s olakšicama ili biti izravno isplaćen. Dodatnim razvojem može preuzeti ulogu *prosumera*, odnosno proizvođača i potrošača. Ta je uloga, danas snažno potaknuta potporama za korištenje obnovljivih izvora energije, temeljni izazov za mreže budućnosti i predstavlja strukturalnu promjenu u elektroenergetskom sustavu. Sve te mjere, djelomično osposobljene zahvaljujući operatorima mreže, djelomično omogućene zahvaljujući svjesnijim i odgovornijim ponašanjima krajnjih kupaca, dovest će zasigurno do energetske uštede i za pojedince i za sustav u cjelini.

4.6.4. Pametna mreža: što će se promijeniti sutra?

Razvoj infrastrukture pametne mreže popratio je širenje novog koncepta, usko vezanog za mrežu, ali ne nužno obuhvaćenog širinom njezine definicije, a to je koncept „pametnoga grada“ (engl. *smart city*). Pametni grad ne temelji se samo na pametnoj mreži distribucije električne energije, nego iskorištava njezinu sposobnost obavljanja usluga za poboljšanje stila i kvalitete života građana, uključujući i obnovljive izvore energije i poboljšavajući energetske učinkovitost. Različiti su oblici djelovanja koji se primjenjuju u pametnom gradu. Jedna od ponuđenih usluga je e-mobilnost (npr. električni automobil) koja može omogućiti metodologiju održivog prijevoza, ali i usluge energetske skladištenja (engl. *storage*). U trenucima u kojima se električni automobili ne koriste, njihove se baterije mogu koristiti kao akumulatori kako bi se izbjegla prekomjerna opterećenja elektroenergetske mreže. Primjer dodatne intervencije obuhvaća sektor zgradarstva koji je osobito velik potrošač električne energije, a u kojem je nužno djelovati programirajući i ostvarujući akcije učinkovitosti kako bi se smanjila energetska ovisnost i emisije stakleničkih plinova. Mogući primjeri akcija na tom području su:

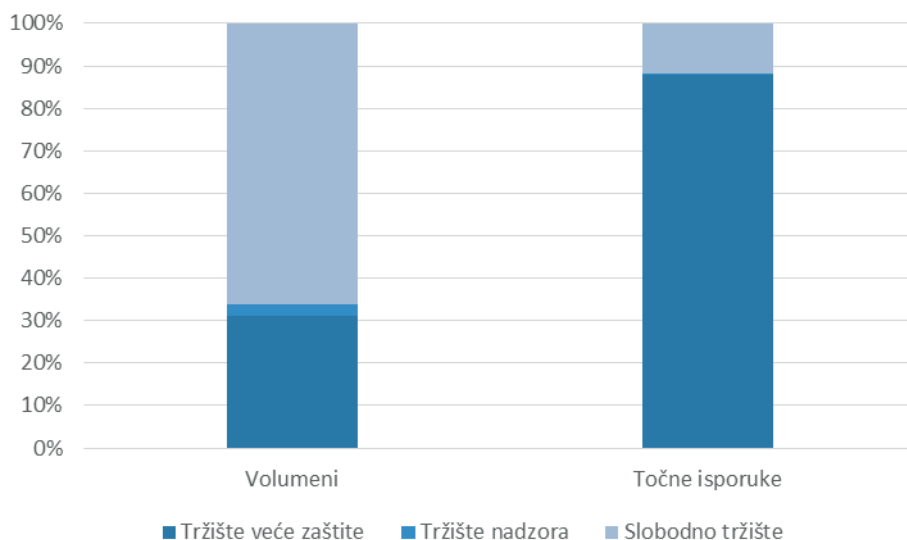
- instalacija uređaja za mikroproizvodnju (fotonaponski uređaji, mini-vjetroelektrane itd.),
- kućanska automatizacija (engl. *home automation*); (uređaji poput senzora, aktivatora, koji mogu optimizirati rad električnih aparata),
- učinkovita rasvjeta (npr. zamjena žarulja sa žarnom niti led žaruljama, zamjena tradicionalnih cijevnih fluorescentnih svjetiljki kompaktnim fluorescentnim svjetiljkama sa sustavom dimerizacije itd.).

4.7. Maloprodajno tržište električne energije

Maloprodaja električne energije sastoji se od tri temeljne djelatnosti: kupnja energije na tržištu, preprodaja krajnjem kupcu te operativno i komercijalno upravljanje korisnicima. Upravljanje tim dijelom lanca u povijesti je bilo povjereno istim društvima koja su distribuirala električnu energiju, s obvezujućim odnosom za klijenta i bez razlike između usluga distribucije i opskrbe. Direktivama EU-a liberalizirano je maloprodajno tržište električnom energijom: krajnjim je potrošačima omogućeno da slobodno odaberu opskrbljivača, s vremenom raspoređenim prema razredu potrošnje kojem pripadaju.

4.7.1. Referentna tržišta: veća zaštita, nadzor i slobodno tržište

Aktualni ustroj finalnog tržišta ovisi o karakteristikama procesa liberalizacije: postupni prijelaz s povlaštenosti na slobodno tržište podrazumijeva istodobnu prisutnost neliberaliziranog tržišta, poznatog i kao obvezujuće tržište, za vrijeme cijele prijelazne faze, kojem pripadaju svi korisnici koji još nisu povlašteni i oni povlašteni korisnici koji su odlučili da se neće prikloniti slobodnom tržištu. Osim toga, priključivanje slobodnom tržištu još se uvijek smatra dobrovoljnim. Dakle, korisnik može zadržati opskrbu električnom energijom u režimu koji slijedi pravila rada starog obvezujućeg tržišta. U tom pogledu finalno je tržište danas podijeljeno na javnu uslugu i slobodno tržište. Javna usluga dostupna je klijentima priključenima na mrežu niskog napona, kućanstvima ili malim tvrtkama¹¹², koji se nisu opredijelili za prijelaz na slobodno tržište, koji su slobodno tržište napustili ili su ostali bez opskrbljivača. Korisnicima usluge veće zaštite električna energija se dovodi izravno od lokalnog distributera (ili kroz sestrinsko trgovačko društvo, u slučaju da distributer opslužuje više od 100.000 korisnika), po tarifi opskrbe¹¹³ koju je utvrdilo nadležno tijelo. Dimenzija usluge veće zaštite je također bitna, što zbog količine, što zbog usluženih točaka isporuke: to je moguće zahvaljujući zadržavanju velikog broja korisnika u kućanstvima, čija je karakteristika ograničena jedinična potrošnja (slika 21).



Slika 21. Podjela količine i točaka isporuke različitih tržišta, podaci iz 2019.

Izvor: AEEG "Godišnje izvješće o stanju usluga i obavljenoj djelatnosti"

112 Da bi ušla u tu kategoriju, tvrtka mora udovoljavati zahtjevima koje su odredila vladajuća tijela: npr. broj zaposlenika manji od pedeset i prihod koji ne premašuje 10 milijuna € godišnje.

113 Cijena opskrbe čini otprilike 65% tarife koju podmiruje korisnik.

Cilj je da slobodnom tržištu mogu pristupiti svi subjekti koji kupuju električnu energiju. Dinamika slobodnog tržišta razlikuje se među različitim korisnicima prema jedinici potrošnje:

- korisnicima s povećanom potrošnjom cijena se formira sklapanjem ugovora između korisnika i opskrbljivača (ili više potencijalnih opskrbljivača) u kojem su predmet pregovora i drugi elementi, među kojima mehanizmi bonusa, uvjeti plaćanja, dodatne usluge,
- korisnicima sa manjom potrošnjom, u kućanstvima ili izvan kućanstava u pravilu se predlažu standardizirane ponude, javne i lako usporedive (ponude se odnose samo na cijenu opskrbe, iako često uključuju i druge usluge dodane vrijednosti).

Slobodno tržište je znatno manje koncentrirano nego regulirana tržišta, budući da nema osnovna ograničenja za ulazak i sudjelovanje različitih dionika.

4.7.2. Prijelaz na slobodno tržište

Proces liberalizacije tržišta, iako potpun u pogledu normativa, još nije razvijen u pogledu pristupa korisnika priključenih na niski napon, odnosno potrošača u kućanstvima i malih tvrtki. Većina ulazaka na slobodno tržište odvija se preko trgovačkog društva koje obavlja uslugu veće zaštite: potrošač u kućanstvu ne mijenja opskrbljivača, ali odabire tarifu različitu od administrativne cijene reguliranog tržišta koju mu nudi društvo čiji je korisnik. Razlog zbog kojeg korisnici kućanstava ne pristupaju često slobodnom tržištu u prvom su redu: nedovoljno poznavanje prilika i ograničena percepcija ekonomske pogodnosti. Prema recentnom istraživanju Vijeća europskih energetske regulatora (CEER), samo osmina ispitanika izjavila je da je upoznata s dostupnim komercijalnim ponudama u svojim zemljama, dok 40 % tvrdi da je za njih čulo, ali se nije ni potrudilo saznati više o njima. Općenito se nailazi na slabo poznavanje mogućnosti (prijelaz na slobodno tržište, povratak na tržište veće zaštite, postojanje administrativne cijene itd.) i usluga koje nudi tržište: instrumente usporedbe ponuda tvrtki za opskrbu poznaje samo minorni broj ispitanika. Sklonost promjeni je zaista ograničena¹¹⁴. Taj fenomen proizlazi iz kombiniranog učinka zadovoljstva korisnika trenutnom situacijom i nezainteresiranosti za predložene alternative. Analiza stopa promjene pokazuje da je veći broj prelazaka na operatore udružene s distribucijskim društvima nego odabira trećih tvrtki za opskrbu. Važniji je izravni kontakt s potencijalnim korisnikom nego promocija putem masovnih i jednosmjernih sredstava komunikacije. S druge strane, tvrtke (za razliku od kućanstava), unatoč maloj količini potrošnje, puno su otvorenije razmatranju mogućnosti promjene opskrbljivača.

114 Council of European Energy Regulators (CEER) 2019. Monitoring Report on the Performance of European Energy Markets in 2018.

4.7.3. Tarifa električne energije

Cijena električne energije za krajnjeg kupca sastoji se od više elemenata (Slika 22). Ona je naknada za različite faze elektroenergetskog lanca.



Slika 22. Komponente cijene električne energije za krajnjeg kupca

Usluga prijenosa sastoji se od prijenosa električne energije mrežama na nacionalnoj razini i obavlja je OPS. Naknada za tu uslugu tereti i proizvođače električne energije. Tarifa za prijenos koju plaćaju svi krajnji kupci proporcionalna je potrošnji i ovisi o karakteristikama napona i vrsti korisnika. Naknadu korisnik plaća opskrbljivaču, koji je zatim prosljeđuje OPS-u.

Usluga distribucije obuhvaća prijenos energije lokalnom distribucijskom mrežom do pojedinih točaka isporuke i obavlja je društva koja su dobila koncesiju da na određenom području mogu djelovati kao distributeri. Troškovi usluge distribucije pokriveni su tarifom distribucije, koju plaćaju krajnji korisnici i koju čine tri elementa: fiksna naknada (fiksni iznos izražen u c€/korisnik/godina), naknada za iskorištenu snagu (iznos snage izražen u c€/kW/godina) i naknada za distribuiranu energiju (iznos energije izražen u c€/kWh). Sve naknade ovise o naponu isporuke, iskorištenoj snazi i vrsti korisnika.

Usluga mjerenja uključuje djelatnosti instaliranja i održavanja mjerila, prikupljanje podataka o mjerenju, provjeru valjanosti i zapisivanje mjerenja. Prvu djelatnost obavljaju opskrbljivači energije na točkama isporuke, dok djelatnostima mjerenja i provjere podataka upravljaju distributeri, koji se brinu i o ukupnoj usluzi za točke isporuke. Usluge mjerenja naplaćuju se kao naknade izražene u c€/točka/godina ili u c€/kWh koje određuje nadležno tijelo koje ih i ažurira jedanput godišnje prema vrijednosti za sljedeću godinu. Za korisnike u kućanstvima usluge prijenosa, distribucije i mjerenja obuhvaćene su jedinstvenom tarifom, ovisno o iskorištenoj snazi. Za tarifu je svojstven fiksni iznos (izražen u c€/korisnik/godina), iznos proporcionalan iskorištenoj snazi (iznos snage izražen u c€/kW) i iznos energije (izražen u c€/kWh) proporcionalan potrošenoj električnoj energiji.

4.7.4. Struktura cijene referentnog tržišta

U cijenu opskrbe ili prodaje krajnjem kupcu uračunana je i naknada za proizvodnju i komercijalizaciju u veleprodaji električne energije. U slučaju javne usluge prodajna cijena je regulirana. Drugim riječima, tarifu za zaštićene određuje i objavljuje nadležno tijelo. Na-

knada za energiju pokriva troškove jedinstvenog kupca za kupnju i raspodjelu energije namijenjene korisnicima tržišta veće zaštite. Vrijednost te naknade tipično se određuje svaka tri mjeseca, kao zbroj dvaju elemenata, cijene energije i cijene mreže. Na tržištu nadzora prodajnu cijenu određuju opskrbljivači. Općenito, prodajna cijena na tržištu nadzora je zbroj dviju komponenti: prosječne mjesečne cijene prema razredu energije razmijenjene na burzi, izražene u €/MWh, i parametra Q , također izraženog u €/MWh, koji izražava delta-cijenu koju je opskrbljivač spreman primiti/platiti za obavljanje usluge prodaje na tržištu nadzora. Na slobodnom tržištu prodajna je cijena jedina komponenta izravno povezana s procesom liberalizacije tržišta i definiraju je slobodno pregovaranje stranaka, odnosno korisnika i opskrbljivača. Cijena odražava troškove opskrbe trgovačkog društva vezane za proizvodni miks i razinu učinkovitosti tržišta. Uz prodajnu cijenu korisnicima tržišta nadzora i korisnicima slobodnog tržišta naplaćuje se trošak korištenja mreže. Naknade za raspodjelu OPS-u uplaćuje svaki subjekt koji unosi ili preuzima električnu energiju iz sustava, prema sklopljenom ugovoru izravno s OPS-om. Usluga raspodjele sastoji se od troška upravljanja mrežom u stvarnom vremenu, kako bi se održala ravnoteža elektroenergetskog sustava (zbroj unosa jednak zbroju preuzimanja) i troška koji služi za razvoj mreže koji jamči kontinuitet i sigurnost opskrbe.

4.8. Upravljanje energijom i kupnja električne energije u tvrtkama

4.8.1. Lanac vrijednosti upravljanja energijom

Upravljanje energijom, preuzetom ili samostalno proizvedenom, oduvijek je prilično kritična tema za proizvodne tvrtke, za industrijske aktere, kao i za tercijarna društva i javne uprave. Za krajnje korisnike ispravno upravljanje energijom pretpostavlja ne samo niz procesa i odgovarajućih potpornih sustava, od najelementarnijih do najsloženijih, nego i organizacijsku strukturu koja ima sposobnost i odgovornost za nadzor i analize informacija prikupljenih iz vlastitih struktura. *Energy manager* je entitet „odgovoran za očuvanje i racionalnu uporabu energije“ s ciljem proširenja područja djelovanja, čak i na poticanje ponašanja usmjerenog na racionalnu i učinkovitu uporabu energije u svim njezinim oblicima. Očito je da *energy manager* – ili struktura kojom on upravlja – mora posjedovati sposobnosti tehničke prirode (poznavanje vlastitih struktura, sposobnost analize podataka o potrošnji, vladanje normativima) ili upravljačke prirode (ekonomsko-financijske sposobnosti kontrole ulaganja i modaliteta opskrbe, odnosa i komunikacije, kao potpora odlukama subjekata vezanih za energetska područja).

Obveza imenovanja *energy managera* različito se primjenjuje u različitim sektorima: dok je industrijski sektor smatrao temu strateškim pitanjem od samog početka liberalizacije, tercijarni i javni sektor tek posljednjih godina postaju svjesni koliko je to područje bitno i koliko utječe na troškove energetske komponente. Odgovoran za očuvanje i racionalnu uporabu energije obavezan je obavljati sljedeće zadaće: predispozicija za uređenje energetske bilance tvrtke, odnosno precizna procjena internih protoka energije; optimizacija

energetske kupnje, prepoznavanje prikladnih izvora i modaliteta ugovora; prepoznavanje i ostvarivanje intervencije poboljšanja energetske učinkovitosti; definiranje mogućnosti prenošenja intervencija i/ili upravljanja postrojenjima na treća društva energetske usluga.

4.8.2. Energetska učinkovitost

Energetska učinkovitost u industriji već se dugo istražuje i ta je tema vrlo opsežna: industrijski su procesi već neko vrijeme optimizirani i učinkovitiji. Osim toga, odgovorne osobe u proizvodnim sektorima neprekidno nadziru tehnološku evoluciju kako bi procijenili mogućnosti primjene novih tehnologija. Različite tvrtke, s obzirom na visoke energetske troškove i prisutne poticaje, ulažu u istraživanje ostvarenja novih industrijskih postrojenja i novih tehnologija s ciljem minimizacije potrošnje i troškova. Energetska učinkovitost u tercijarnom sektoru ima velik potencijal za poboljšanje i vrlo raširenu primjenu inovativnih i učinkovitih tehnologija. Analize energetske potrošnje za društva tercijarnog sektora mogu se okrenuti poboljšanju energetske učinkovitosti stambenih zgrada, gdje glavne intervencije obuhvaćaju optimizaciju klimatizacijskih sustava, učinkovitiju uporabu uredskih aparata (printeri, monitori, serveri itd.) kako bi se smanjila potrošnja i pregrijavanje, automatizaciju elemenata potrošnje poput rasvjete i grijanja, kao i eventualnu samostalnu proizvodnju (kogeneracija/regeneracija, fotonaponski uređaji, energija vjetra). Ovisno o vrsti tvrtke koja ostvaruje projekt smanjenja energetske potrošnje, faze koje trebaju biti ostvarene su obično:

- prikupljanje svih internih podataka tvrtki o energetske potrošnji, ugovorima i tehničkim aparatima korisnika,
- analiza informacija namijenjenih prepoznavanju neučinkovitosti interne potrošnje,
- prepoznavanje modaliteta uporabe svih energetske komponente i eventualnih gubitaka te nadoknade energetske ravnoteže,
- obrada poslovnih slučajeva koji se odnose na moguće intervencije, namijenjenih procjeni ekonomskih prednosti i rokova isplate ulaganja potrebnih za ostvarenje samih intervencija.

Na kraju ovih analiza moguće je odrediti energetske bilancu analiziranih struktura, ostvariti energetske bilancu tvrtke, i prepoznati vrste intervencija na temelju troškova potrebnih za njihovu realizaciju i prednosti koje je moguće ostvariti.

4.8.3. Ugovori o kupnji energije i organiziranje natječaja

Jedan od temeljnih ciljeva upravljanja energijom obuhvaća određivanje politike opskrbe energijom te sklapanje ugovora o opskrbi u skladu s time. Strateški odabiri koje tvrtka veće potrošnje ima na raspolaganju određuju prednosti koje se mogu ostvariti u upravljanju različitim oblicima opskrbe i upravljanju rizicima. Može se kretati od situacije bez rizika do razvijenog pristupa koji preuzimanjem rizika omogućuje smanjivanje troškova energije iz sljedećih razloga: prije svega, cijena kupnje neće biti uključena u onaj iznos

rizika trgovca koji preuzima klijent; a zatim, kupac „velikih količina energije” posjeduje sve informacije potrebne za upravljanje komponentama rizika vezanim uz tržište električne energije. Krajnji korisnik koji želi primijeniti razvijeni pristup u kupnji energije na tržištu mora se opremiti procesima i sustavima prikladnima za aktivno upravljanje rizicima.

Razvijanju tržišta energije može pridonijeti uporaba instrumenata namijenjenih kupnji i pohrani podataka. Potrebno je analizirati profile potrošnje, prateći nabavu i krivulje potrošnje te sastaviti ugovore prilagođene različitim potrošačkim profilima. Treba provjeriti koje se vrste ugovora prisutne na tržištu najbolje prilagođavaju određenim profilima potrošnje. Za tvrtke koje se nalaze na više lokacija te imaju više korisnika potrošnja se može organizirati prema sličnim profilima (klaster) i eventualno podijeliti prema teritorijalnoj osnovi, stvarajući različite udjele za koje se odvojeno sklapaju ugovori o opskrbi. Za vrijeme realizacije natječaja za opskrbu energijom treba uzeti u obzir sljedeće: željenu strukturu ugovora po pitanju načina formiranja cijene (engl. *fix vs. floating*, jedno razdoblje, više razdoblja, *peak/peak-off*); povijesno kretanje tržišta kako bi se prepoznao najpovoljniji trenutak u kojem treba zatražiti ponude; instrumente potrebne za uspoređivanje ponuda koje se temelje na različitim strukturama troška i razinama rizika; sposobnost brzog odgovora na ponude (koje u pravilu vrijede samo nekoliko sati).

4.9. Pariški sporazum: Početak kraja fosilnih goriva

Čini se da naš planet osjeća važnost nekih kritičnih trenutaka lansiranjem snažnih signala upozorenja. Tako je bilo 1997. godine, godine Kyoto protokola, kada je zabilježena najveća vrijednost temperature u povijesti mjerenja i tako je, s još izraženijim rekordom, ponovljeno 2015., godine konferencije o klimi u Parizu.

Kako se može ocijeniti ishod konferencije COP21?

Ovo je nesumnjivo važna referentna točka koju treba maksimalno iskoristiti kako bi se utvrdio kvalitativni skok u klimatskim strategijama na lokalnoj, nacionalnoj i europskoj razini. Nema sumnje da je to bio povijesni događaj predodređen da postane prava prekretnica. Zapravo, COP21 predstavlja početak kraja fosilnih goriva, baš kao što je Kyoto protokol bio događaj koji je pokrenuo revoluciju obnovljivih izvora.

Moramo biti jasni u vezi s ovom presudom, u protivnom gubimo iz vida važne posljedice koje iz nje mogu proizaći. Barclays Bank procijenila je gubitke do 2040. godine koje će svijet fosilnih goriva pretrpjeti kao rezultat Pariškog sporazuma na 33 trilijuna dolara. No dva vruća dojma govore više od mnogih analiza. Prema Kumi Naidoo, izvršnom direktoru Greenpeace Internationala, "Ovaj sporazum stavlja industriju fosilnih goriva na pogrešnu stranu povijesti". Mišljenje Briana Rickettsa, tajnika Eurocoal -a, simetrično je: "Bit ćemo omraženi kao nekad robovi".

Tržišta će prije svega shvatiti važnost COP21 i to će dati poticaj predanosti pokreta uključenih u klimatski izazov. No, to će također imati posljedice u podizanju ambicija pojedinih

nih država. Odluke nekih vlada, neposredno nakon konferencije, potvrđuju ovo ubrzanje. Tako je Njemačka najavila plan za uklanjanje ugljena koji jamči 43% proizvodnje električne energije. Sjedinjene Države su produžile poticaje za solarnu energiju i vjetroelektrane, nagovještavajući procvat obnovljivih izvora energije u narednim godinama i predloživši blokiranje izgradnje novih rudnika ugljena na javnom zemljištu, na kraju je u proračun za 2017. uveden porez od 10 USD po barelu nafte (hereza za Sjedinjene Države). S azijske strane, Kina je usvojila trogodišnji moratorij na aktiviranje novih rudnika ugljena, a također je odlučila zatvoriti ih tisuću.

Također je Europska komisija u konsenzusu s Europskom unijom koja je prihvatila Pariški sporazum također povećala svoje ciljeve do 2030. (32,5% za energetske učinkovitost, 32% za obnovljive izvore energije i 40% smanjenje plinova temeljenih na klimi u odnosu na 1990.) . Naravno, uz značajne primjere novog zamaha u klimatskim politikama, postoje i mnoge sive zone. Među zemljama za koje se čini da nisu shvatile prijelomnu točku u tijeku i izvanredne mogućnosti koje se otvaraju.

Pogledajmo neke pozitivne strane i neka ograničenja konačnog sporazuma. Prvi važan rezultat tiče se uključivanja praktički svih zemalja planeta. To nije bilo dano. Drugo, dugoročni cilj mora biti istaknut. S već stečenom vrijednošću od 2 ° C već neko vrijeme, pritisak na male pacifičke otoke kojima prijeti nestanak uspio je posljednjih godina konsolidirati opći konsenzus o potrebi da se za vrijednost od 1,5 ° C traži sigurnosni prag. U skladu s tim ciljem i pokazateljem postizanja ravnoteže između količine ispuštenog plina i njegove apsorpcije u drugoj polovici stoljeća. Na isti su način pomogli najmanje 100 milijardi dolara godišnje u korist klimatskih politika zemalja u razvoju.

Naravno da kritika ne nedostaje. Dan nije naznačen za postizanje najvećih emisija, ali se samo nadamo da će to biti postignuto u najkraćem mogućem razdoblju, što se tiče preuređenja nacionalnih ciljeva, bit će održan prvi sastanak 2018., ali tek 2023. godine doći će do službene provjere koja bi mogla dovesti do njihovog podizanja. Konačno, nema govora o porezu na ugljik i nisu uključene emisije iz pomorskog i zračnog prometa. Iznad svega, i samo djelomično obvezujući sporazum, koji je predvidljiv. Očigledno, kako bi se pronašao sporazum koji bi također uključivao Kinu, Indiju i Saudijsku Arabiju, a koji bi uzeo u obzir unutarnju ravnotežu Sjedinjenih Država, posredovanje je moralo biti prihvaćeno. Nadalje, COP21 u Parizu izdvaja se od svih događaja klimatske ekodiplomacije koji su mu prethodili. U Kopenhagenu su pripreme bile nedovoljne, a uprava je improvizirala, što je rezultiralo da, unatoč dolasku novoizabranog Obame, nije bilo moguće postići sporazum koji bi uključivao zemlje u razvoju, pravi kvalitativni skok koji se očekivao u usporedbi s Kyotom. U Parizu je imenovanje bilo dobro organizirano, s vrlo aktivnom ulogom Sjedinjenih Država koje su već 2014. dovele do odlučujućeg sporazuma s Kinom koja se prvi put složila smanjiti emisije nakon 2030. Jedan dio rezultata osigurano je prije početka same Zajednice prakse sa zahtjevom zemljama da predvide slanje svojih ciljeva. Pristup "odozdo prema gore" koji se isplatio, s obzirom na to da su se gotovo sve nacije odazvale pozivu, uspostavljajući vlastite programe za suzbijanje emisija, INDC (Intended Nationally Determined Contributi-

ons). Preuzete obveze, međutim, nisu ispunile klimatski izazov: emisije bi zapravo dovele do porasta temperature planeta između 2,7 i 3 ° C krajem stoljeća. Stoga je bilo važno uspostaviti put u Parizu koji će nam omogućiti ciljanje ambicioznijih ciljeva. Ako je COP21 bio uspješan i zahvaljujući konvergenciji nekih vrlo povoljnih elemenata. Prije svega, uloga inovacija koja je omogućila stavljanje na raspolaganje različitih tehnologija sposobnih za ometanje. Uzmimo fotonapone. Praktično nije postojao u vrijeme Kyota, zabilježen je pad cijene od 75% između Copenhagena i danas, a u narednim će desetljećima igrati središnju ulogu u proizvodnji električne energije. Drugi odlučujući faktor tiče se Kine, čije su emisije sada jednake emisijama Sjedinjenih Država, Europe i Rusije zajedno.

Nepodnošljivo zagađenje gradova, transformacija gospodarstva koje se sve više usredotočuje na usluge, snažan rast sektora zelenog gospodarstva pred teškom industrijom koja propada, omogućili su u nekoliko godina da prođu od oporbe na bilo kakvo sudjelovanje u aktivnoj ulozi. Pad svjetskih emisija u 2015., unatoč povećanju BDP -a od 3%, usko je povezan sa smanjenjem kineske potrošnje ugljena. Aktivizam Sjedinjenih Država također je važan, s obzirom da je Obama klimu učinio zastavom svog drugog mandata, te poruku Pape Francesca koji je dao snažan poticaj potrebi da se borba protiv globalnog zatopljenja kombinira s borbom društvenih nejednakosti. Pariška konferencija također je predstavljala idealnu publiku za pokretanje novih ambicioznih projekata. Od inicijativa pokrenutih na COP21, moramo spomenuti Mission Innovation, u kojem se vidi 20 zemalja, uključujući zemlje koje odlučuju udvostručiti svoja ulaganja u energetska istraživanja, te Breakthrough Energy Coalition, koju su pokrenuli Bill Gates i drugi milijarderi radi promicanja napretka novih zelenih tehnologijama. Oboje idu upravo u smjeru olakšavanja širenja remetilackih inovacija. Zapravo, klimatski izazov zahtijeva odlučujući kvalitativni skok u istraživačkim naporima. Dovoljno je reći da u Sjedinjenim Državama, na primjer, farmaceutska industrija ulaže 20% svog prometa u istraživanja, dok u energetskom sektoru udio pada na neznatnih 0,2%. I tvrtke namjeravaju igrati sve vodeću ulogu. Ovo je slučaj grupe tvrtki, od američke tvrtke za proizvodnju električne energije NRG Energy do kineske građevinske industrije Broad Group, od Virgin-a do Unilevera, koje su stvorile udrugu B Team sa zadatkom ubrzanja prijelaza na ekonomiju emisija. Neto nula "klimakteričnih plinova do 2050. I od pedeset najvažnijih tvrtki u svijetu, koje su se zajedno s tisuću gradova odlučile usredotočiti na korištenje obnovljivih izvora energije za 100% svoje potrošnje. Ukratko, definicija ograničenja emisija u ovom stoljeću, snažno naglašena u Parizu, otvara čovječanstvu fascinantan izazov koji će uključivati pokretanje promjena u ponašanju i potrebu za transformacijom samog ekonomskog modela. Zato što nemamo drugi planet na koji bismo se preselili. I izazov s vremenom: brzina dekarbonizacije gospodarstava u odnosu na brzinu klimatskih promjena. Pokušavajući zadržati demokratsku kontrolu transformacija i spriječiti da ubrzanje ekoloških postrojenja dovede do autoritarnih tendencija upravljanja potrebama drastičnog smanjenja emisija

5. TRŽIŠTE KRAJNJEG KUPCA

5.1. Tržište i strategije konkuriranja

5.1.1. Marketinške strategije za konkurentnost u uslugama i marketinški miks za energetski sektor

U sektoru energije i komunalnih tvrtki (*Energy & Utilities*) proizvod je nematerijalna usluga (engl. *commodity*) pa su zbog toga otežane mogućnosti diferencijacije marketinškim politikama poput paketa (engl. *packaging*) ili dodatnih funkcionalnosti proizvoda. Osim toga, kod krajnjih kupaca još uvijek ne postoji sklonost traženju alternativnih opskrbljivača, prije svega zbog nedovoljne svijesti o mogućnostima koje nudi tržište uslijed liberalizacije. Što se tiče određivanja cijena (engl. *pricing*), treba uočiti da je uslijed liberalizacije jedina komponenta cijene na koju trgovci mogu utjecati kako bi učinili vlastitu ponudu različitom od ostalih promjenjiva cijena čiste energije. Opskrbljivači energijom prisutni na tržištu nude slične obrasce ponude koji se jedni od drugih razlikuju uglavnom prema točnoj vrijednosti primijenjene tarife. Temeljni element koji razlikuje ponudu je način utvrđivanja cijene koji nastoji odgovoriti na različite sklonosti korisnika prema riziku fluktuacije troška energije. Predložene vrste ponude mogu se sažeti u sljedeće kategorije:

- ponude blokirane cijene: komponenta koja čini otprilike 60 % računa, umjesto da se mijenja svaka tri mjeseca kao što je utvrdilo regulatorno tijelo, ostaje nepromijenjena kroz duže razdoblje,
- ponude prema razredu potrošnje: predviđaju plaćanje fiksne mjesečne cijene za jednu godinu, utvrđene prema razredima potrošnje,
- ponude snižene cijene: predviđaju sniženje komponente čiste energije kroz duže razdoblje,
- web ponude: predviđaju primjenu sniženja tarife onima koji je aktiviraju isključivo putem web aplikacije,
- ponude za dva vremenska razreda: predviđaju diferenciranu cijenu za vremenske razrede, s plaćanjem više tarife u dnevnim satima i niže tarife u večernjim satima i tijekom neradnih dana.

Druge ponude su specifične za poslovne korisnike, poput ponuda u kojima je cijena komponente koja se odnosi na trošak energije vezana za vrijednosti nekih službenih indeksa. Osim toga, unutar portfelja proizvoda glavnih opskrbljivača sve više prostora zauzimaju „zelene“ ponude: uz plaćanje većih tarifa, one predviđaju izdavanje certifikata RECS (*Renewable Energy Certificate System*) koji potvrđuje uporabu energije proizvedene isključivo iz obnovljivih izvora. S obzirom na nedostatak diferencijacije (sve tvrtke za opskrbu trenutno nude isti proizvod – električnu energiju), svjedočimo trendu politike proširenja ponude dodatnim uslugama:

- prodaja povezana s ponudom fiksne cijene i korištenje politike *cross selling* (prodaja električne energije i plina) gdje postojeće tvrtke plinskog sektora ulazak na tržište

električne energije temelje na vlastitoj bazi potrošača plina,

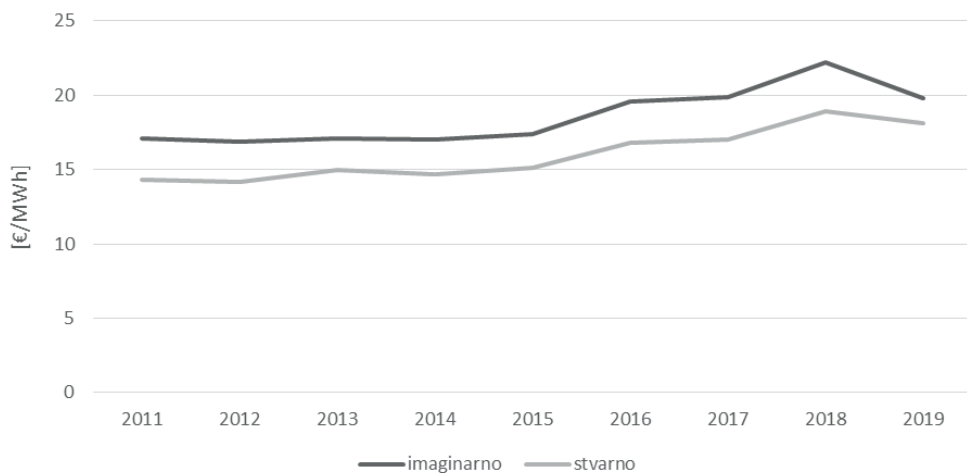
- stvaranje komercijalnih ugovora s agencijama za nekretnine prema kojima bi se aktivirala opskrba plinom i električnom energijom izravno iz agencije,
- stvaranje partnerstva s lancima velike distribucije za prodaju u supermarketima,
- kampanje za nagrađivanje vjernosti koja se dokazuje sakupljanjem bodova vezanih za potrošnju,
- savjetovanje o energetskej učinkovitosti.

U pogledu nagrađivanja vjernosti korisnika, sve je raširenija ideja promicanja vlastitog imidža razvijanjem ekološke održivosti i strategije koje šire kulturu energetske uštede. Ističu se inicijative poput kampanje Eni „30percento“ (30 %) koja savjetuje korisnicima 24 postupka u svakodnevnom životu koji omogućuju uštedu do 30 % energetske potrošnje jedne obitelji. Što se tiče kanala prodaje, odabiri se razlikuju prema vrstama korisnika. Konkretno:

- za korisnike u kućanstvima trend je koristiti fizički kanal prodaje (šalteri, uslužni centri i agenti „kućnih posjeta“), ali dodati i virtualne kanale prodaje koji omogućuju da se troškovi za prodavača svedu na minimum; među kojima su *call* centri, te web kanal čiju prodaju prodavači potiču osobito povoljnim cijenama,
- poslovni korisnici malih dimenzija preferiraju područnu mrežu agenata prodaje,
- poslovni korisnici srednjih i velikih dimenzija pribjegavaju specijaliziranim konzultantima prodaje.

5.1.2. Kako korisnik vidi liberalizaciju

Opći cilj procesa liberalizacije tržišta je povećanje učinkovitosti i konkurentnosti kako bi se potrošačima ponudila sigurna opskrba po razumnim cijenama. Može biti korisno analizirati dinamiku cijena, imajući na umu činjenicu da kretanje cijena u elektroenergetskom sektoru ovisi o različitim čimbenicima pa je teško izdvojiti učinak liberalizacije. Iz analize koju je provelo Sveučilište Bocconi 2009., uzimajući u obzir cijenu energije bez komponente promjenjivosti vezane za dinamiku međunarodnih cijena nafte, proizlazi da su cijene za industrijske korisnike posljednjih deset godina ostale nepromijenjene. Kod korisnika u kućanstvima zabilježen je pad procijenjen između 10 % i 20 %. Treba uzeti u obzir da se taj pad može pripisati smanjenju reguliranih komponenti, odnosno udjelu troškova prijenosa i distribucije, što znači da nije izravno vezan za liberalizaciju nego za činjenicu da je regulatorno tijelo smanjilo regulirani dio iznosa koji se odnosio na korištenje infrastrukture. Na temelju posljednjih podataka koje je objavilo nacionalno regulatorno tijelo, procijenjena ušteda u kućanstvima od početka liberalizacije do danas u Italiji iznosi oko 3 milijarde eura. Taj se iznos izračunava kao razlika između dinamike stvarne cijene za prosječnog korisnika (s godišnjom potrošnjom od 2.700 kWh i instaliranom snagom od 3 kW) i dinamike imaginarnе cijene, odnosno procjene cijene koja bi se zabilježila bez liberalizacije. Slika 23 prikazuje kretanje stvarne i imaginarnе cijene.



Slika 23. Kretanje stvarne i imaginarne cijene

Izvor: AEEG, 2020.: Djelatnost regulacije i kontrole

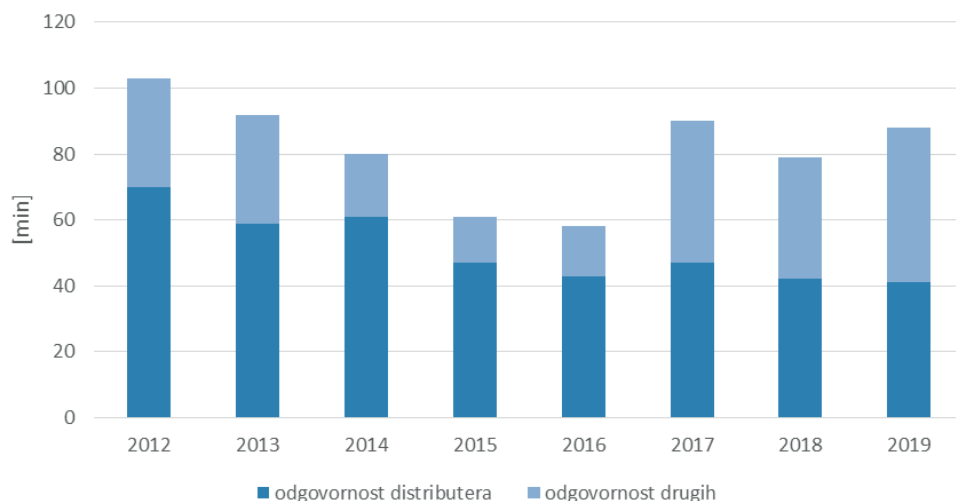
Među pozitivnim učincima liberalizacije je podjela cijena prema različitim razredima potrošnje i koji omogućuje odabir i diferencijaciju tržišta te uštede koje ostvaruje krajnji kupac kroz promjene opskrbljivača (engl. *switching*). Nažalost, prednosti vezane za promjenu opskrbljivača još uvijek nisu u potpunosti iskorištene (konkretno, stopa promjene je manja kod kategorije kućanstava). Tome su uzroci prije svega:

- nedostatak motivacije/interesa za promjenom opskrbljivača,
- aktualna se tarifa smatra povoljnom,
- proces promjene smatra se zahtjevnim.

Poželjno je:

- olakšati uspoređivanje ponuda,
- upoznati korisnika s prednostima određenih ponuda dostupnih na tržištu.

Što se tiče učinka liberalizacije na kvalitetu ponuđenih usluga, u razdoblju između 2000. i 2010. bilježi se smanjenje trajanja prekida usluge za 40 % te smanjenje ukupnog broja prekida za 60 % (Slika 24).



Slika 24. Trajanje prekida kod korisnika niskog napona

Izvor: AEEG, 2020.

Tablica 13. Usporedba broja tarifa ponuđenih korisnicima prema razini potrošnje u različitim europskim zemljama

RAŠIRENOST TARIFA MEĐU ZEMLJAMA PREMA RAZREDU POTROŠNJE (Francuska, Njemačka, Austrija, Italija)									
	MALA POTROŠNJA			SREDNJA POTROŠNJA			VELIKA POTROŠNJA		
	BROJ	PROSJEK	VARIJANCA	BROJ	PROSJEK	VARIJANCA	BROJ	PROSJEK	VARIJANCA
FR	38	0,19	0,09	38	0,13	0,09	38	0,13	0,09
NJE	101	0,29	0,10	98	0,23	0,07	99	0,21	0,08
AU	23	0,24	0,08	23	0,18	0,09	23	0,17	0,10
IT	68	0,23	0,31	66	0,22	0,14	65	0,26	0,10

Izvor: ECME, The functioning of retail electricity markets for consumers in the EU

Što se tiče kvalitete komercijalne usluge, talijansko regulatorno tijelo je pooštrilo normativne instrumente kako bi zaštitilo krajnje kupce, jamčilo i poticalo poboljšanje kvalitete usluge te podržalo razvoj tržišta i tranziciju prema novom konkurentnom ustroju.

5.1.3. Switching kućanstava

Iz recentnih izvještaja proizlazi da je broj korisnika iz kategorije kućanstva koji su do danas odlučili prijeći na nabavu električne energije na konkurentnom tržištu u brojnim je zemljama još uvijek malen. Jedan od mogućih razloga malom broju prelazaka na e-nabavu električne energije na konkurentnom tržištu mogla bi biti niska razina svijesti korisnika iz kategorije kućanstva o mogućnostima koje se nude na tržištu nakon liberalizacije.

5.2. Komercijalna kvaliteta u distribuciji i prodaji električne energije

5.2.1. Reguliranje komercijalne kvalitete usluga

Regulacija energetske djelatnosti je bitan čimbenik u kontekstu razvoja tržišta električne energije. Regulacijom se doprinosi sigurnosti opskrbe po prihvatljivoj cijeni energije. Ciljevi regulacije energetske djelatnosti su i unaprjeđenje učinkovitosti, zaštita potrošača i ostalih sudionika na tržištu te donošenje uvjeta kvalitete opskrbe energijom i nadzor kvalitete opskrbe energijom.

Prve odredbe vezane za kvalitetu usluge potječu iz normativnog razdoblja, u kojem je liberalizacija bila još daleko od provođenja u potpunosti. Na zatvorenom tržištu, u režimu monopola ili oligopola, potrošaču je potrebna vanjska zaštita koju mu takvo tržište ne može jamčiti. Na savršeno konkurentnom tržištu nikakav vanjski oblik regulacije ne bi trebao biti potreban. Unatoč tome što je danas tržište liberalizirano, svjedočimo uspostavljanju sve striktnijih mjera za garanciju kvalitete pruženih usluga. S promjenom konkurentnog okvira sektora u smjeru veće liberalizacije, regulatorna tijela često nastoje regulirati djelatnost konkurenata određene usluge. Takva nastojanja usmjerena su zaštiti potrošača. Iako se regulacija komercijalne kvalitete usluga može učiniti suvišnom kada je tržište liberalizirano, treba uzeti u obzir da je taj proces dovršen relativno nedavno. Zbog toga potrošači još uvijek nisu dovoljno senzibilizirani prema novom ustroju sektora i često ne prepoznaju značaj vlastite moći odabira između različitih opskrbljivača, niti su svjesni vlastitog prava na kvalitetnu uslugu.

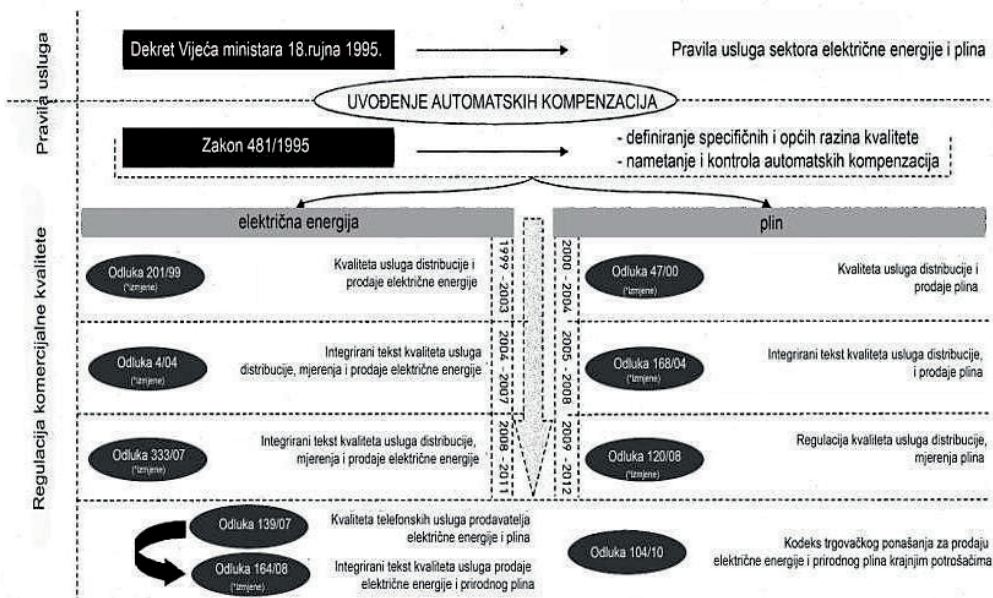
pokazuje broj plaćenih odšteta zbog nepoštivanja standarda komercijalne kvalitete vezano za sektor električne energije. Regulacijom komercijalne kvalitete uvedena je obveza automatske odštete (koju treba isplatiti i u nedostatku zahtjeva korisnika) za slučajeve u kojima pružana usluga ne ispunjava određene unaprijed utvrđene parametre.

POPIS USLUGA	REGULACIJA KOMERCIJALNE KVALITETE								
	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.
Slučajevi izostanka poštivanja standarda podložni naknadi	32,50	28,69	24,52	37,58	31,60	26,69	21,69	28,69	18,69
Zaista isplaćene naknade u godini	26,57	25,68	19,1	31,57	28,57	22,68	25,82	25,24	25,48
Ukupno isplaćen iznos u godini (M€)	2,36	1,74	1,61	3,36	2,56	1,54	1,06	1,72	0,94

Slika 25. Broj plaćenih naknada za izostanak poštivanja standarda komercijalne kvalitete

Izvor: Godišnje izvješće o stanju usluga i obavljene djelatnosti, AEEG, 2020.

Pokazalo se da su korisnici često neinformirani ili nezainteresirani po pitanju prava na minimalnu kvalitetu usluge, u toj mjeri da ne poznaju standarde na koje imaju pravo i da se nesvjesno odriču eventualnih odšteta. Na slici 26, nalazi se razvoj normativa koji je tema ovog potpoglavlja. Na slici je prikazan proces promjene normativa kojima upravlja regulatorno tijelo za sektore plina i električne energije. Uočimo kako se na električnu energiju odnosi veći broj odredbi. To se može objasniti napretkom procesa liberalizacije.



Slika 26. Razvoj normativa za reguliranje komercijalne kvalitete u sektorima električne energije i plina

6. PITANJE ZAŠTITE OKOLIŠA

6.1. Uvod u područje zaštite okoliša

Održivi razvoj i zaštita okoliša privlače posljednjih nekoliko godina sve više pažnje. I na globalnoj i na europskoj razini postoji niz povezanih fenomena. Konkretno, treba istaknuti:

- porast potražnje primarne energije, kao posljedica demografskog rasta i gospodarskog razvoja,
- ograničena dostupnost fosilnih izvora,
- ovisnost Europe o uvozu fosilnih goriva (nafte, prirodnog plina i ugljena),
- koncentriranost fosilnih izvora u politički nestabilnim područjima, što donosi rizik opskrbe i po pitanju pouzdanosti opskrbe i po pitanju volatilnosti cijena energenata,
- porast emisije stakleničkih plinova, povezan s masovnom uporabom fosilnih goriva nauštrb uporabi izvora manjeg onečišćenja, s negativnim posljedicama na klimatske promjene.

Temeljni izazov za Europu je jamčiti i poboljšati sigurnost opskrbe energijom, suzbiti klimatske promjene i osigurati rast zaposlenosti. Pojavljuje se potreba za prepoznavanjem i usvajanjem instrumenata prikladnih za suočavanje s novim izazovima. Stajalište Europske unije temelji se na:

- razvoju obnovljivih izvora energije, s dvostrukim ciljem diverzifikacije miksa primarnih izvora s jedne strane i smanjenja emisije stakleničkih plinova s druge strane,
- porastu učinkovitosti finalne uporabe resursa,
- smanjenju emisije stakleničkih plinova s ciljem suzbijanja klimatskih promjena.

Na regulativnoj razini, ovo se stajalište artikulira kao paket klima-energija, odnosno paket ciljeva 20-20-20. Na razini Europske unije trebalo je ispuniti sljedeće klimatsko-energetske ciljeve do 2020.:

- 20 % uporabe obnovljivih izvora u zadovoljenju finalne bruto potražnje energije,
- porast energetske učinkovitosti za 20 % u finalnoj uporabi,
- smanjenje emisija ugljičnog dioksida (CO₂) za 20 %.

Prva dva cilja (obnovljivi izvori i energetska učinkovitost) uključeni su u Direktivu 2009/28/EC, koja, za razliku od onoga što su predviđali prethodni normativi, za udio obnovljivih izvora dodjeljuje državama članicama obveze čije će se izvršavanje periodički pratiti. Povećanje energetske učinkovitosti je samo sredstvo za postizanje ciljeva vezanih za klimu i obnovljive izvore pa stoga nije obvezno. Razvoj obnovljivih izvora je cilj proširen i na doprinos biogoriva u sektoru prometa. Do 2020. obvezujući cilj iznosio je 10 %. Jedan od ciljeva je i smanjenje emisije ugljičnog dioksida. Već je dogovorom iz Kyota određeno Europi da do 2012. smanji emisiju za 8 % od vrijednosti iz 1990.

6.2. Program potpore za obnovljive izvore energije i tržište zelenih certifikata

6.2.1. Prilike, prepreke i stanje u segmentu obnovljivih izvora energije

Prema Direktivi 2009/28/EC, energija iz obnovljivih izvora je energija iz obnovljivih nefosilnih izvora kao što su to energija vjetra, Sunčeva energija, geotermalna energija, hidro energija, energija mora, energija vodotoka, energija iz biomase, plina iz deponija otpada, plina iz postrojenja za obradu otpadnih voda i bioplina. Definicija biomase nalazi se u Direktivi 2001/77/EC. Prema toj definiciji biomasa je „biorazgradivi dio proizvoda, otpada i ostataka biološkog podrijetla iz poljoprivrede (uključujući tvari biljnog i životinjskog podrijetla), šumarstva i srodnih proizvodnih djelatnosti, uključujući ribarstvo i uzgoj riba i školjaka, kao i biorazgradivi dio industrijskoga i komunalnoga otpada“. Potpora energiji proizvedenoj iz obnovljivih izvora je raširena i zajednička odgovornost na globalnoj razini. Progresivno iscrpljivanje ležišta prirodnih ugljikovodika (nafta, ugljen, prirodni plin) nameće potrebu za dugoročnim preusmjerenjem energetske potražnje prema alternativnim izvorima. To, međutim, nije jedini razlog za potporu razvoju obnovljivih izvora energije. Obnovljivi izvori energije manje utječu na okoliš, neograničeni su i ravnomjernije raspoređeni nego fosilni izvori, omogućuju diverzifikaciju proizvodnog miksa i na taj način pridonose sigurnosti opskrbe. Razvoj obnovljivih izvora energije znatno utječe i na zaposlenost. Na primjer, u Njemačkoj je sektor obnovljivih izvora energije 2010. zaposlio otprilike 370.000 ljudi i ostvario poslovanje od 26 milijardi eura¹¹⁵. Unatoč tome, prema trenutnoj raširenosti i razini tehnološkog razvoja, trošak proizvodnje energije iz obnovljivih izvora veći je od energije proizvedene potrošnjom fosilnih goriva. Bez obzira na gotovo neograničenu dostupnost obnovljivih izvora, gustoća raširenosti energije je iznimno niska, a proizvodnja nije kontinuirana ni programirana. Da bi došlo do većeg porasta uporabe obnovljivih izvora bit će potrebne javne potpore sektoru.

6.2.2. Vrste mehanizama potpore

Za poticanje razvoja obnovljivih izvora energije u proizvodnji električne energije nužna je javna potpora. Europa je usvojila različite obrasce potpore obnovljivih izvora, koje možemo svesti na sljedeće:

- obvezni udio,
- sustav zajamčenih cijena (engl. *feed-in tariff* i *feed-in premium*),
- subvencije ili porezne mjere.

Mehanizam obveznog udjela sastoji se od nametanja subjektima proizvođačima i/ili uvoznicima električne energije obveze proizvodnje ili uvoza jednog udjela ukupne električne

115 Berlen, Leonardo. Germania, dove le rinnovabili superano ogni previsione, Qual energia, 31. ožujka 2011.

energije za opskrbu njihove zemlje iz obnovljivih izvora. Primjer te kategorije potpore su zeleni certifikati, razvijeni u npr. Ujedinjenom Kraljevstvu. *Feed-in tariff* shema predviđa potporu namijenjenu proizvođačima koji koriste obnovljive izvore u proizvodnji električne energije. Ta kategorija potpore razvijena je u cijeloj Europi. Subvencije su djelomična financiranja bez jamstva povratka ulaganja, dok porezne mjere mogu uključiti poticaje na razini proizvoda (npr. niža stopa PDV-a na potrošnju zelene energije) ili poticaje na razini procesa (niže kamate na pozajmljena sredstva). Uz te sheme potpore, Direktiva 2009/28/EC uvela je i tzv. „fleksibilne mehanizme“ poput:

- statističkog prijenosa,
- zajedničkih projekata,
- zajedničkih shema potpore.

Direktiva (EU) 2018/2001 od 11. prosinca 2018. o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora (preinaka) stavlja izvan snage Direktivu 2009/28/EC – s učinkom od 1. srpnja 2021. Statistički prijenos predviđa mogućnost prijenosa viška obnovljive energije (u odnosu na predviđeni cilj) iz jedne europske zemlje u drugu europsku zemlju čiji cilj još nije ostvaren. Radi se isključivo o brojčanom, a ne o fizičkom prijenosu električne energije, koji može vrijediti jednu ili više godina i o kojem se mora obavijestiti Europska komisija (usp. čl. 6. Direktive). Razvoj zajedničkih projekata sastoji se od realizacije zajedničkih projekata s europskim zemljama ili drugim zemljama za proizvodnju energije iz obnovljivih izvora. U slučaju projekta među europskim zemljama, nema ograničenja i/ili obveza osim onih informativnih, dok u slučaju projekata s izvaneuropskim zemljama postoje ograničenja, a potreban je i fizički prijenos proizvedene energije (usp. čl. 7, Direktive). Uporaba zajedničkih shema potpore sastoji se od koordinacije nacionalnih shema potpore proizvodnji iz obnovljivih izvora.

6.2.3. Alternative prodaji obnovljive energije

Osim potpora za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora (putem tarife ili zelenih certifikata), treba razmotriti naknadu za prodaju proizvedene energije. Postoji više alternativa prodaji koje su dostupne, ovisno o snazi proizvodnog postrojenja kojima su pridruženi različiti mehanizmi naknade: razmjena na mjestu, namjensko preuzimanje i prodaja na tržištu. Razvojem normativa nastoje se uravnotežiti različite alternative s ciljem usklađivanja vrednovanja energije proizvedene iz obnovljivih izvora s tržištem.

6.2.3.1. Razmjena na mjestu

Usluga razmjene na mjestu je oblik auto-potrošnje u kojem se proizvodnja i potrošnja mogu odvijati u različito vrijeme. Distribucijska mreža upotrebljava se kao virtualni akumulator koji omogućuje odgodu vremena potrošnje proizvedene energije. Ovom proce-

su se mogu priključiti postrojenja snage između 1 kW i 200 kW, na obnovljive izvore ili visokoučinkovitu kogeneraciju i s jedinstvenom točkom povezivanja (isporuka i unos) na distribucijsku mrežu. Starim mehanizmom naknada se odvijala prema kilovatsatu na temelju izmjerene energije, odnosno razlike između proizvedene i potrošene energije. Druga ugovorna strana je lokalni distributer. U slučaju da je saldo unesene i preuzete energije negativan, korisnik plaća vrijednost viška preuzete energije, što je specificirano u uvjetima ugovora o opskrbi. Obratno, ako je saldo pozitivan, lokalni distributer akumulira (virtualno) višak proizvedene energije koju korisnik može konzumirati u sljedeće tri godine. Zapravo je riječ o kreditu izraženom u kilovatsatima, a ne u novčanoj vrijednosti.

6.2.3.2. Namjensko preuzimanje

Namjensko preuzimanje je modalitet ustupanja proizvedene električne energije operatoru sustava koji je preuzima i smješta na tržište. Formira se kao oblik neizravne prodaje na tržištu, u kojem operator energetske usluga može biti jedini posrednik između proizvođača iz obnovljivih izvora energije i tržišta. Ustupljena energija vrednuje se prema tržišnoj cijeni ili prema zajamčenoj minimalnoj tarifi. Troškovi prijenosa, mjerenja i opći administrativni troškovi terete proizvođača. Radi se o procesu koja ne uključuje samo postrojenja na obnovljive izvore. Toj konvenciji mogu se priključiti:

- bilo koji izvori snage manje od 10 MVA,
- obnovljivi izvori s varijabilnom proizvodnjom, snage veće ili jednake 10 MVA,
- viškovi proizvodnje obnovljivih izvora, snage veće ili jednake 10 MVA.

Operatori distribucijske mreže zaduženi su isključivo za fizičku isporuku i mjerenje količine preuzete energije. Ugovore sklapaju operator energetske usluga i proizvođač. Pri sklapanju ugovora, proizvođač odabire hoće li od operatora energetske usluga primiti tržišnu cijenu ili zajamčenu minimalnu tarifu. Zajamčena minimalna tarifa dostupna je samo postrojenjima snage manje ili jednake 1 MW. Osim toga, ako je na kraju godine naknada minimalne tarife manja od tržišne cijene, operator energetske usluga će proizvođaču obračunati razliku uzimajući u obzir tržišnu cijenu.

6.2.3.3. Prodaja na tržištu

Prodaja na tržištu može se odvijati na dva načina: potpisivanjem bilateralnih sporazuma s krajnjim korisnicima ili trgovcima i veleprodajom na organiziranom tržištu električne energije. Proizvodnja obnovljive energije prodaje se na tržištu prema cijenama definiranim na burzi, odnosno na *spot* tržištu za „dan unaprijed”. Nestalna dostupnost energije proizvedene iz obnovljivih izvora 24 sata na dan, osobito za neprogramirane izvore, obvezuje proizvođača da samo djelomično pristupi veletrgovini, čak i u slučaju potpisivanja bilateralnog ugovora: za usluživanje korisnika kada energija dobivena iz postrojenja nije dovoljna (npr. u slučaju nedostatka solarnih zraka ili vjetra) i/ili za prodaju eventualnog viška udjela.

6.3. Tržište certifikata energetske učinkovitosti

6.3.1. Referentni okvir

Poboljšanje energetske učinkovitosti jedan je od strateških prioriteta koje je Europska unija izdvojila te je na unutarnjem planu usvojila niz mjera namijenjenih obuzdavanju potražnje energije, potičući uštedu i energetska učinkovitost. Zalaganje nacionalnih država treba biti usmjereno na racionalizaciju i optimizaciju nacionalnih energetskih troškova, na poticanje konkurentnih energetskih usluga po pitanju cijena i stvaranje fondova i mehanizama financiranja/potpore energetske učinkovitosti. U skladu s ciljevima koje je usvojila svaka država članica, akteri na koje normativi utječu izravno ili neizravno – kao što su distribucijska društva, Energy Service Company (ESCO) i druga tijela, provodit će srednje i dugoročno smanjenje energetske potrošnje za krajnjeg kupca, optimizaciju troškova/dobitaka potpora i zaštitu poduzetničke marže. Nacionalni ciljevi poboljšanja energetske učinkovitosti mogu biti ostvareni pomoću različitih instrumenata potpore. Među njima je stvaranje tržišta dodjeljivanjem obveznih udjela, kao što je tržište certifikata energetske učinkovitosti ili bijelih certifikata, i raspodjela nacionalnih fondova (dopunjuju ili zamjenjuju mehanizam certifikata) i fondova Europske unije osnovanih *ad hoc* (temelje se na raspodjeli među državama članicama).

6.3.2. Uloga društava energetskih usluga

ESCO bi se mogao definirati kao fizička ili pravna osoba koja pruža energetske usluge odnosno druge mjere poboljšanja energetske učinkovitosti u pogonima ili u prostorima korisnika, a time prihvaća određenu maržu financijskog rizika. Plaćanje pružanih usluga temelji se, u potpunosti ili djelomično, na poboljšanju ostvarene energetske učinkovitosti i ostvarenju drugih utvrđenih kriterija produktivnosti. ESCO je, dakle, društvo koje nudi integrirane usluge okrenute poboljšanju energetske učinkovitosti. ESCO društva objavljuju energetske dijagnoze, studije tehničko-ekonomske i financijske ostvarivosti, projektiranje intervencija, brinu se o predloženim projektima, od realizacije do operacija upravljanja i održavanja. Obilježja svojstvena ESCO-u su: preuzimanje komercijalnih rizika koji korisniku jamče ostvarenje uštede, mogućnost obavljanja uloge izravnog financijera intervencije, naknada vezana za ostvarenu uštedu. Čest *business model* ESCO tvrtki je da s korisnicima potpisuju tzv. *Energy Performance Contract* ugovore kojima vežu svoju naknadu s povećanjem energetske učinkovitosti koju su u stanju ostvariti. ESCO tvrtka se ovakvim ugovorom naplaćuje isključivo od uštede energije koju omogući. Trajanje ugovora ovisi o raspodjeli energetske uštede između ESCO-a i finalnog korisnika, o trajanju amortizacije ulaganja i o vrijednosti same investicije. U okviru ovakvih vrsta ugovora mogu se izdvojiti:

- ugovori zajedničke uštede, u kojima ESCO preuzima sve rizike vezane za projekt, od financijskog rizika (ostvarujući poslovne veze s eventualnim financijerima) do rizika izvedbe (jamčeći ostvarenje uštede),

- ugovori zajamčene uštede, kojima ESCO jamči određenu razinu energetske uštede; ESCO preuzima tehnološke rizike i rizike izvedbe, ostavljajući finalnom korisniku financijske rizike.

Energy Performance ugovori mogu biti obilježeni mehanizmom financiranja koji predviđa posredovanje ESCO-a između korisnika i kreditne ustanove koja omogućuje financiranje na temelju jamstva ponuđenog za uštedu ostvarenu poboljšanjem energetske učinkovitosti. Da bi mogao provoditi programe unaprjeđenja energetske učinkovitosti, ESCO mora biti akreditiran od strane nadležnog tijela.

6.3.3. Tržište certifikatima energetske učinkovitosti i metode bilance ušteda

Certifikati energetske učinkovitosti mogu se kupovati ili prodavati bilateralnim sporazumom ili preko burze kojom upravlja i koju organizira operator tržišta, koji je odgovoran i za registar certifikata energetske učinkovitosti. Obično postoje tri različite metode procjene uštede:

- metode standardizirane procjene,
- metode analitičke procjene,
- metode procjene bilance.

Metode standardizirane procjene omogućuju izračun specifične bruto godišnje uštede ostvarene intervencijom određivanja ušteda pojedinih referentnih fizičkih jedinica, bez izravnog mjerenja. Nadležno tijelo za svaku vrstu intervencije definira referentnu fizičku jedinicu i godišnju bruto uštedu ostvarivu za referentnu fizičku jedinicu kroz posebne tehničke sheme za izračun ušteda.

Metode analitičke procjene omogućuju izračun bruto uštede ostvarive intervencijom na temelju unaprijed određenog algoritma procjene i izravnog mjerenja nekih parametara funkcioniranja sustava naknadne intervencije. Nadležno tijelo u posebnim tehničkim shemama za izračun ušteda primarne energije definira algoritam procjene, parametre mjerenja i modalitete kojima mjerenja trebaju biti ostvarena.

Metode procjene bilance omogućuju izračun neto uštede ostvarene intervencijama, ali ne mogu biti izmjerene gore navedenim metodama. U ovom je slučaju postupak traženja certifikata složeniji. Prije svega, subjekt nositelj certifikata može zatražiti od nadležnog tijela preliminarnu provjeru usklađenosti specifičnih projekata s odredbama smjernica. Rezultate preliminarne provjere usklađenosti nadležno tijelo objavljuje zainteresiranom subjektu u roku od 60 dana od datuma zaprimanja zahtjeva. Slijedi prijedlog projekta i programa mjerenja kojim subjekt nositelj projekta pruža nadležnom tijelu sve informacije potrebne za vrednovanje projekta. U slučaju pozitivnog ishoda, subjekt nositelj certifikata ostvaruje projekt, izračunava odgovarajuću uštedu u skladu s prijedlogom projekta i programa mje-

renja i može nastaviti sa zahtjevom za provjeru i potvrdu ušteda.

6.3.4. Vrste intervencija koje omogućuju priznavanje certifikata energetske učinkovitosti

Projekti okrenuti postizanju ciljeva energetske uštede i implementacije obnovljivih izvora da bi mogli pristupiti mehanizmu certifikata energetske učinkovitosti, moraju pripadati jednoj vrsti intervencije. Intervencije koje omogućuju priznavanje certifikata energetske učinkovitosti su intervencije namijenjene smanjenju potrošnje primarne energije u finalnoj uporabi električne energije i prirodnog plina. Vrste intervencija mogu se odnositi na korekciju priključne snage, elektromotore, sustave rasvjete, instaliranje ili zamjenu kućanskih aparata i uređaja visoke učinkovitosti, intervencije za uporabu prikladnijih izvora ili prenositelja, intervencije za smanjenje potražnje energije za klimatizaciju, instaliranje uređaja obilježenih manjom potrošnjom primarne energije (kondenzacijske peći), klimatizaciju prostora i hvatanje topline u klimatiziranim zgradama s uporabom neobnovljivih izvora energije, instaliranje uređaja za vrednovanje obnovljivih izvora kod finalnih korisnika. Certifikat energetske učinkovitosti dodjeljuje se proporcionalno energetske uštedi koja se smatra „dodanom” jer se odvaja onaj udio uštede za koji se procjenjuje da bi se ostvario i bez potpore, zahvaljujući razvoju tehnologije, normativa i tržišta.

6.4. Protokol iz Kyota, EU-ETS i tržište dozvola za emisije

6.4.1. Protokol iz Kyota: ciljevi i faze

Godine 1992. potpisana je Okvirna konvencija Ujedinjenih naroda o promjeni klime (UNFCCC), koja obvezuje potpisnice na provedbu programa smanjenja emisije stakleničkih plinova. Konvencija razlikuje industrijalizirane zemlje, odgovorne za većinu emisija, i zemlje u razvoju. Kako bi učvrstile obveze Konvencije koje su se smatrale nedovoljnima za adekvatno usmjeravanje pitanja klimatske promjene, potpisnice su 1997. usvojile tzv. Protokol iz Kyota. Taj je sporazum, potpisan u japanskome gradu po kojemu je dobio ime, međunarodni sporazum koji obvezuje zemlje potpisnice do 2012. na smanjenje emisija ugljičnog dioksida (CO₂) i drugih plinova (metan, dušikov oksid, hidrofluorogljikovodici, perfluorogljikovodici, sumporov heksafluorid) koji se smatraju uzrocima efekta staklenika, za barem 5 % ukupne količine emisija zabilježenih 1990. u tim zemljama. Da bi stupio na snagu, Sporazum je morao biti ratificiran od strane barem 55 zemalja i koje ukupno proizvode barem 55 % onečišćujućih emisija. Potonji je uvjet ostvaren tek u studenom 2004., kada je i Ruska Federacija pristupila, određujući time da protokol stupi na snagu u veljači 2005. Treba uočiti da Sjedinjene Američke Države, odgovorne za znatan udio globalnih emisija CO₂ (17,9 % u 2009.)¹¹⁶ još uvijek nisu ratificirale ugovor te da su glavne zemlje u razvoju, Kina i Indija, oslobođene obveze smanjenja emisija.

U Europskoj uniji, koja je ratificirala Protokol u svibnju 2002., obveza smanjenja emisija

116 U. S. Energy Information Administration – EIA, International Energy Statistics, 2009.

iznosila je već navedenih 8 % do 2012. i 20 % do 2020. godine u odnosu na razine iz 1990. Iako se prema Protokolu ciljevi smanjenja emisija moraju uspostaviti prema nacionalnim mjerama i politikama, Protokol navodi i nekoliko dodatnih fleksibilnih mehanizama koji mogu potaknuti postizanje tih ciljeva: sustav trgovanja emisijama (engl. *Emission Trading Scheme* – ETS), mehanizam čistog razvoja (engl. *Clean Development Mechanism* – CDM) i zajednička provedba (engl. *Joint Implementation* – JI). Navedeni mehanizmi imaju zajednički cilj omogućiti državama nabavu i razmjenu dozvola za emisije kako bi se na globalnoj razini smanjile emisije.

6.4.2. Sustav trgovanja emisijama (ETS)

U skladu s Protokolom iz Kyota i kako bi odgovorila na preuzete međunarodne obveze, Europska unija je donijela Direktivu 2003/87/EC koja uvodi sustav naplate emisija stakleničkih plinova unutar Europske unije (*EU ETS – European Union Emission Trading Scheme*). EU ETS je *cap and trade* sustav trgovanja emisija CO₂, a primjenjuje se na brojne proizvodne sektore među kojima su elektroenergetske djelatnosti, metalurška industrija, obrada željeza i čelika i mineralnih proizvoda, proizvodnja živog vapna, izrada stakla/staklenih vlakana i keramičkih proizvoda, izrada papira itd., diferenciranog praga prema vrsti djelatnosti. Ovi sektori izravno su odgovorni za otprilike 40 % emisija stakleničkih plinova u Europskoj uniji. Sustav predviđa određivanje gornje granice (engl. *cap*) ukupnih emisija svih sudionika kroz raspodjelu dozvola za emitiranje (engl. *European Unit Allowance* – *EUA*) za određeni iznos u referentnom razdoblju. Svaka dozvola označava pravo na emisiju jedne tone CO₂. Ograničenja emisija utvrđena su nacionalnim programima dodjele koje su pripremile države članice i poslale na odobrenje Europskoj komisiji i u kojima su za svaki sektor primjene i za svako postrojenje naznačene predviđene maksimalne gornje granice emisija. Na kraju svake godine svaki subjekt koji podliježe obvezama dužan je kupiti broj dozvola koji odgovara tonama emisija energetskeg postrojenja ostvarenih tijekom godine. Svake godine smanjuje se ukupni broj dozvola na raspolaganju što bi trebalo potaknuti i smanjenje emisija energetskeg sektora. Prema Direktivi, države članice moraju osigurati slobodno kretanje kvota emisija unutar Europske unije, omogućujući stvarni razvoj europskog tržišta dozvola za emisije. Kvote emisija koje nacionalni program dodjeljuje subjektima, a koje regulira ETS direktiva, mogu se razmjenjivati bilateralnim ugovorima ili preko organiziranih platforma razmjene. Platforme razmjene (najčešće je riječ o energetskim burzama) nastoje olakšati susret potražnje i ponude dozvola i formiranje učinkovitih cijena, omogućujući razmjenu certifikata i kvota emisija kroz *spot* transakcije ili *futures* ugovore.

ETS direktiva predviđena je kroz više razdoblja. Prvo je trogodišnje razdoblje razmjene 2005. - 2007. (pilot faza ili pred-Kyoto faza), a drugo je petogodišnje razdoblje 2008. - 2012. (prva obvezujuća faza). Treće razdoblje predviđeno je između 2013. - 2020. (druga obvezujuća faza). Prva faza EU ETS-a smatrala se fazom „učenja kroz praksu” i nije dovela do smanjenja emisije CO₂ u zemljama Europske unije. Prosječna cijena EUA mijenjala se tijekom prve faze primjene Protokola, prelazeći s vrijednosti oko 26 €/t na vrijednost od

tek nekoliko c€/t na kraju razdoblja. Smanjenje cijena je rezultat činjenice da su mnogi nacionalni programi odredili iznimno visoku gornju granicu emisija za to razdoblje. Trend smanjenja započeo je kada je u travnju 2006. postalo jasno da su, uz samo nekoliko iznimaka (npr. UK i Italija), nacionalni programi dodijelili veći broj certifikata od potrebnog za pokrivanje emisija subjekata koje obveza zahvaća. Druga faza sustava EU-ETS službeno je započela 1. siječnja 2008., ali pokretanje je naišlo na određene probleme zbog usklađivanja europskog sustava dozvola sa sustavom kvota Protokola koje se priznaju pojedinim zemljama (AAU) za poštivanje ograničenja Protokola iz Kyota, tako da je u brojnim zemljama program postao operativan tek krajem 2008. U drugoj fazi kvote određene za izdavanje dozvola pojedinih nacionalnih ustanova uzimale su u obzir obveze smanjenja emisija koje potvrđuje Protokol iz Kyota.

Direktiva 2009/29/EC od 23. travnja 2009. prati smjernice odredbi u okviru reguliranja distribucije kvota u trećoj fazi (2013. - 2020.). Zemlje EU-a (zajedno s Islandom) dogovorile su se da će tijekom ove faze zajednički postići cilj smanjenja od 20 % u odnosu na 1990. godinu. Kako bi se smanjile nepravilnosti tržišta i jamčila veća djelotvornost ETS-a, stvorena je jedinstvene zajednička gornja granica (engl. *EU-wide cap*) koja stvara preduvjete za bližu suradnju među državama. Za sektore koje obuhvaća režim EU ETS gornja granica emisija mora se smanjiti za 1,74 % svake godine (referirajući se na dodjele iz 2010.). Kako bi 2020. ostvarili smanjenje razine emisija za 20 % u odnosu na 1990., od sektora koji su već uključeni u režim EU-ETS tražit će se veće zalaganje, sa smanjenjem od 21 % od razina iz 2005. dok sektori izvan ETS-a (prijevoz, izgradnja, poljoprivreda, itd.) moraju smanjiti svoje emisije za 10 % od razine iz 2005.¹¹⁷ Taj se cilj razlikuje od zemlje do zemlje članice (prema kriterijima koji, između ostalog, odražavaju BDP po glavi stanovnika). Ta diferencijacija obuhvaćena je tzv. fleksibilnim mehanizmima kompenzacije među državama. Glavne novosti početkom treće faze su postupno stavljanje dozvola na dražbu kao i mjere potpore industrijama visokog energetskog intenziteta kako bi se izbjegao *carbon leakage* fenomen¹¹⁸.

6.4.3. Mehanizam čistog razvoja (CDM) i zajednička provedba (JI)

Dok je ETS mehanizam koji subjektima koji djeluju u sektorima obuhvaćenima obvezom smanjenja emisija omogućuje ostvarivanje akcije kupoprodaje dozvola emisija prema vlastitoj poziciji po pitanju postizanja zadanih ciljeva, druga dva fleksibilna mehanizma uvedena Direktivom 2003/87/EC omogućuju dobivanje dodatnih dozvola po realizaciji projekata koji omogućuju smanjenje emisija. Konkretno, CDM su projekti smješteni u zemljama u razvoju. Projekti CDM-a omogućuju dobivanje tzv. CER certifikata (engl. *Certified Emission Reductions*) ukoliko dokažu međunarodnom povjerenstvu da je zemlja ostvarila smanje-

117 „State and Trends of the Carbon Market 2009”, World Bank report, svibanj 2009.

118 Fenomen carbon leakage je premještanje proizvodnih postrojenja u izvaneuropska područja koja nisu obuhvaćena nijednom regulacijom vezanom za okoliš kako se ne bi morali podmiriti troškovi za okoliš koji nastaju monetizacijom emisija ETS-a.

nje emisija stakleničkih plinova. Ji su projekti smješteni u industrijalizirane zemlje koje provode mjere kojima se smanjuju emisije u nekoj drugoj zemlji. Projekti Ji omogućuju dobivanje tzv. ERU certifikata (engl. *Emission Reduction Units*) ako pokretač projekta dokaže da je ostvario smanjenje emisija u drugoj industrijaliziranoj zemlji. Nakon tzv. „Linking Directive” na početku druge faze primjene Protokola (2008.), Europska unija je uvela fleksibilne mehanizme unutar sustava EU ETS. Jedinična vrijednost dozvole koju jamče CER i ERU-mehanizmi jednaka je toni emisija CO₂. Treba uočiti da dozvole u programu emisija predviđene Protokolom iz Kyota mogu biti iskorištene na ETS sve do određenog limita emisija (EUA). Ti limiti razlikuju se od zemlje do zemlje.

6.4.4. Hvatanje i skladištenje CO₂

Hvatanje i skladištenje ugljičnog dioksida (engl. *Carbon Capture and Storage – CCS*) područje je istraživanja i razvoja osobito zanimljivo posljednjih godina. Prema International Energy Agency, do 2050. bi moglo omogućiti smanjenje emisija CO₂ između 20 i 28 %. Hvatanje i skladištenje CO₂ dijeli se na tri faze: hvatanje ugljičnog dioksida u ložištima industrijskih postrojenja, transport ugljičnog dioksida prema cjevovodima ili cisternama, skladištenje ugljičnog dioksida ispod zemlje u iscrpljena ležišta plina ili slane vodonosnike. Tehnologija CCS može se primijeniti ne samo u postrojenjima za proizvodnju koja koriste ugljen kao gorivo, nego i u drugim postrojenjima, u procesima prerade goriva i svim proizvodnim sektorima intenzivnih emisija, kao što su tvornice cementa, industrija željeza i kemijska industrija. Što se tiče hvatanja CO₂ otpuštenog procesima izgaranja, postoje tri različite tehnike kojima on može biti uklonjen iz procesa. Tehnike postizgaranja predviđaju odvajanje CO₂ kemijskom ili fizičkom apsorpcijom iz protoka plina za izgaranje prije otpuštanja u okolinu. Tehnikama kisikova izgaranja moguće je, napajajući gorivu prostoriju postrojenja kisikom (nakon razdvajanja zraka na jedinice), dobiti struju plina za izgaranje koja sadrži samo CO₂ i vodenu paru, koji se mogu razdvojiti hlađenjem putem jednostavne kondenzacije vodene pare. Tehnikama predizgaranja, u kojima je gorivo pripremljeno tako da se elementi koji sadrže ugljik mogu ukloniti prije izgaranja, dobiva se sintetski plin bez ugljika i visoke stope vodika, koji pokreće jedinicu snage omogućujući izgaranje vrlo niskih emisija CO₂.

Danas na svijetu postoji svega 19 operativnih projekata CCS-a velikih dimenzija, no veći broj ih je u fazi razvoja¹¹⁹. Osim njih, postoji više od sto planiranih projekata u cijelome svijetu. IEA procjenjuje da će broj postrojenja CCS-a porasti na stotinjak do 2020., do 2030. na 850, te do 2050. na 3.400. Godine 2050. predviđa se da će se potencijalno uskladišiti ukupno 145 GtCO₂¹²⁰. Temeljna dugoročna mjera za poticanje CCS-a određena Direktivom 2009/29/EC predviđa da između 2013. i 2020. kvote trajno izbjegnutih ili uskladištenih emisija neće morati biti nadoknađene. Osim toga, Direktiva određuje da do 300 milijuna kvota emisija treba biti izdvojeno kako bi se potaknula izgradnja dvanaest novih projekata na komercijalnoj razini, namijenjenih hvatanju i skladištenju CO₂. Iako je u ovom trenutku

119 Global CCS Institute 2020. Global Status Report 2019.

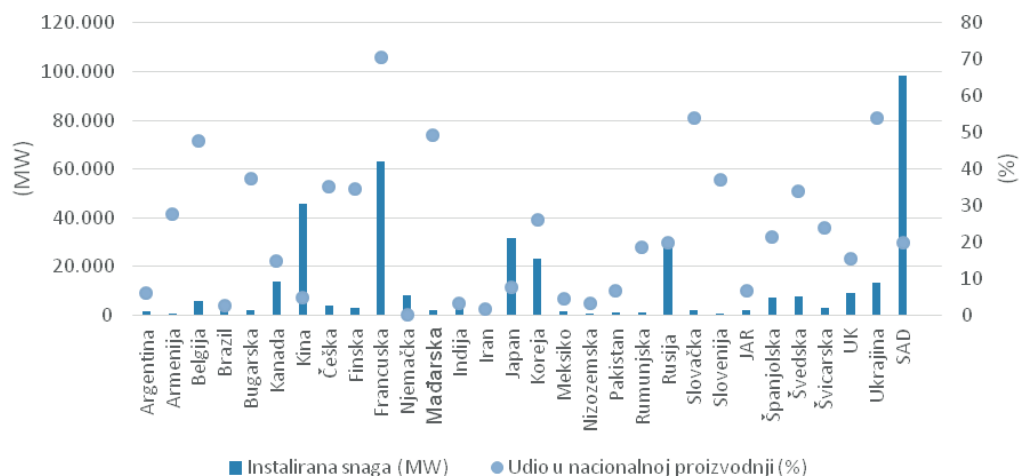
120 International Energy Agency, Technology Roadmap – Carbon Capture and Storage, 2009.

teško precizno procijeniti troškove tehnologije CCS-a zbog ograničenog broja postrojenja u opticaju i zbog aktualnih istraživanja različitih mogućnosti primjenjive tehnologije, IEA procjenjuje da se trenutno trošak tog procesa kreće između 30 - 90 \$/tCO₂, uključujući fazu hvatanja (20 - 80 \$/tCO₂), transporta (1 - 10 \$/tCO₂ za udaljenosti do 100 km), skladištenja i nadzora (2 - 5 \$/tCO₂). Ovaj trošak mogao bi se smanjiti na 25 \$/tCO₂ do 2030., čime bi tehnologije CCS-a postale ekonomski primjenjiva opcija odgovora na problematiku klimatskih promjena i globalnog zagrijavanja.

6.5. Nuklearna energija

6.5.1. Uvod u proizvodnju iz nuklearnog izvora

U okviru rasprave o najprikladnijim energetske politikama za suočavanje s globalnim klimatskim promjenama, uz mehanizme poticanja obnovljivih izvora energije, energetske učinkovitosti i smanjenja emisija stakleničkih plinova prije nesreće u Fukushimi se u središtu pozornosti našla i tema nuklearne energije. Ta tehnologija proizvodnje električne energije afirmirala se na međunarodnoj razini 50-ih godina 20. stoljeća, u Sjedinjenim Američkim Državama i Sovjetskom Savezu s prvim postrojenjima manjih dimenzija, veličine nekoliko desetaka ili maksimalno nekoliko stotina megavata (reaktori prve generacije). Od 60-ih godina 20. stoljeća, s reaktorima druge generacije, sve je veća raširenost te tehnologije u pogledu instaliranih kapaciteta i proizvodnje električne energije. Većina današnjih postrojenja pripada drugoj generaciji reaktora. Treća generacija nuklearnih elektrana, koja se afirmirala početkom 90-ih godina 20. stoljeća, iako se temelji na načelima rada analognima radu reaktora druge generacije, uvela je velika poboljšanja standardizacije projekata, vijeka trajanja postrojenja, povećanja sigurnosti i smanjenja posljedica nesreća te veću učinkovitost.



Slika 27. Usporedba glavnih zemalja proizvođača električne energije iz nuklearnih elektrana

Izvor: International Atomic Energy Agency (IAEA) – Power Reactor Information System – 2020.

Rezultat tog tehnološkog razvoja je 443 instaliranih nuklearnih postrojenja u svijetu, s ukupno instaliranom snagom od gotovo 392 GW¹²¹. Glavne zemlje proizvođači električne energije putem nuklearnih elektrana (Slika 27) su, prema instaliranom kapacitetu, Sjedinjene Američke Države (gotovo 100 GW), Francuska (63 GW) i Kina (oko 45,5 GW). Razmatrajući udio nuklearne energije u proizvodnom miks svake zemlje, najveći udio na svijetu ima Francuska, koja preko 70 % svojih potreba za električnom energijom zadovoljava putem nuklearnih elektrana. Slijede je Ukrajina (54 %), Slovačka (54 %) i Belgija (48 %).

U ožujku 2011. dogodila se teška nesreća u japanskoj nuklearnoj elektrani Fukushima uslijed strašnog potresa koji je opustošio sjeverno područje Japana uzrokujući ogromne štete za zemlju. Zbog potresa je nekoliko reaktora elektrane pretrpjelo teška oštećenja. To ponovno dovodi u pitanje sigurnost nuklearnih postrojenja i u mnogim zemljama izaziva promišljanje o nastavku započetih energetske politike koje se temelje na nuklearnoj energiji.

6.5.2. Nuklearna energija: propali san

Nuklearni reaktor proizvodi vodenu paru na visokim temperaturama. Međutim, to čini s vrlo kompliciranim procesom, jer se složena lančana reakcija mora pokrenuti na strogo kontroliran način. Stoga se nezgode mogu dogoditi uzrokovane nepažnjom ili nesposobnošću operatera, greškama u opremi ili prirodnim događajima posebnog nasilja.

Dana 6. travnja 1986. reaktor broj 4 u elektrani u Černobilu, gradu u Ukrajini, tada dio Sovjetskog Saveza, izmaknuo se kontroli i eksplodirao. U rasponu od desetak dana, 6,7 tona radioaktivnog materijala ispušteno je u atmosferu koja je zagađivala ne samo ogromna područja u blizini elektrane, već i, na lakši način, neka područja istočne Europe, Skandinavije i rubno također 'zapadne Europe'. Procjenjuje se da je nesreća manje -više izravno pogodila 8,4 milijuna ljudi te je učinila beskorisnim 784.000 hektara poljoprivrednog zemljišta i 694.000 hektara šuma. Područje od 30 km² oko biljke i dalje je jako zagađeno.

Više od trideset godina kasnije, unatoč raznim izvješćima međunarodnih organizacija. Teško je napraviti bilans stanja katastrofe, budući da učinak zračenja traje s vremenom. Oko 600.000 ljudi, uključujući radnike u pogonima, stalne timove za hitne slučajeve i kopir aparate, pogođeno je visokim dozama zračenja. Prethodno su dotaknuti brojni drugi ozbiljni incidenti. Najozbiljniji u povijesti nuklearne energije u Sjedinjenim Državama, na primjer, dogodio se 1979. godine, kada je reaktor Three Mile Island u Pennsylvaniji došao na korak od potpune fuzije jezgre goriva.

6.5.3. Katastrofa u Fukushimi

U 14:46 11. ožujka 2011. godine, potres magnitude 9,0 s epicentrom na moru i tsunamijem koji ga je pratio, potresli su sjeveroistočnu obalu Japana, oštetivši 11 nuklearnih reaktora

121 International Atomic Energy Agency (IAEA) – Power Reactor Information System (PRIS).

smještenih u 4 elektrane. Najozbiljnije posljedice dogodile su se u elektrani Fukushima-1 (Fukushima Daiichi), kojom upravlja Tokyo Electric Power Company (TEPCO). Nakon potresa, tri reaktora koja su radila automatski su se zaustavila. Međutim, nuklearni reaktor nastavlja stvarati toplinu čak i nakon prestanka lančane reakcije, zbog spontanog radioaktivnog procesa: stoga je apsolutno potrebno nastaviti hlađenje. Potres koji je oštetio stupove električne mreže uzrokovao je zatamnjenje. Dizelski motori u nuždi tada su počeli djelovati kako bi crpke za vodu radile, ali nakon manje od sat vremena zaštitni zid postrojenja preplavio je crpnice i učinio dizelske motore neupotrebljivim.

Zbog nedostatka hlađenja, voda iz reaktora i bazena djelomično je isparila, pa su gorivne šipke ostale izložene. Temperatura se dodatno povećala i toplinsko cijepanje vode u dodiru sa pregrijanim materijalima (osobito cirkonijem koji prekriva gorivne šipke) generiralo je vodik koji je potom eksplodirao, uništavajući gornji dio zgrada reaktora. Emisije radioaktivnog materijala u atmosferu nastavile su se mjesecima, dok se one u vodi i dalje nastavljaju, nakon više od 10 godina.

6.5.4. Čemu nas uči katastrofa u Fukushimi?

Fukushima prije svega potvrđuje da se ozbiljna nuklearna nesreća, za razliku od bilo koje druge vrste nesreće, ne može ograničiti u prostoru i vremenu. Zapravo, radioaktivnost se velikim dijelom prenosi kroz atmosferu i prehrambeni lanac, koji ne možemo kontrolirati, a može ugroziti korištenje teritorija čak i tisućama godina. Upravo zbog ovih karakteristika niti jedno osiguravajuće društvo nije spremno pokriti rizike povezane s nuklearnom elektranom. Nakon nesreće u Fukushimi, svih 54 japanska nuklearna reaktora zatvorena su radi temeljite provjere njihove sigurnosti. Sve najmjerodavnije analize rezerviraju nuklearnu energiju s ograničenom ulogom u energetskom scenariju budućnosti: Međunarodna agencija za energetiku (IEA) predviđa da će 2030. osigurati udio svjetskih potreba za električnom energijom vrlo sličnim sadašnjim.

6.5.5. Koliko danas košta nuklearna energija?

Iz različitih razloga nije moguće dati precizan odgovor. Međutim, neosporno je da nuklearna energija nije ekonomski održiva u režimu slobodnog tržišta, gdje je svaku novu elektranu potrebno projektirati, graditi i upravljati privatnim sektorom, koji bi tada također trebao snositi troškove demontaže i upravljanja otpadom. U svijetu nema nuklearne elektrane u pogonu koja nije imala koristi od bespovratnih državnih potpora u obliku subvencija za proizvodnju ili izravnih subvencija uključenim tvrtkama i koja još uvijek ne dobiva potporu za demontažu postrojenja u kraj svog života. Kao što smo već vidjeli, jedna od glavnih nepoznanica u pogledu troškova je upravo postavljanje visoko radioaktivnog otpada. Elektrane s isteklim vijekom trajanja također su zapravo golemi nuklearni otpad, čak i ako određeni zavaravajući oglasi sugeriraju da se mjesto na kojem stoji elektrana može pretvoriti u vrt. Riješiti se ostataka nuklearne energije vrlo je, jako skupo, toliko da pri procjeni ekonomske

situacije jedne države ne treba uzeti u obzir koliki je njezin "nuklearni dug".

Pokušaj oživljavanja nuklearne energije nailazi na ogromne poteškoće. O tome svjedoči slučaj EPR reaktora u izgradnji u Finskoj (od 2005.) i u Francuskoj (od 2007.) Areve, koja je već bila na čelu nuklearne tehnologije, tada je bankrotirala i spasila je francuska država. Očekivalo se da će ove elektrane biti stavljene na mrežu 2010., odnosno 2011., po cijeni od oko 3 milijarde eura; osim ostalih kašnjenja, oni će početi s radom najranije 2022. godine, a troškovi će se barem utrostručiti.

Do sada se u zapadnim zemljama radije tražilo od sigurnosnih tijela dozvole za produljenje životnog vijeka postrojenja koja već rade, s ažuriranjem radova čija je cijena jednaka četvrtini novog pogona. Nakon Fukushime ova ažuriranja vrlo kritički gledaju ne samo javno mnijenje, već i stručnjaci. U završni račun nuklearne energije također je potrebno uključiti ekonomske, društvene i političke troškove - sve imptvrđiboli - nametnute potrebom demontaže postrojenja i praćenja radioaktivnog otpada koji ostaje opasan praktički beskonačno vrijeme.

7. NOVE TEHNOLOGIJE UPRAVLJANJA I INFORMACIJSKI SUSTAVI PRIMJENJENI NA TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE

7.1. Opći prikaz uloge tehnologija u razvoju sektora

U modernoj tvrtki funkcioniranje informacijskih sustava poprima sve veće značenje zbog neprekidnog razvoja poslovnih potreba i tehnološkog razvoja koji omogućuje rješavanje sve složenijih problema. Stoga je znatan dio godišnjeg proračuna uspješnih tvrtki namijenjen inicijativama informatičke tehnologije (IT), od kupnje novog hardvera i softvera, primjene novih rješenja, do održavanja postojećih sustava. Energetski sektor očito nije isključen iz svega navedenog. Štoviše, inovativan i visoko tehnološki integrirani softver uvodi neke jedinstvene elemente na razini poslovnog procesa i pojedinih funkcija potrebnih za optimalno upravljanje poslovanjem.

Što se tiče pojedinih funkcija, zbog specifičnih potreba tržišta različitih sektora, proizvođači softvera su se s godinama morali prilagoditi potrebama korisnika mijenjajući isprva općenite proizvode procesom koji se u rječniku IT stručnjaka naziva vertikalizacija. Prešlo se s prilagodbe sustava koji nisu stvoreni za upravljanje specifičnim procesima sektora na realizaciju aplikacija prilagođenih njegovim specifičnim potrebama. To korisnicima jamči veći, ili u nekim slučajevima potpuni prikaz funkcionalnosti prema koracima poduzetničkih procesa, bolju izvedbu i jamstvo da ih aplikacije mogu podržati na najbolji mogući način tijekom rada. Druga osobitost energetskog sektora ostvarila se razdvajanjem, koji je uveo kao standard potrebu za razmjenom informacija između trgovačkih i distribucijskih društava vezanih za korisnike (nove aktivacije, *switching*, tehničke promjene, krivulje potrošnje itd.), iako pripadaju istoj skupini. U jednostavnijim se slučajevima takva razmjena može obaviti jednostavno, „na papiru” (faks, e-mail, preporučene pošiljke). Kod velikih opsega informacija ipak je potrebna informatička oprema koja omogućuje bržu, veću, sigurniju, često *online* razmjenu informacija putem slanja dokumenata za unos (uz prethodnu provjeru) u vlastite aplikacije ili putem prave integracije sustava tvrtki. To je učinilo strukturalnu platformu energetskih tvrtki strukturom otvorenom prema van koja koristi inovativnu tehnologiju kako bi omogućila razvoj poslovanja.

U nastavku bit će opisane glavne komponente aplikacija informatičke platforme uslužne tvrtke i najvažnije funkcije svake od njih.

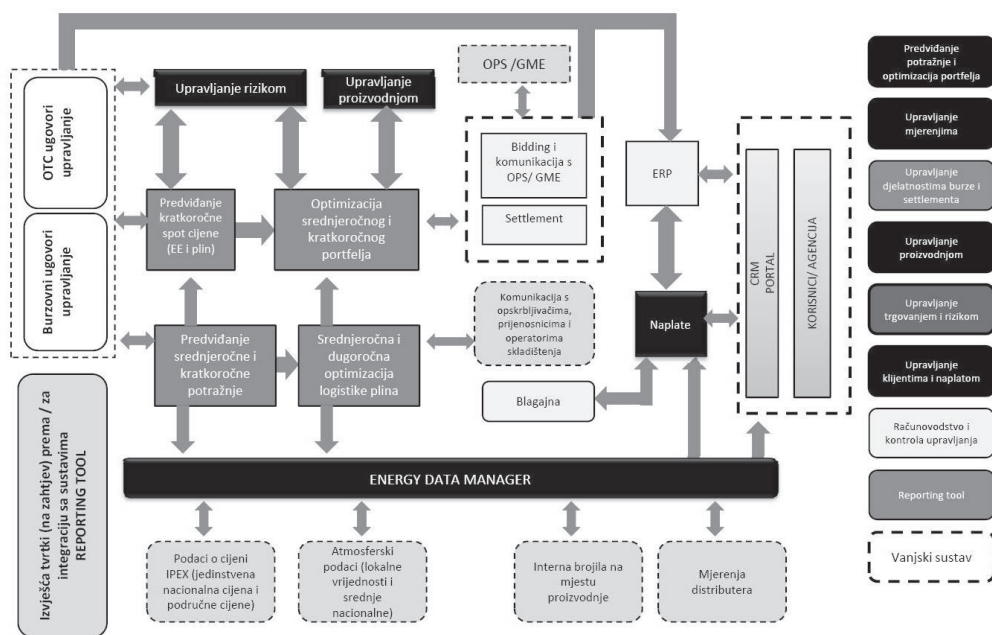
7.2. Trgovanje električnom energijom i upravljanje rizicima: potpora sustava djelatnostima poslovanja

U slučaju informatičkog sustava potpore djelatnostima poslovanja, potrebe operatora sustava rastu usporedno s porastom broja sudionika u lancu. Kod upravljanja energijom

(*Energy Management*) riječ je o upravljanju i koordinaciji različitih vrsta djelatnosti koje se kreću od optimizacije proizvodnje vlastitih elektrana do opskrbe električnom energijom i/ili električnom energijom i plinom na veleprodajnom tržištu, te do definiranja cijena ponude krajnjim kupcima i predviđanja vremenske raspodjele potražnje. Tim potrebama pridružuju se i potrebe za funkcijama za trgovanje i upravljanje rizicima (*Trading i Risk Management*). U nastavku se opisuju potrebe navedenih funkcija i objašnjava kako informatička rješenja na njih mogu odgovoriti. Nadalje, opisuju se referentna informatička struktura, koja obično karakterizira subjekte u energetske sektoru. Zatim se prikazuju temeljne funkcije sustava potpore djelatnostima poslovanja.

7.2.1. Referentna informatička struktura

Struktura koja prezentira poslovanje u „upravljanju složenim svijetom energije“ može se shematski prikazati pomoću Slike 28. Makromodeli koji čine informatičku strukturu imaju sljedeće funkcije:



Slika 28. Referentna informatička struktura

7.2.2. Upravljanje mjerenjima i predviđanje potražnje

Kako bi se omogućilo ispravno uravnoteženje proizvodnje i potražnje (na burzama ili bilateralnim ugovorima), i kako bi se smanjili troškovi nastali neravnotežom, nužna je pro-

vedba postupka predviđanja potražnje. Predviđanje može biti dugoročno, srednjoročno i kratkoročno i veoma je bitno da bude što točnije kako bi omogućilo ispravno planiranje opskrbe i minimizacija potrebnih ispravaka. Osim toga, ne treba zaboraviti da se predviđanje potražnje ne može temeljiti samo na aktualnoj skupini korisnika, nego mora uzeti u obzir i nove korisnike, ali i one za koje se predviđa da će napustiti opskrbu. Veoma je bitno imati na raspolaganju pouzdane i precizne podatke i moći ih djelotvorno iskoristiti kako bi se ostvarilo predviđanje potražnje. Podaci koji se moraju obraditi za procjenu potražnje uključuju različite vrste izvora koji se kreću od klimatskih varijabli, npr. lokalnih i nacionalnih vremenskih prognoza koje mogu utjecati na potrošnju, do krivulja potrošnje koje su objavili distributeri i koje pokazuju kretanje potražnje u prošlosti, pa sve do matičnih podataka krajnjih kupaca. Sustav/modul koji se koristi za upravljanje tim podacima nazvan je **Energy Data Manager** (EDM) i njegova je temeljna funkcija sastaviti repozitorij podataka. Najveće slabosti takve vrste sustava vezane su za brojnost podataka koje treba obraditi i pohraniti. Na primjer, vremenski niz s bilježenjem svakih 15 minuta bilježi 95 vrijednosti dnevno. Svako zabilješki potrebno je pridružiti barem tri informacije (vrijeme, stanje i bilješka). Budući da je za ostvarenje optimalne statističke procjene potrebno čuvati podatke barem dvije godine, za obradu male skupine od sto velikih klijenata za koje treba pokriti aktivnu i reaktivnu energiju dolazimo do 56 milijuna podataka.

Osim podataka mjerenja finalnih korisnika, sustav/modul EDM može predstavljati i repozitorij podataka vezanih za proizvodna postrojenja (i u pogledu količine goriva potrebnog za proizvodnju), kao i udjele, indekse i stope pariteta korisne za oblikovanje cijene, za procjene *make-or-buy* i/ili za mjerenje rizika izloženosti. Kao potpora djelatnostima predviđanja potražnje koriste se sustavi/moduli predviđanja koji uz definiranje određenih karakteristika (sezona, povijesna potrošnja itd.) i primjenom statističko-predviđajućih modela mogu osigurati predviđanja očekivane potrošnje u određenom razdoblju.

7.2.3. Optimizacija ukupnog portfelja

Optimizacija ukupnog portfelja temelji se na ostvarivanju niza tehničkih i ekonomskih procjena s ciljem izdvajanja optimalne funkcije koja omogućuje maksimizaciju marže ostvarive uz nametnuta ograničenja. Ekonomske procjene temelje se na analizi trendova tržišta i očekivanih vrijednosti kratkoročno i srednjoročno na burzama i platformama razmjene, uzimajući u obzir limite koji mogu nastati zbog ograničenosti rizika na razini tvrtki. Za tehnološku komponentu, u slučaju jedinica proizvodnje, procjena se temelji na nizu varijabli kao što su fleksibilnost postrojenja, troškovi proizvodnje i vrsta korištenoga goriva. Najbolje podešavanje algoritma optimizacije koji uzima u obzir scenarije razvoja i ograničenja, omogućuje definiranje ponude koja minimizira troškove te maksimizira maržu. Informacijski sustavi koji mogu potpomoći poslovanje u optimizaciji portfelja imaju funkcije potpore procjeni troškova proizvodnje i cijene prodaje, predviđanja/optimizacije proizvodnje elektran, stvaranja proračuna proizvodnje i definiranja strategija zaustavljanja i pokretanja postrojenja temeljem kojih se definiraju strategije prodaje na burzi.

7.2.4. Planiranje proizvodnje i upravljanje stvarnim vremenom u komercijalnom pogledu

Planiranje se može podijeliti na dva makropodručja: srednjoročno i dugoročno. Cilj srednjoročnog planiranja je definirati prodaju električne energije na različitim tržištima te predviđa sljedeće djelatnosti:

- procjenu dostupnosti proizvodnih postrojenja, zaustavljanjem za redovito održavanje i ciljanim zaustavljanjem za ograničenje proizvodnje u razdobljima očekivanih niskih cijena,
- procjenu troškova proizvodnje vezanih za kretanje cijena sirovina, cijena proizvoda vezanih za proizvodnju (npr. zelenih certifikata) i uz troškove rada i održavanja,
- procjenu opsega prodaje krajnjim kupcima; sklapanje bilateralnih ugovora u zemlji i u inozemstvu kupnjom kapaciteta prijenosa potrebnog za opskrbu,
- planiranje kupnje i prodaje na različitim burzama i analize razine rizika vezanih za različita tržišta.

Kratkoročno planiranje, koje je limitirano srednjoročnim planiranjem, uključuje:

- povećanje dostupnosti postrojenja predstojeće proizvodnje,
- predviđanje potrošnje na mjestu, odnosno industrijskih postrojenja kojima se jamči opskrba; predviđanje potrošnje na mjestu nužno je za točno poznavanje preostale snage koju treba ponuditi na tržištu,
- predviđanje satnih cijena. Na primjer, kod električne energije govorimo o predviđanju jedinstvene nacionalne cijene i područnih cijena (i u slučaju ostvarenja eventualnih pokrića naknade kapaciteta transporta ili CCT-a izračunatog kao razlika između jedinstvene nacionalne cijene i područne cijene),
- što točniju procjenu potrošnje krajnjih kupaca za odgovarajuće programiranje planova proizvodnje i izbjegavanje neravnoteže.

Informacijski sustavi mogu na više razina podržati djelatnosti srednjoročnog/dugoročnog planiranja ili kratkoročnog planiranja. Pri upravljanju burzom i bilateralnim ugovorima koriste se sustavi/moduli *bidding* i *contract management* koji omogućuju upravljanje fizičkim i ekonomskim tokovima proizašlima iz sklapanja ugovora.

7.2.5. Upravljanje djelatnostima trgovine i rizikom

Trgovina (engl. *trading*) obuhvaća skup aktivnosti i instrumenata koji omogućuju procjenu i sklapanje ugovora kupoprodaje na organiziranim tržištima ili ugovorima s drugim ugovornim stranama. Osim djelatnosti na nacionalnim burzama, posebice glede trgovine električnom energijom, jako su bitne djelatnosti na međunarodnim burzama, u zemljama kao što su Njemačka, Slovenija, Italija, Francuska, Švicarska i Grčka. Osim kupnje energije na stra-

nom tržištu, nužno je na godišnjim ili mjesečnim dražbama za kupnju prava na kapacitete interkonekcije kupiti i kapacitet prijenosa potreban za uvođenje energije. Sve te djelatnosti podupiru informacijski sustavi nazvani ETRM (*Energy Trading and Risk Management*) koji omogućuju upravljanje djelatnostima *biddinga* (planiranje i provođenje strategija ponude unutar granica vlastitih fizičkih i financijskih resursa te unutar granica pravila tržišta) i prihvaćanje ponuda, ili *schedulinga*, odnosno sve aktivnosti obavještanja referentnih sustava (operatori mreže) i tržišta (energetske burze ili ugovorne strane) o informacijama vezanim za preuzete komercijalne pozicije kako bi im se omogućila ispravna fizička primjena.

Usporedno s aktivnostima poslovanja odvijaju se aktivnosti upravljanja rizikom, koje se bave mjerenjem ili procjenom rizika i razvijaju strategije upravljanja. Informatički instrumenti za upravljanje financijskim rizikom izrazito su složeni. Njihova je svrha zadovoljiti potrebe poslovanja u pogledu prepoznavanja i mjerenja izloženosti, simulacije scenarija rizika i analize tržišta, kao i kontrole limita izlaganja riziku u skladu s politikama rizika tvrtki. Ti instrumenti omogućuju rastavljanje strukture cijene ugovora na odgovarajuće sastavnice kako bi se zbrojila izloženost (goriva, razmjene itd.) i izračunale korelacije. Osim toga, statističke funkcije mogu za svaki proizvod na koji se odnose odrediti postotak izloženosti i pomoću funkcije *fixinga* pokazati koji je dio pokriven, a koji nije te pokazati koji profil najbolje pokriva izloženost. Funkcija mjerenja izloženosti pokrivena je izračunom indikatora kao što su *Profit and Loss* (P&L), koji utvrđuje profite i gubitke koji su ostvareni (P&L *realized*) i koji su predviđeni (P&L *unrealized*); *Mark-to-Market* (MTM), koji utvrđuje stvarnu vrijednost pozicija u određenom trenutku; *Value-at-Risk* (VAR), koji utvrđuje maksimalni potencijalni gubitak pozicije ulaganja u određenom razdoblju i s određenom razinom povjerenja. Simulaciju scenarija rizika i analize tržišta čine funkcije koje nude moduli koji kombiniraju *what if* analizu i omogućuju izradu predviđanja mijenjajući scenarije cijene i količine.

7.3. Komercijalni procesi: potpora sustava CRM i *billinga*

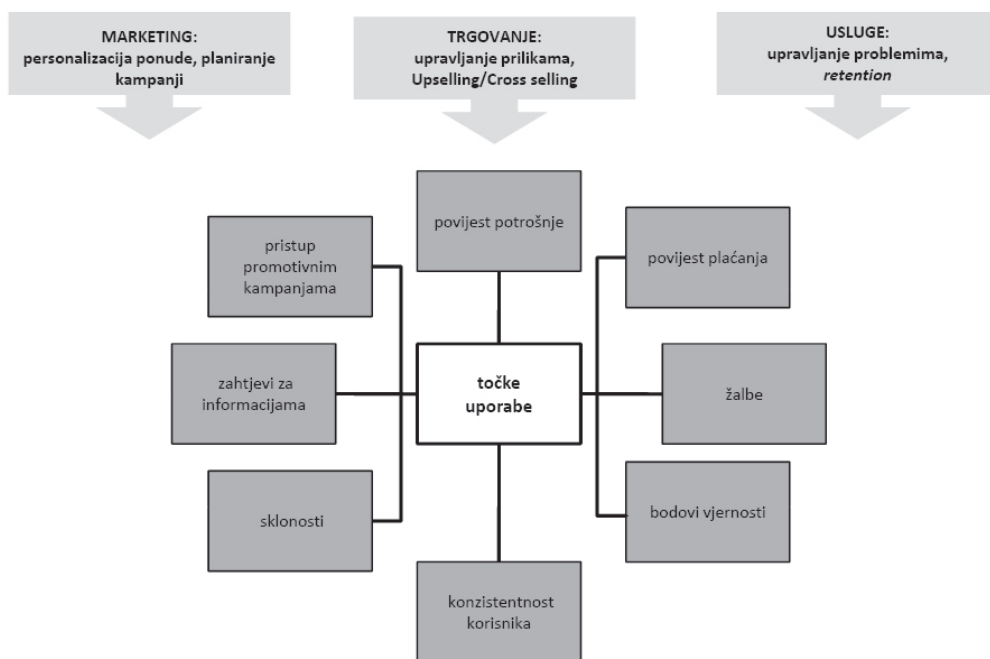
7.3.1. Uvod u CRM

Customer Relationship Management (CRM) je onaj instrument ili skupina instrumenata koji omogućuje nekoj tvrtki analizu skupine korisnika, prodaju usluga i/ili proizvoda i zadovoljenje korisnika načinom orijentiranim na upravljanje tržištem koje je sve dinamičnije i konkurentnije. Strateški cilj CRM-a je učiniti korisnika s njegovim potrebama za proizvodima/uslugama središnjim elementom cijele organizacije i sugovornikom s kojim se zasniva dugoročan profitabilan odnos. Ovaj cilj nastao je i razvio se unazad nekoliko godina zbog temeljnih promjena koje su zahvatile tržište energije u cijelom svijetu. Većina razvijenih zemalja zapravo je prešla s modela monopolističkog tržišta, u kojem je korisnik siguran potrošač (jer ima potrebu za uslugom tvrtke koja je držala monopol na određenom području opskrbe električnom energijom) na model liberaliziranog tržišta (kod kojeg korisnik može odabrati opskrbljivača električnom energijom neovisno o području stanovanja). U tom novom modelu, koji je usmjeren na korisnika, različiti se opskrbljivači natječu za korisnike nastojeći ponuditi ne samo električnu energiju (ili plin) po cijenama povoljnijim od

cijena konkurentnih opskrbljivača, nego ponuditi korisnicima i usluge dodane vrijednosti. Promjena modela obuhvatila je i informatičke sustave opskrbljivača, u prvom redu sustav koji se brine o odnosima s krajnjim kupcima: CRM.

7.3.2. Razvoj sustava CRM

Struktura informacijskih sustava neke uslužne tvrtke 90-ih godina 20. stoljeća bila je mnogo manje složena od sadašnje. Ona je zapravo bila usmjerena na potrošnju, izračun i izdavanje faktura. Upravljanje zahtjevima korisnika nije bilo usklađeno u *ad hoc* sustavu, i često je postojao rizik da se informacije vezane za zahtjev i problematiku koje je korisnik naveo pohrane u više arhiva, pa ih nije bilo jednostavno usklađeno koristiti, ili je čak njihova redundantnost prouzročila pogreške ili kašnjenje u obradi zahtjeva, ili je nekoliko upita istog korisnika obrađeno na različit način. Revolucija u komercijalnom pogledu, koja svjedoči o promjeni pristupa s korisnika na klijenta, nametnula je potrebu za organiziranjem informacija kako bi one postale usklađene i jednostavne za korištenje onima koji ih moraju koristiti. Takva se organizacija razvila uvođenjem sustava CRM koji, kao što se može razabrati iz Slike 29, oko jednostavnih matičnih podataka klijenta izgrađuje spektar informacijske imovine vezan za njih i čini ga dostupnim službama tvrtke koje iz njih mogu izvući podatke relevantne za upravljanje vlastitim procesima i interakcijama s klijentom.



Slika 29. Moguće uporabe informacija prikupljenih od korisnika

7.3.3. Moduli koji čine sustav CRM

Jedna platforma CRM-a može se logički podijeliti na module koji integriraju ukupnu informacijsku imovinu prema klijentu, transverzalno na sva područja procesa - Slika 30.

Modul **Contact Centre** je instrument koji podupire operatore kontakt centra u upravljanju kontaktima postojećih i potencijalnih korisnika s ciljem pružanja usluga, pomoći i obavljanja djelatnosti prodaje putem svih kanala komunikacije (telefon, mail, šalter). Glavni cilj modula je upravljanje zahtjevima klijenta u skladu s razinama usluge utvrđenim kako bi se tvrtki jamčio ekonomski povrat po pitanju smanjenja operativnih troškova upravljanja i po pitanju kvalitete usluge pružane klijentima.

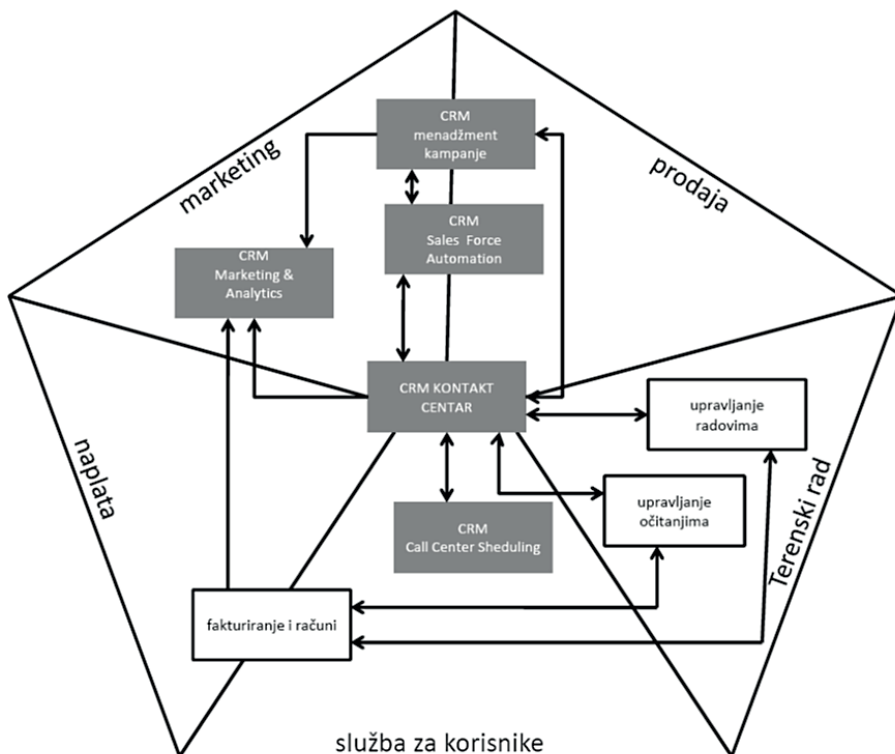
Modul **Call Centre Scheduling** je instrument koji podupire upravitelje kontakt centra u planiranju radnih smjena operatora prema karakteristikama samih operatora, odnosno prema geografskoj smještenosti i operativnim kompetencijama te analizi zapisa kontakata zabilježenih u prošlosti. Glavni cilj tog modula je optimizacija operativnih resursa u pojedinoj smjeni, predviđanjem brojnosti i vrste zahtjeva koji se mogu pojaviti u samoj smjeni.

Modul **Sales Force Automation**. To je instrument koji podupire snagu izravne ili neizravne prodaje u obavljanju komercijalne djelatnosti, od kupnje novih kontakata i razvoja mogućnosti, do upravljanja fazom sklapanja ugovora i zatvaranja prodaje, uz proaktivno upravljanje portfeljem klijenata. Glavni cilj tog modula je poboljšanje učinkovitosti prodajne snage uporabom informatiziranog prodajnog kataloga koji prema pravilima konfiguracije omogućuje da se klijentu predstavi ponuda usklađena s ograničenjima i pravilima poslovanja koje je predvidjela tvrtka.

Modul **Campaign Management**. To je instrument koji podupire korisnike operativnog marketinga i komercijalnog usmjerenja pri izradi proračuna, planiranja, izvršenja i kontrole rezultata kampanja. Glavni ciljevi modula su poboljšanje upravljanja portfeljem klijenata tvrtke vrednovanjem onoga s najvišim ostvarenjem prihoda i smanjenjem operativnih troškova upravljanja **outbound** kontaktima prema klijenteli.

Modul **Marketing & Analytics** je instrument inteligentnog poslovanja koji integriranjem podataka jednog ili više sustava tvrtke prepoznaje informativnu vrijednost nudeći korisnicima analizu u stvarnom vremenu. Cilj tog modula je pružanje potpunog pregleda odabira klijenata, njihovog ponašanja, njihovih kupnji i njihove mogućnosti ostvarenja prihoda, mogućnosti podjele i grupiranja klijenata, izdvajanje mogućnosti prodaje, sastavljanje ponude po mjeri, podupiranje operativne inicijative, nadziranje učinaka marketinških kampanja itd.

Integracije. Na jednoj složenoj platformi sustava kao što je platforma uslužnog društva, CRM ne može egzistirati samostalno, nego mora biti integriran u druge sustave, unutar ili izvan organizacije tvrtke. Temeljno načelo koje treba poštivati u svakom projektu integracije je dominacija podataka. Kako bi se izbjegla redundantnost, samo jedan sustav je odgovoran za stvaranje jedne informacije. Cilj integracije je ispravno prenijeti informacije iz sustava koji ih stvaraju na one koji se njima koriste za izvršavanje vlastitih procesa.



Slika 30. Moduli CRM

7.3.4. Uvod u sustav naplate (*billing*)

Sustav naplate od strateškog je značenja za svaku trgovačku tvrtku jer on omogućuje izdavanje faktura i jamči ekonomski doprinos nakon pružanja usluge. Osim toga, to je sustav koji tvrtku najviše izlaže kritikama i reklamacijama, razmatrajući ekonomske vrijednosti koje se odnose na potrošnju klijenata. Temeljni cilj je imati algoritme izračuna za testiranje pogrešaka koji mogu ne samo odrediti trošak konzumiranoga, nego i sve stavke fakture koje se odnose na PDV, trošarine i isporučene usluge (npr. transport i distribucija u slučaju trgovačkih društava). Danas su moduli CRM sustava u potpunosti integrirani u platformu tvrtke. On održava bazu klijenata i njihovu postojanost po pitanju proizvoda/usluga ostvarenih sustavom CRM i prima podatke o potrošnji od sustava za upravljanje očitavanjima, koja se mogu odvijati i izvan platforme, kao u slučaju trgovačkih društava koja te informacije dobivaju od distributera električne energije (ili plina). Sustav naplate osigurava njihove informacije drugim sustavima (fakture i plaćanja CRM-a za upravljanje zahtjevima klijenata, zbrojeni podaci o uplatama sustavu općeg izračuna, izvješća s poreznim podacima za izjave konkurentnim ustanovama itd.).

7.3.5. Moduli koji čine sustav naplate

Jedna platforma naplate može logički biti podijeljena na module koji pokrivaju sva područja procesa (Slika 31).

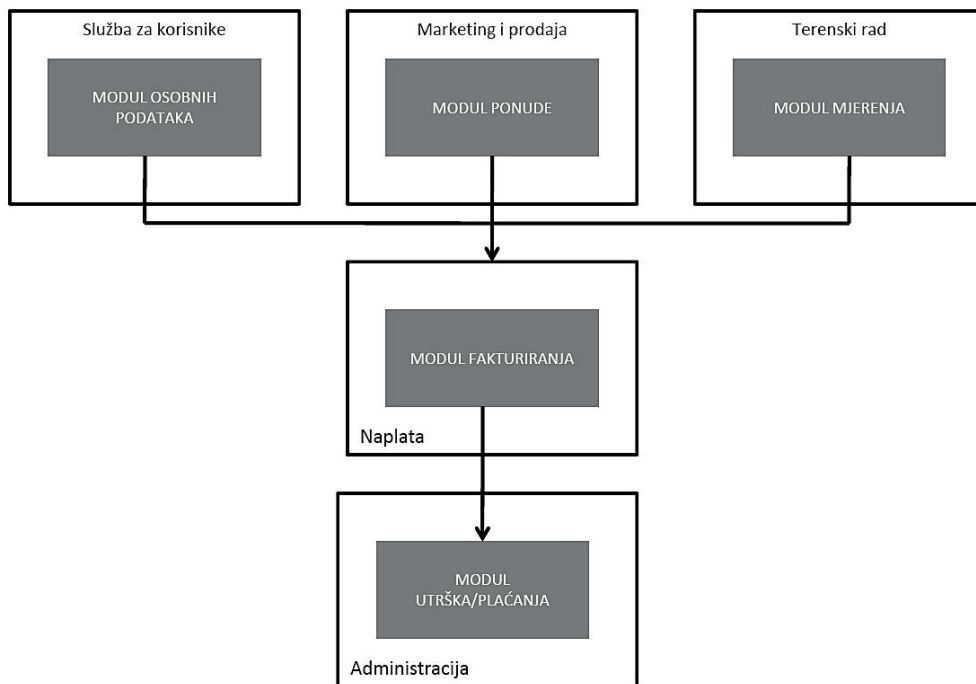
Modul matičnih podataka je instrument pomoću kojeg sustav naplate prenosi iz CRM-a matične, ugovorne, tehničke i administrativne podatke o klijentu. Cilj modula je učiniti dostupnima sve informacije potrebne za izračun fakture i za post-fakturiranje za klijenta.

Modul ponuda je instrument koji podupire praćenje formula cijena predviđenih na tržištu. Glavni cilj je imati u sustavu fakturiranja dostupne algoritme izračuna kojima je moguće odrediti cijenu ponuđene usluge, uz eventualne dodatne ugovorne karakteristike za ponudu (popusti na cijenu) ili za metode izračuna (izračun gubitaka na potrošnji ili na cijeni).

Modul mjerenja je instrument za mjerenje potrošnje, predviđanja ili mjerenja potrebnih za izračun same fakture. Cilj tog modula je dvojak: obavlja funkciju baze podataka svih podataka mjerenja dostupnih za svaku točku opskrbe prisutnu u sustavu i mora omogućiti odabir, prema definiranim logikama, najbolje moguće potrošnje (zabilježene ili predviđene) za izračun fakture. Načini unosa potrošnje u sustav mogu biti različiti. Općenito se vrijednosti potrošnje zabilježene u sustavu obrade mjerenja šalju sustavu za fakturiranje. Isti postupak može se primijeniti za predviđenu potrošnju. Zapravo, predviđanja mogu nastati izvana, prema različitim logikama koje definiraju korisnici, a zatim se šalju sustavu naplate. Alternativno se može bilježiti ukupna potrošnja i može se stvoriti predviđena potrošnja izravno u sustavu naplate. Ovisno o odabiru, modul mjerenja mora ili ne mora upravljati logikama nabave podataka i predviđenih potrošnji.

Modul fakturiranja je instrument za izračun i izdavanje faktura. Taj modul predstavlja središnju točku cijelog sustava naplate. On prikuplja sve informacije prisutne u sustavu potrebne za određivanje svih komponenata fakture. Glavne komponente kojima upravlja su: troškovi usluga (npr. transport i distribucija u slučaju trgovačkih društava), trošarine i eventualne kazne (zatezne kamate, kamate za dugovanja, neispunjenje ugovora). One se moraju ispravno kombinirati s ugovornim stavkama, kao što su način i učestalost plaćanja te rok isteka fakture.

Modul naplate/plaćanja je modul koji omogućuje praćenje pozicije vjerovnika klijenta prema tvrtki. Cilj tog modula je raspolaganje svim informacijama vezanima za financije klijenta potrebne za upravljanje brzim plaćanjima i izračun eventualnih kazni (npr. zatezne kamate), ili za pokretanje eventualne akcije naplate. Da bi modul ispravno obavljao svoju funkciju, mora sadržavati sve informacije koje se odnose na izdane račune (npr. datum isteka i način plaćanja) i mora zabilježiti sva za njih vezana kretanja i omogućiti evidenciju eventualne obustave faktura koje prati vjerovnik društva prema klijentu. Na kraju, treba predvidjeti načine prijena podataka prema sustavu računovodstva.



Slika 31. Moduli naplate

7.4. Potpora sustava operativnoj integraciji i procesu

Sustavi imaju temelju ulogu u potpori poslovanju u pojedinim procesima vezanim za specifično područje djelovanja te u potpori procesima koji transversalno uključuju više područja djelovanja. Zbog toga aplikacije koje pripadaju platformi tvrtke moraju biti međusobno integrirane kako bi omogućile razmjenu podataka potrebnih za različite obrade, ali i integrirane s vanjskim sustavima (platformama burzi, sustavima transporta i distribucije, dobavljačima meteoroloških podataka itd.). Sustavi integracije nazvani *Enterprise Application Integration* (EAI) omogućuju zadovoljenje potrebe za integracijom. Prednosti koje donosi sustav integracije su:

- integritet, a ne redundantnost podataka,
- sigurnost informacija vezanih za ovjeru podrijetla podatka i ispravno dijeljenje u odnosu na proces,
- automatizacija ručnih aktivnosti, unos tijeka rada i pravila poslovanja (engl. *workflow i business rules*) koji jamče odvijanje procesa bez grešaka, a time i smanjenje trajanja procesa,
- mogućnost pridruživanja alata zvanih *Business Activity Monitoring* (BAM) s ciljem nadziranja procesa u tijeku i s neposrednim uvidom u eventualna usporavanja i s ciljem

ostvarenja ažuriranih izvješća u stvarnom vremenu za sve korake procesa, s mogućnošću dijeljenja tih izvješća s menadžmentom.

Dodatna pomoć u potpori integracije procesa, u fazi projektiranja strukture aplikacija može biti odabir pristupa zvanog *Service Oriented Architecture* (SOA). Taj pristup predviđa uporabu web usluga kako bi se jamčila interoperabilnost različitih sustava koja omogućuje uporabu pojedinih aplikacija kao komponenata procesa poslovanja i zadovoljava zahtjeve korisnika na integriran i transparentan način. Na taj je način moguće stvoriti usluge dodatne vrijednosti koje koriste jednu ili više aplikacija.

7.5. Procesi operacija i sustavi Mobile Workforce Management

Napredak tehnologije omogućio je optimizaciju procesa i organizacijskih struktura i time ostvario niz prednosti i specifičnih funkcija. Glavne osobitosti su:

- proces operacija pod utjecajem sustava *Mobile Work Force Management* (MWFM),
- organizacijski utjecaji,
- tehnologije vezane za mobilne terminale i *back-office*.

7.5.1. Procesi

Procesi koji imaju koristi od tehnologija MWFM su: Služba za korisnike, Održavanje, Hitne intervencije a djelomično i upravljanje osobljem te skladištima.

7.5.1.1. Služba za korisnike

Pod službom za korisnike razumijevamo sve one usluge koje krajnji korisnici traže od distributera putem trgovačkog društva – usluge koje dolaze do distributera u prvom redu kroz razvijeni komunikacijski kanal (*web* stranica) ili putem pravodobnih zahtjeva kroz druge instrumente (elektronička pošta i/ili preporučene pošiljke). Usluge te vrste su zahtjevi za aktivacijom opskrbe, zahtjevi za predračunom za radove, zahtjevi za izvođenje radova prema predračunu itd. U kategoriju službe za korisnike mogu se uvrstiti i zahtjevi za uslugom koje ostvaruju izravno trgovačka društva, ne u ime krajnjeg kupca. U tu drugu kategoriju ulaze zahtjevi za upravljanjem korisnika u dugovanju, zahtjev za očitavanjem brojila itd. Poboljšanje razine usluge (pravodobnost, točnost i trajanje intervencije) postalo je jedan od elemenata pregovora s jedinicama lokalne samouprave u vezi s koncesijskim ugovorima. Optimizacija operativne učinkovitosti na taj način postaje cilj ne samo odgovornih za operacije, nego i komercijalni element koji treba iskoristiti u fazi natjecanja.

7.5.1.2. Održavanje

Cilj djelatnosti održavanja je kontinuitet i sigurnost usluge. Održavanje koje se odvija na trafostanicama ili na dijelovima distribucijske mreže može se podijeliti na programirano (plansko) i izvanredno održavanje koje se mora obaviti u što kraćem roku. U redovitom planiranju održavanja, distributer ima veću slobodu nego u upravljanju službom za korisnike, što mu omogućuje ostvarenje maksimalne operativne učinkovitosti. Programirano održavanje je obilježeno kretanjima i ograničenjima vremena, intervalima održavanja i ključnim datumima, što barem u nekim slučajevima omogućuje operatorima fleksibilnost u planiranju. Instrumenti MWFM-a omogućuju automatizaciju i optimizaciju odabira i redoslijeda aktivnosti za ostvarenje ciljeva operativne učinkovitosti u odnosu na ograničenja za provođenje pojedine operacije održavanja.

7.5.1.3. Hitne intervencije

Hitne intervencije ili održavanje po kvaru je politika održavanja koja predviđa intervenciju popravka, zamjene ili revizije samo u slučaju kvara. Aktivnost održavanja, dakle, ovisi o pojavi nekog kvara. U tom slučaju distributer ima obvezu intervenirati u najkraćem mogućem vremenu, a instrumenti MWFM-a omogućuju procjenu kojeg operatora treba poslati na teren za obnovu sigurnosti postrojenja i za održavanje operativne učinkovitosti.

7.5.1.4. Upravljanje osobljem, osobna sigurnost i logistika

Iako to nisu temeljni i kritični procesi pod utjecajem uvođenja sustava MWFM, neke djelatnosti upravljanja osobljem, sigurnošću i logistikom su pojednostavljene i automatizirane. Djelatnosti pečatiranja i kontrole prisutnosti mogu biti povezane s informacijskim tokovima obračuna djelatnosti ili uključene u zahtjeve za uslugom. Za sigurnost osoblja i tvrtki zaduženi su s instrumentima koji su dodijeljeni pojedinom operatoru. Praćenje sustavom GPS omogućuje detekciju preduge stanke nakon posljednje aktivnosti, nakon čega se šalje upozorenje operativnom središtu.

7.6. Važnost upravljanja informacijskom i komunikacijskom tehnologijom (ICT)

Da bi složena infrastruktura opisana u prethodnim poglavljima funkcionirala, potrebni su visoki troškovi za ljudske resurse i ulaganja. U nastojanju da smanji troškove, posljednjih je godina sve veći broj tvrtki energetskega sektora odlučio izdvojiti (parcijalno ili u potpunosti) vlastite ICT-usluge, kao i djelatnosti projektiranja i razvoja novih sustava, od djelatnosti naprednog održavanja, uključujući često i sustave *mission critical*, do upravljanja hardverom i tehnologijom. Takva je odluka (opravdana s ekonomske strane) u većini slučajeva izazvala porast troškova ICT-a, suprotno prvotnoj namjeri, i progresivan gubitak kontrole nad vri-

jednostima (funkcionalni sadržaj aplikacija), upravljanjem djelatnostima i sustavima te u konačnici nad troškovima i ulaganjima. Na operativnom planu ICT-osoblje tvrtki ima manju mogućnost praćenja i usmjeravanja problema koji nastaju tijekom dana, budući da su postali jednostavno sučelje između korisnika i stvarnih operatora sustavima. Rizik takvog organizacijskog modela je mogućnost gubitka sposobnosti, produživanje izvršavanja djelatnosti razvoja i/ili popravaka sustava te prevelika ovisnost o vanjskom suradniku (engl. *outsourcer*) za upravljanje vlastitim poslovanjem. Kako bi se izbjegli spomenuti problemi, definirani su neki operativni i organizacijski modaliteti koji podupiru upravljanje ICT-tvrtki, a koji mogu tvrtki omogućiti zadržavanje kontrole odlučivanja o vlastitoj infrastrukturi, čak i ako je ona izvan organizacije. Interakcija između tvrtki i vanjskih suradnika mora biti osigurana stvaranjem razvijene strukture projektnog upravljanja (engl. *project management*). Temeljne djelatnosti u tom smislu su:

- upravljanje potrošnjom (engl. *demand management*): to je struktura posvećena upravljanju internom potražnjom IT-usluga, sa zadaćom interpretacije, procjene troškova i operativnih dobiti te upravljanjem troškovima i vremenom ostvarenja od strane vanjskih suradnika,
- regulator projektiranja (engl. *design authority*): to je struktura posvećena provjeravanju usklađenosti aplikacijskih/funkcionalnih rješenja koje vanjski suradnik predlaže kao odgovor na zahtjev razvoja/napretka sustava, u odnosu na ukupnu aplikacijsku strategiju koju je uprava ICT-a odredila za vlastitu tvrtku,
- upravljanje programom (engl. *program management*): to je struktura posvećena kontroli i upravljanju ostvarivih djelatnosti koje obavlja jedan ili više vanjskih suradnika, nije ograničena na provjeru točnosti vremena i troškova, nego je proširena i na provjeru funkcionalne prilagođenosti ICT-rješenja u odnosu na početnu potrebu izraženu smjernicama poslovanja,
- upravljanje ugovorima (engl. *contract management*): to je struktura posvećena upravljanju ugovorima za vanjsku suradnju, fokusirana na razvoj, ekonomiju (engl. *economics*), diskrecijske kvote (nagrade, kazne) i razinu usluge.

Kroz te djelatnosti ključni korisnici ICT-a i referenti u njihovoj tvrtki uključeni su osobno u donošenje odluka, u upravljanje projektima koji slijede te odluke, u nadzor djelatnosti, obradu kritičnih točaka i iskorištavanje prilika. Zaključno, odluka o eksternalizaciji informatičkih sustava jedne tvrtke nije isključivo tehnološka (premjestaj imovine) niti sasvim poslovna (smanjenje troškova), nego je to odluka koja, da bi mogla dati očekivane rezultate i izbjeći nepoželjna iznenađenja, mora biti ostvarena u operativnom i organizacijskom kontekstu koji jamči kontrolu i učinkovitost.

II. DIO: SIMULACIJA SCENARIJA TRŽIŠTA I KOMPARA- TIVNA ANALIZA TRŽIŠTA U VELIKOJ BRITANIJI, ŠPANJOLSKOJ I NORD POOLU



8. SIMULACIJA SCENARIJA TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE

(VLADIMIR FRANKI)

8.1. Pristup problemu

U slučaju liberaliziranog tržišta električne energije, na cijenu sata energije koja se određuje na tržištu utječu različiti endogeni i egzogeni čimbenici samog tržišta koji čine složenim predviđanje i analizu te naknadno objašnjenje kretanja. Među spomenutim čimbenicima, osobito su bitni:

- struktura proizvodnog sustava, osobito proizvodna tehnologija proizvodnih postrojenja i njihova relativna učinkovitost,
- izvori primarne energije, odnosno korištena goriva i njihovi troškovi u slučaju termoelektrana, kao i raspoloživost vodenih resursa u slučaju hidroelektrana,
- instalirani proizvodni kapaciteti u odnosu na potražnju,
- raspoloživi proizvodni park i utjecaj programiranih intervencija na održavanju te slučajeva nepredviđenih kvarova,
- potražnja i elastičnost potražnje s obzirom na cijenu,
- ograničenja elektroenergetske mreže, odnosno ograničenja prijenosa vodova koja uvjetuju mogućnost prijenosa električne energije iz proizvodnih postrojenja smještenih u različitim geografskim područjima,
- interkonekcije s inozemnim elektroenergetskim sustavima uvoznicima/izvoznicima električne energije s/na predmetno tržište,
- pravila kojima je regulirano funkcioniranje tržišta,
- strateško ponašanje proizvodnih tvrtki koje djeluju na tržištu, a koje bi, budući da posjeduju tržišnu moć, mogle utjecati na razvoj cijena s ciljem povećanja vlastitog profita, odnosno mogle bi usporiti ulazak novih konkurenata.

Istraživanje kretanja cijena električne energije zanimljivo je svim sudionicima tržišta, kako iz prognostičkih razloga, tako i zbog procjene ponašanja tržišta. Ulagачi zainteresirani za ulaganje u proizvodnju električne energije koriste se predviđanjem cijena električne energije u srednjoročnom razdoblju kako bi procijenili isplativost potencijalnog ulaganja. Isto tako, veletrgovci prate cijene energije zbog definiranja vlastite komercijalne politike te mjera upravljanja rizikom. Proizvođači električne energije također žele biti upoznati s kratkoročnim promjenama cijena energije kako bi optimizirali rad vlastitih proizvodnih postrojenja u skladu s postavljenim ekonomskim ciljevima. Jednaku pozornost posvećuju mu i „institucionalni“ subjekti tržišta, odnosno oni koji bi trebali definirati tržišna pravila ili upravljati tim tržištem. Proizlazi da je trenutna cijena na tržištu glavni pokazatelj koji omogućuje procjenu:

- efikasnosti tržišnih pravila koja bi trebala spriječiti spekulativno ponašanje sudionika tog tržišta,
- strateško ponašanje subjekata koji imaju tržišnu moć, a koje bi moglo izazvati neopravdane promjene cijena.

Analizi promjena cijena može se pristupiti na dva različita načina:

- Metodom koja se može nazvati „konstruktivnom“, a polazi od poznavanja proizvodnih troškova, raspoloživih postrojenja i ograničenja mreže, da bi se došlo do procjene marginalnih troškova za proizvodnju po satu. Da bi se od marginalnih troškova došlo do cijene, treba uzeti u obzir vrstu ponude proizvođača te normiranu cijenu (engl. *target*) koju proizvođač namjerava ponuditi radi postizanja strateških ciljeva (npr. postizanje određene tržišne kvote zbog ostvarenja određenog profita) ili koja se jednostavno očekuje od tržišta i kojom se odlučuje o programiranju postrojenja. U svakom slučaju, promjena marginalnih troškova nekog elektroprivrednog sustava kojim se upravlja s ciljem smanjenja ukupnih troškova proizvodnje može predstavljati *benchmark* u analizi koja se uspoređuje s cijenama na tržištu ili cijenama dobivenim na osnovi pretpostavke određenog ponašanja ponude jedne ili više proizvodnih tvrtki.
- Metoda „*black box*“, koja se zasniva na analizi povijesnih serija cijena i njihove korelacije s razvojem potražnje, primjenjiva je samo kada se raspolaže dovoljno dugom serijom povijesnih cijena i kada te cijene predstavljaju ponašanje tržišta u normalnim uvjetima (bolje je isključiti cijene iz početnog razdoblja rada tržišta, budući da na njih može utjecati „neortodoksno“ ponašanje dionika).

Metoda konstruktivnog tipa očito je jedina primjenjiva prije pokretanja tržišta, u nedostatku stvarnih podataka o cijenama te koja omogućuje iskorištavanje detaljnog poznavanja strukture i funkcioniranja elektroenergetskog sustava. Ipak, raspolažući takvim saznanjima, iz kojih slijedi i poznavanje proizvodnih troškova, nije moguće automatski dobiti cijenu električne energije. U osnovi, da bi se došlo od troškova do cijena nužno je uzeti u obzir i ponašanje ponude proizvodnih tvrtki i od njih usvojenih strategija. Te strategije mogu biti usmjerene k različitim ciljevima, npr.:

- postizanju određenog stupnja profita,
- jamstvu određene tržišne kvote,
- sprječavanju ulaska novih konkurenata na tržište.

Ne postoji jedinstvena metodologija za definiranje utjecaja ponašanja ponude proizvodnih tvrtki na cijene na tržištu. Međutim, moguće je djelovati na pojedine mehanizme koji izravno utječu na cijenu, npr.:

- ograničiti količinu isporučene energije tako da se pojedini dijelovi vlastitih proizvodnih postrojenja proglašene neraspoloživim (engl. *capacity withholding*),

- ponuditi energiju na tržištu uz dodavanje *bid-up* (pozitivnog ili negativnog) marginalnim troškovima proizvodnje svakog termoenergetskog postrojenja.

Temeljna prednost konstruktivne metode je mogućnost nadzora svih čimbenika koji utječu na troškove proizvodnje, što je u svakom slučaju polazna točka svake analize cijena. Naprotiv, ta metoda ne dopušta dobivanje informacija o strategiji cijena koju su usvojile proizvodne tvrtke, a koja se pretpostavlja kao *input*. Prema metodi simulacije koja se primjenjuje u srednjoročnom razdoblju (godinu dana) unaprijed se određuju marginalni troškovi sata proizvodnje kao temeljno polazište. Uspoređivanjem razvoja marginalnih troškova s promjenom cijena na inozemnim tržištima doznaje se da su dnevne promjene cijena znatno većeg raspona od promjena marginalnih troškova. U satima vršnog opterećenja marginalni troškovi ostaju gotovo poravnani, što je posljedica korištenja ekonomski isplativije proizvodnje u hidroelektranama, dok se u profilu cijena u to vrijeme uočavaju tipične vršne vrijednosti. Da bi se odredile krivulje ponuda proizvodnih tvrtki, treba analizirati krivulje marginalnih troškova, mijenjajući ih prema očekivanim cijenama u određenim satima. Kad se te krivulje odrede, treba ih objediniti i usporediti s potražnjom te odrediti cijenu na satnoj osnovi koja bi se eventualno razlikovala prema zemljopisnim područjima u slučaju zagušenja u mreži.

8.2. Simulacijski programi

Tržišne analize većinom se provode radi procjene trenutnih karakteristika i performansi sustava, određivanja tržišne pozicije proizvodnog portfelja ili pojedine elektrane ili promatranja učinaka različitih faktora na tržište električne energije. Dobiveni rezultati bitni su pri donošenju investicijskih odluka vezanih za realizaciju različitih pristupa razvoja energetskog portfelja, ali i donošenju regulatornih akata. Ovakva vrsta analiza usko je vezana za više problemskih područja i čitav niz različitih parametara. Pored toga, različiti vanjski učinci zahtijevaju da evaluacija utilizacijskih faktora u obzir uzme kontekst sustava u kojem proizvodne jedinice moraju zadovoljiti točno određenu i vremenski ovisnu potražnju¹²². Kako se energetski sektor sastoji od većeg broja integriranih sustava, utjecaji okoline istraživanog energetskog sustava moraju se, također, uzeti u obzir. Upravo iz tih razloga, glavni alat pri za provođenje tržišnih analiza su specijalizirani optimizacijski algoritmi pomoću kojih se dobivaju rezultati nužni za daljnje proračune i analize. Postoji čitav niz softverskih alata koji se bave optimizacijom procesa¹²³. Optimizacija je disciplina čiji je fokus izračun ulaza funkcije koji minimiziraju ili maksimiziraju njenu vrijednost, a koja može biti

122 Rubin, E.S., Chen, C., Rao, A.B., 2007. Cost and performance of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage, *Energy Policy*, Vol. 35, 4444-4454.

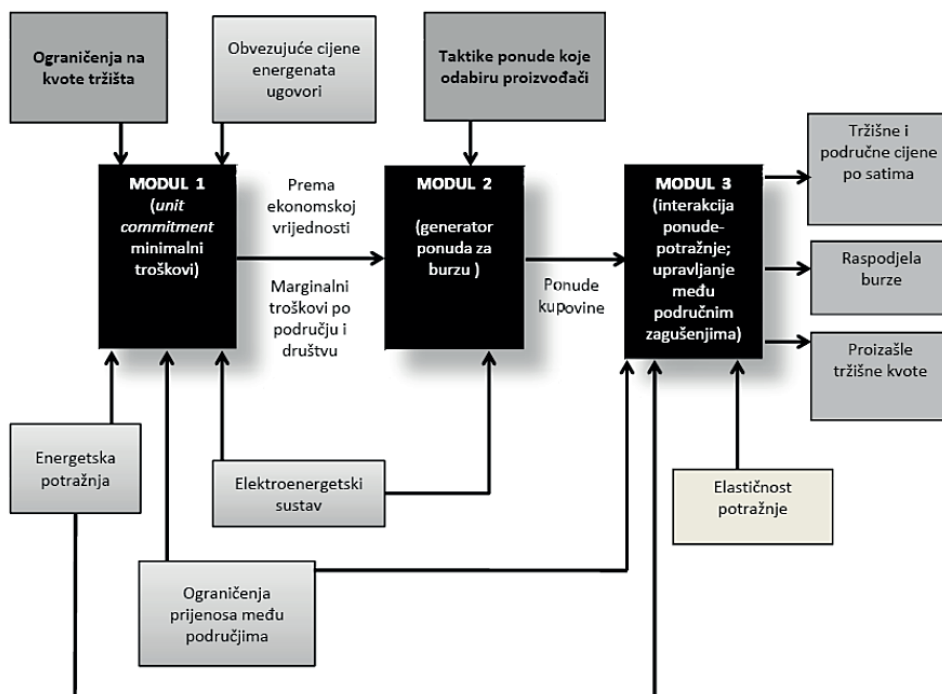
123 Connloy, D., Lund, H., Mathiesen, B.V., Leahy, M. 2010. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy* 87, 1059-1082.

podložna određenim ograničenjima. Kombinatorna optimizacija na kojim se temelji većina optimizacijskih softvera vezanih za tržište električne energije je grana optimizacije posvećena optimizaciji funkcija s diskretnim varijablama. Optimizacijskim procesom upravlja se s nizom ograničenja vezanih za tehno-ekonomske karakteristike sustava i stvaranjem detaljnih baza ulaznih podataka. Podatkovne podloge često su određene nužnim pretpostavkama, posebice kada je riječ o analizama posvećenim predviđanju promjena kroz srednjoročno vremensko razdoblje. Sintetizirani pristupi temeljeni na optimizacijskim procesima omogućuju izradu analiza s praktički neograničenim brojem faktora. Time se stvaraju uvjeti za izradu brojnih scenarija kojima se mogu definirati prilagođena (engl. *tailor-made*) rješenja optimalnog razvoja.

Optimizacijski algoritam prezentiran u ovom udžbeniku dizajniran je za obavljanje optimalnog usklađivanja rasporeda proizvodnje električne energije tijekom simulirane godine, sa satnom vremenskom diskretizacijom i prilagođen je za srednjoročne simulacije liberaliziranog tržišta električne energije. Liberalizirano tržište električne energije simulirano je kao natjecanje proizvodnih tvrtki koje potpisuju fizičke bilateralne ugovore i daju ponude na burzi. Energetsko tržište za dan unaprijed je sustav karakteriziran graničnim cijenama i upravljanjem zagušenjima na temelju tržišnog cijepanja po zonama. Na osnovi satne simulacije tržišta električne energije za dan unaprijed (engl. *day ahead market*), formira se vozni red elektrana i izračunavaju se satne granične cijene sustava (engl. *marginal price*) na regionalnom tržištu električne energije JIE. Izlazni podaci tržišnih simulacija softverskog alata dobivaju se iz dva računski koraka. U prvom koraku određuje se pogonsko stanje elektrana (engl. *unit commitment*), a u drugom koraku definira se satni vozni red svake elektrane (engl. *dispatching*). Dobiveni podaci služe za daljnju analizu – kako različiti tržišni scenariji i različite taktike ponude, kojima se koriste proizvođači, mogu utjecati na cijene energije u srednjoročnom razdoblju te na poziciju promatrane predmetne elektrane. Osim toga, u skladu s najnovijim trendovima, tri su pristupa rješavanju problema ograničenja: čisti *flow-based* (FB) pristup, čisti *Available Transfer Capacity* (ATC) pristup i hibridni. Eksplicitnim modeliranjem prijenosnih ograničenja, satni tokovi snaga i mrežna zagušenja između povezanih tržišnih zona se izračunavaju. Eksplicitno modelirajući prijenosna ograničenja, računaju se satni tokovi energije i mrežna zagušenja. Različite cijene za svaku tržišnu zonu direktno su povezane među-zonskim ograničenjima prema tzv. *market-splitting* načelu.

Temeljni cilj simulacije tržišta električne energije je procjenjivanje načina na koji različiti tržišni scenariji i različite taktike ponude kojima se koriste proizvođači mogu utjecati na cijene energije u srednjoročnom razdoblju. Među mogućim taktikama ponude, simulator omogućuje modeliranje ponude s marginalnim troškovima, najvećim vrijednostima između marginalnih i specifičnih troškova te marginalnim troškovima uvećanima za odgovarajući *bid-up*: potonja vrsta ponude je najrealnija, osobito kod proizvođača s tržišnom moći, te će se koristiti pri simulacijama koje će biti opisane u nastavku. Osim analize učinaka različitih strategija ponude kojima se koriste proizvođači, simulator omogućuje analizu scenarija

(različita elastičnost potražnje ili klasični parametri elektroenergetskog sustava poput definiranja mrežnih područja i relativnih prijenosnih ograničenja, planiranje održavanja, promjene proizvodnog parka te promjene troškova goriva). Struktura simulatora prikazana je na slici 32, a u nastavku su opisani različiti moduli, od kojih je simulator sastavljen.



Slika 32. Struktura simulatora za predviđanje srednjoročnih cijena

8.2.1. Modul 1 softverskog alata

MODUL 1 određuje za razdoblje od godinu dana:

- *Unit commitment* – uključeno ili isključeno stanje neke energetske jedinice za svaki sat u određenom vremenskom intervalu,
- *Dispatching* – stupanj proizvodnje neke energetske jedinice za svaki sat u određenom vremenskom intervalu,
- Marginalne troškove sustava za svaki sat kroz određeni vremenski interval.

Scenarij simulacije sastoji se od sljedećih ulaznih podataka:

- Termoenergetski proizvodni sustav, koji za svaku proizvodnu jedinicu definira:
 - zemljopisno područje i tvrtku kojoj pripada,
 - proizvodna tehnologija (jednostavni ciklus, kombinirani ciklus, *repowering*, plin)
 - fleksibilnost (po satu, dnevna, tjedna),
 - minimalna i maksimalna snaga (efikasna),
 - stopa raspoloživosti,
 - krivulje koje pokazuju odnos između potrošnje i proizvedene snage za svaku vrstu goriva,
 - detaljni tjedni plan održavanja.
- Troškovi goriva
 - osnovni troškovi s mjesečnim povećanjima,
 - lokalni troškovi (logistika),
 - državni ili lokalni porezi.
- Hidroenergetski proizvodni sustav, modeliran prema ekvivalentnim sezonskim i centralnim spremnicima:
 - zemljopisno područje pripadnosti,
 - minimalna i maksimalna snaga (efikasna),
 - energetske koeficijenti pri proizvodnji i crpljenju,
 - početna i krajnja zapremina,
 - tjedni prirodni udjeli.
- Topologija mreže
 - zemljopisna područja,
 - maksimalna ograničenja prijenosa u dva smjera na ekvivalentnim interkonekcijama (s detaljnim rasporedom).

Dijagram opterećenja po satu po zemljopisnim područjima

- Algoritam rezolucije MODULA 1 usmjeren je prema smanjenju ukupnih troškova proizvodnje s obzirom na sljedeća ograničenja:
- ograničenje maksimalne energije (tržišne kvote) za dominantnog proizvođača,
- ograničenja minimalne i maksimalne snage svake termoenergetske grupe,
- ograničenja minimalne i maksimalne snage svakog sezonskog i tzv. glavnog hidroekvivalenta,
- ograničenja minimalnog i maksimalnog udjela svakog sezonskog hidroekvivalenta i akumulacije,
- ograničenja transporta na ekvivalentnim vodovima između zemljopisnih područja,
- dijagram opterećenja po satu za svako zemljopisno područje,
- ograničenja minimalne rezerve (termo i hidro) po geografskim područjima.

8.2.2. Modul 2 softverskog alata

Cilj MODULA 2 je stvoriti ponudu energije temeljem dostupnog proizvodnog portfelja i usklađenu sa tehničkim karakteristikama mreže. Potom je tu ponudu potrebno uskladiti s

potražnjom da bi se mogle formirati cijene po satu (jedna krivulja ponude za svaki od 8.760 sati godišnje, za svaku proizvodnu jedinicu) koja će se ponuditi na tržištu u skladu sa strategijom proizvodnih tvrtki. Za stvaranje ponuda MODUL 2 primjenjuje „taktike ponude“ koje predstavljaju različita ponašanja koja može usvojiti neki tržišni igrač zbog vlastite moći na tržištu i srednjoročne strategije. Taktika ponude (engl. *bidding strategy*) primijenjena u opisanim simulacijama odgovara stanju u kojem postoji jedan proizvođač koji se ponaša kao *price maker*, dok su svi ostali *price followers* (sljedbenici). Proizvođač koji određuje cijenu (engl. *price maker*), usvojiti će taktiku ponude kojoj je cilj na tržištu postići određenu cijenu u pojedinačnim satima prema cijeni koja odgovara marginalnim troškovima jedinice povećanima za *bid-up* koji se mijenja od sata do sata. Povrh toga, *bid-up* se primjenjuje isključivo na snagu koja prelazi tehnički minimum kako bi se izbjegao rizik gašenja pogona u slučaju da snaga koja odgovara tehničkom minimumu, ponuđena po suviše velikoj cijeni, bude isključena. Jedinice će se nuditi prema programu koji je određen MODULOM 1.

Bidding strategija predviđa da *price maker* ponudi vlastite grupe po marginalnim troškovima samo u sate manjeg opterećenja, kada je konkurencija jača, nadoknađujući ovakav pristup u satima kada je konkurencija slabija, kada će nuditi veće cijene s obzirom na troškove. Drugim riječima, proizvođač se oslanja na manju konkurenciju koja se očituje u stajnjima velikog opterećenja te nudi, pretpostavljajući da će se i drugi proizvođači jednako ponašati, *bid-up* koji je određen razlikom između marginalnih troškova sustava i očekivanih cijena. Može se uočiti da strategija ponude koju izrađuje simulator uzima u obzir isključivo termoenergetske grupe, dok se hidroenergetske grupe nude po tradicionalnom pristupu koji nastoji iskoristiti hidroenergetsku proizvodnju u vrijeme vršnog opterećenja te koristiti crpke tijekom noćnih sati kako bi termoenergetski pogoni zadržali svoju tjednu fleksibilnost.

8.2.3. Modul 3 softverskog alata

MODUL 3 je temelj izrade simulacije tržišta energije koja se provodi nadmetanjem po satima među ponudama za prodaju energije sastavljenim prema MODULU 2 i potražnje. Nadmetanje se provodi za svaki sat tijekom godišnjeg razdoblja. MODUL 3 u obzir uzima:

- ponude energije/cijena realizirane pomoću MODULA 2 koje se odnose na proizvodnju elektrana u svim satima tijekom godine,
- hidroenergiju koja se nudi prema količini i koja je određena hidrološkim uvjetima,
- predviđene potražnje,
- ograničenja prijenosa snage između zemljopisnih područja (jednako kao MODUL 1).

MODUL 3 kao izlaz daje:

- cijenu i relativni neograničeni dispečing (određen bez uzimanja u obzir ograničenja prijenosa između područja),

- cijene po zonama (uzimajući u obzir ograničenja prijenosa između područja i moguća zagušenja) te relativni dispečing.

Tržišna cijena koja se dobiva korištenjem MODULA 3 odgovara cijeni po kojoj je ponuđen na prodaju tzv. posljednji prihvaćeni MW.

8.3. Promatrano okruženje

Energetska zajednica jugoistočne Europe (ECSEE) osnovana je potpisivanjem sporazuma „*Energy Community Treaty*” u listopadu 2005. između Albanije, BiH, Bugarske, Crne Gore, Hrvatske, Makedonije, Rumunjske, Srbije i Kosova i Europske komisije (EC). Jedan od glavnih ciljeva energetske zajednice je stvaranje stabilnog regulatornog i tržišnog okvira nužnog za privlačenje investicija u elektroenergetski sektor, ali i osiguravanje kontinuiranog i stabilnog dotoka električne energije, što nije samo nužnost za stabilan ekonomski rast, nego i za socijalnu i društvenu stabilnost svih članica potpisnica sporazuma. Mreža za prijenos električne energije ECSEE-a je danas dio Europske mreže operatora prijenosnih sustava (ENTSO-e). Jugoistočna Europa (JIE) je vrlo specifična regija pogotovo po pitanju elektroenergetskih sustava. Tržišta električne energije JIE prolaze kroz strukturne promjene koje slijede reforme koje je pred njih postavila EU, primarno potaknute direktivama EU iz 1996., 2003. i 2009. godine. Postoji niz problema koji se moraju riješiti da bi eksperiment regionalnog tržišta električne energije JIE (engl. *South East Europe Regional Electricity Market*, SEE REM) doveo do daljnje regionalne integracije. Jedan od njih je što određene zemlje imaju vrlo različita viđenja po pitanju energetske regulative, što dovodi do toga da se donose različita zakonska rješenja, zbog čega se tržišni dionici potencijalno mogu naći na zajedničkom tržištu suočeni s nelojalnom konkurencijom. Regija se, dakle, suočava s poteškoćama u postizanju održivog razvoja zbog niza problema. Najzapaženije poteškoće proizlaze iz nejednakih tržišnih uvjeta, rizika specifičnih za pojedine zemlje regije, manjkavih regulatornih okvira te pitanja transparentnosti i konkurentnosti tržišta.

Elektroenergetski sektor JIE prošao je kroz brojne promjene tijekom posljednjih par desetljeća. Raspad socijalističkog sustava i ratovi koji su uslijedili imali su dubok utjecaj na društveni i ekonomski život. Promatrajući elektroenergetski sektor, implementirane opsežne reforme primarno su bile usmjerene na promjenu centralizirane organizacije monopolističkih energetske tvrtki i uvođenje tržišno-orijentirane strukture i regulacije energetske djelatnosti. Ove promjene provedene su u skladu s direktivama EU pod osnovnom pretpostavkom da su tvrtke u privatnom vlasništvu agilnije i samim time uspješnije kada je riječ o dostizanju veće učinkovitosti poslovanja. Važni faktori koji su ubrzali promjene u regiji su nastojanja pojedinih zemalja da postanu članice EU i inicijativa o uspostavi internog tržišta električne energije Europske unije¹²⁴. Otvaranje tržišta provodilo se kako bi se omo-

124 Memorandum of Understanding on the Regional Electricity Market in South East Europe and its Integration into the European Union Internal Electricity Market – “The Athens Memorandum – 2002”, Athens, 15 No-

gućile vanjske investicije, povećala učinkovitost, ali i diversificirali izvori energije i dobavne rute. Ključan faktor uspješnog procesa reforme svakako je institucionalni i administrativni kapacitet nacionalnih i regulatornih tijela¹²⁵. Ovdje je potrebno napomenuti dvije stvari: (1) kvaliteta upravljanja značajno se razlikuje diljem država regije i (2) ta razina je u prosjeku ispod razina drugih zemalja članica EU. Što se zemalja JIE tiče, glavni poticaj za prihvaćanje *acquis communautaire*-a Europske unije povezan je s jedne strane aspiracijama za članstvo u EU, a s druge strane spoznajom da bez prilagodbe regulatornog okvira nije moguće privući velike investicije u energetski sektor. Pomanjkanje investicija u proizvodnju i prijenos potencijalno može dovesti do pojava nestašica električne energije. Države regije koje teže pristupanju Europskoj uniji dužne su slijediti preporuke njezine energetske politike koja definira tri osnovna cilja: konkurentnost, sigurnost opskrbe i održivost. U ovom kontekstu, integracija manjih sustava u jedan veći trebala bi se pokazati blagotvorna za trgovanje energijom i tržišnu konkurentnost, posebice s obzirom na različitost resursa kojima države JIE raspolažu. Stvaranje veletržišta trebalo bi se pokazati, dugoročno gledano, kao pozitivan iskorak energetskog sektora ka nižim cijenama i većoj efikasnosti¹²⁶. Prema prijašnjim iskustvima, može se zaključiti da su brojne zemlje bile suočene sa čitavim nizom poteškoća pri provođenju reformi. Proces restrukturiranja energetskog sektora JIE predstavlja važan primjer za cijeli svijet, s obzirom da predstavlja test transferabilnosti reformskog modela EU na zemlje u razvoju općenito. Za elektroenergetski sektor specifično je to da u svakom trenutku proizvodnja mora biti jednaka potražnji (što zahtijeva bolji dizajn i regulaciju nego kod većine drugih dereguliranih sektora), ali i potreba za rebalansom tarifa na razine koje odgovaraju stvarnim troškovima. Načelno, povišavanje tarifa može biti osjetljiva tema koja potencijalno može uzrokovati poteškoće posebice u regiji u kojoj su prihodi niži od europskog prosjeka i imaju veliku disperziju¹²⁷. Strukturalne promjene elektroenergetskog sektora JIE primarno su pokrenute putem direktiva EU. Trenutno, postoje brojna otvorena pitanja koja se moraju riješiti da bi se ECSEE model regionalnog energetskog tržišta pokazao uspješnim.

Analizirajući glavne probleme energetskog sektora regije može se primijetiti da različiti pogledi na regulaciju i nesigurnosti oko daljnjeg razvoja legislative utječu na povećanu nesigurnost investitora. Posebice se to odnosi na sustav trgovanja emisijskim dozvolama gdje neke od država u JIE nisu članice EU *Emission Trading Scheme* (ETS) te samim time njihove elektrane nisu dužne plaćati za svoje emisije. Takva neuravnoteženost ima potencijal stvoriti značajne razlike između sudionika na tržištu¹²⁸. Nestabilnosti legislativnog

vember 2002.

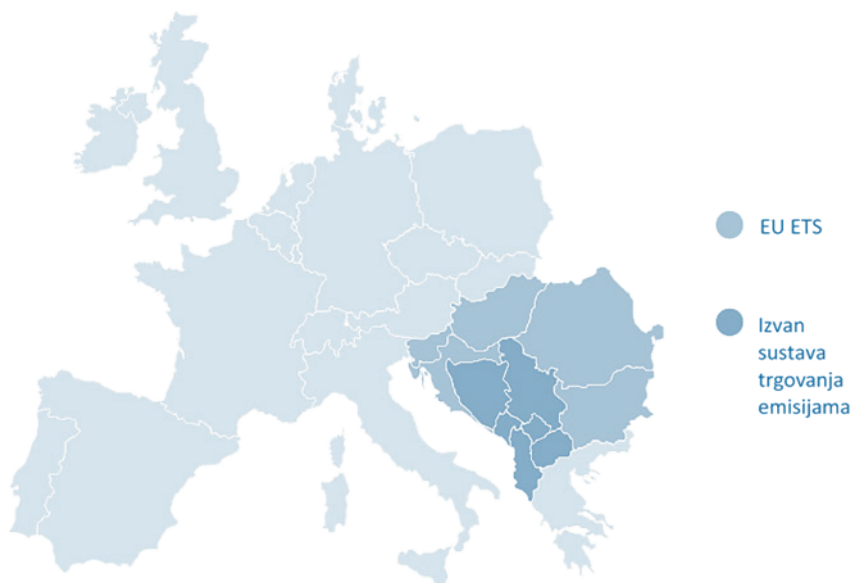
125 Banovac, E., Glavić, M., Tešnjak, S., 2009. Establishing an Efficient Regulatory Mechanism – Prerequisite for Successful Energy Activities Regulation. *Energy*, 34 (2), 178-189.

126 Pollitt, M., 2009. Evaluating the evidence on electricity reform: Lessons for the South East Europe (SEE) market. *Utilities Policy* 17 (2009), 13–23.

127 Fankhauser, S., Tepic, S. 2005. Can poor consumers pay for energy and water? An affordability analysis for transition countries. European Bank for Reconstruction and Development, Working paper no. 92.

128 Višković, A., Franki, V., Valentić, V., 2014. Effect of regulation on power-plant operation and investment in

okvira rezultiraju potencijalnim nepredvidivim rizicima te predstavljaju jedan od najznačajnijih problema financijskim institucijama. Slika 33 prikazuje trenutno stanje u regiji što se tiče afilijacije u EU ETS.



Slika 33. EU ETS afilijacija zemalja JIE regije

Kada se navedenim problemima pridoda i zabilježena niska kompetitivnost, može se utvrditi zašto je regija JIE suočena s problemima zatvaranja financijskih konstrukcija na brojnim projektima.

Tijekom posljednja dva desetljeća energetska sektor JIE je prošao kroz niz opširnih reformi u kojima je povećan naglasak na važnost regulacije. U pogledu elektroenergetskog sektora primarni cilj reformi je promjena centraliziranih monopolističkih tvrtki u tržišno orijentirane strukture s javnom regulacijom. Uspješna liberalizacija tržišta električne energije također zahtijeva i određenu količinu političke potpore. Uzimajući u obzir trenutnu poslovnu klimu, investicije potrebne za revitalizaciju, razvoj i modernizaciju elektroenergetskog sektora uglavnom se ostvaruju putem aranžmana projektnog financiranja¹²⁹. Financijske institucije koje osiguravaju sredstva za takve projekte zahtijevaju postojanje regulatornog zakonskog okvira koji osigurava dugoročnu sigurnost i transparentnost i tako smanjuje investicijske rizike. Iz toga se može zaključiti kako je jasan i stabilan zakonski okvir nužan da

the South East Europe market: an analysis of two cases. Utilities policy 30, 8–17.

129 KPMG, Power sector development in Europe – Lenders' perspectives 2011.

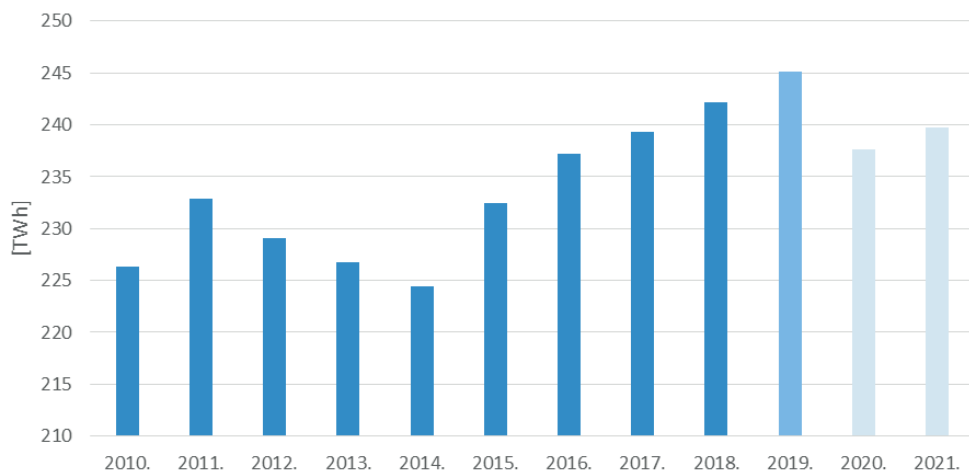
bi se privukle investicije. Teoretski, cilj reformi je da povećaju učinkovitost i smanje cijenu proizvodnje i time potaknu stvaranje konkurentnog i integriranog tržišta električne energije. Najbolja praksa u reformi sadrži tri bitna elementa: formu, napredak i ishod reforme¹³⁰.

Kvalitetno osmišljen i stabilan regulatorni okvir je jedan od preduvjeta za postizanje transparentnog i konkurentnog tržišta električne energije koje je učinkovito, cjenovno prihvatljivo i može privući strane investicije koje su nužne za omogućavanje daljnjeg razvoja. Također je bitno napomenuti kako bi stvaranje stabilnog regulatornog okvira po državama bio značajan korak prema kreiranju zajedničkog tržišta električne energije koje bi tada bilo u mogućnosti ostvariti svoj puni potencijal. Sve zemlje u regiji koje aspiriraju postati dio EU imaju obavezu implementirati EU energetske regulative i stremiti ka tri temeljna cilja: konkurentnosti, stabilnosti opskrbe i održivom razvoju. Integracija relativno manjih sustava u veće donosi prednosti pri trgovanju električnom energijom i pozitivno djeluje na konkurentnost tržišta posebno kada se kombiniraju cjeline s različitim resursima. Iz toga proizlazi da postojanje veletržišta statistički pozitivno utječe na konačne cijene. Pitanje koje se postavlja je hoće li nacionalne energetske politike zemalja regije uspjeti ostvariti koherentnu regionalnu energetske politiku. Ključan faktor za uspjeh navedenih reformi bit će institucionalna i administrativna mogućnost nadležnih nacionalnih tijela da omoguće provedbu navedenih politika. Polazeći od dosadašnjeg iskustva, može se zaključiti da su reforme naišle na razne poteškoće u većem broju zemalja, zbog kojih je reformski put bio značajno teži.

8.3.1. Osnovni pokazatelji elektroenergetskih sektora JIE

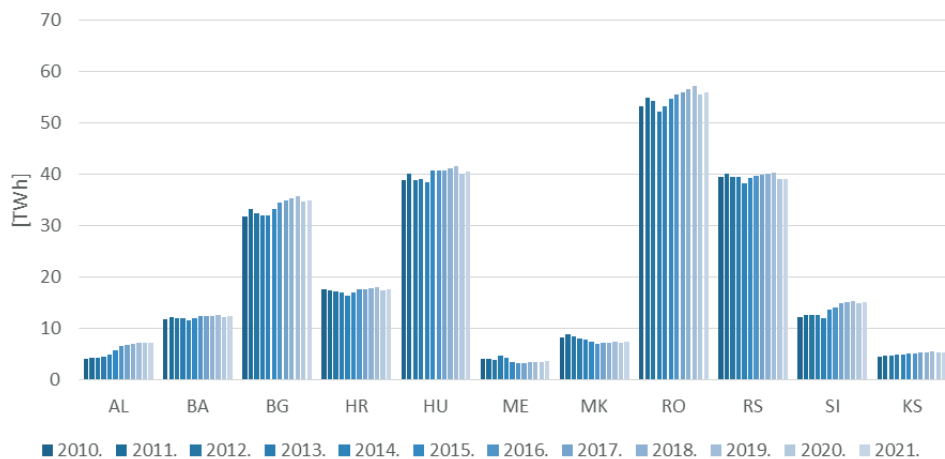
U ovom poglavlju prikazani su osnovni parametri uzeti u obzir tijekom tržišne analize elektroenergetskog sektora JIE. Primarni podaci tiču se potražnje za električnom energijom. Ona je definirana na satnoj osnovi za svaku zemlju regije tijekom razdoblja od jedne godine. Prikupljeni podaci ukazuju da su nakon razdoblja pada potražnje uslijedile godine umjerenog rasta. Podaci za 2019. nisu potpuni, a podaci za razdoblje između 2020. - 2021. dobiveni su predviđanjem temeljem makroekonomskih pokazatelja. Godišnja potražnja za električnom energijom u regiji na razini je od otprilike 6,7 % ukupne potražnje ENTSO-e zemalja i kreće se oko razine od 240 TWh.

130 Banovac, E., Gelo, T., Šimurina, J., 2007. Analysis of Economic Characteristics of a Tariff System for Thermal Energy Activities. Energy Policy, 35 (11), 5591-5600.



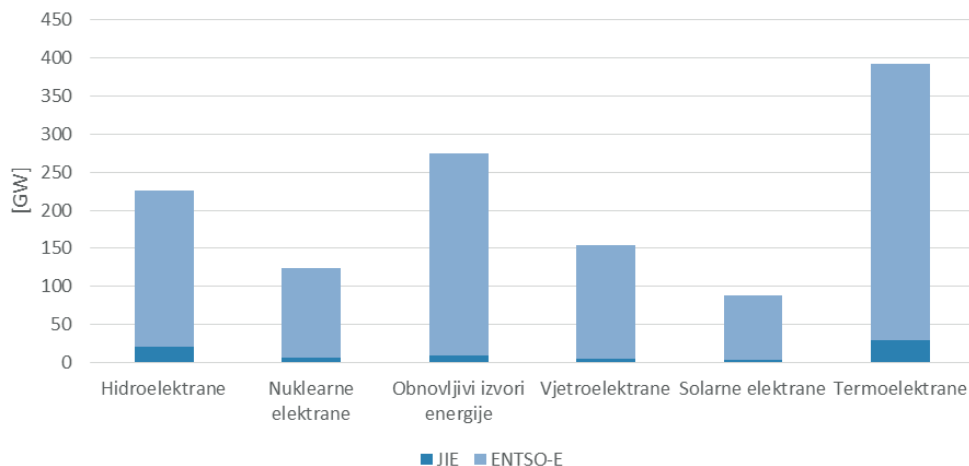
Slika 34. Kretanja potražnje za električnom energijom JIE

Usporedba potražnje za električnom energijom u zemljama regije JIE pokazuje da Rumunjska troši najviše električne energije. Slijede je Mađarska, Srbija i Bugarska. Slika 35 prikazuje evoluciju potražnje za pojedine države u regiji.



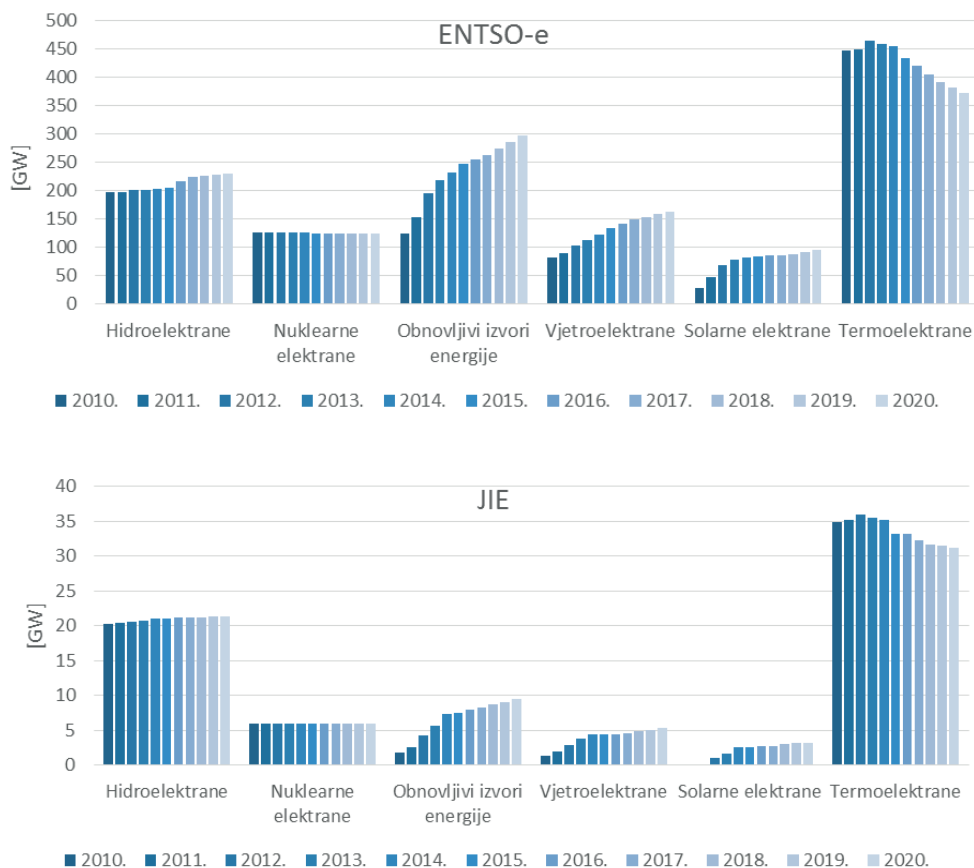
Slika 35. Kretanja potražnje za električnom energijom po zemljama regije JIE

Kada je riječ o proizvodnom portfelju regije JIE, vrijedi se podsjetiti koliko je on doista značajan po kriteriju njegove veličine. Instalirani kapaciteti regije JIE čine 6,2 % ukupno instaliranih kapaciteta ENTSO-e područja. Njihov odnos prikazan je na slici 36.



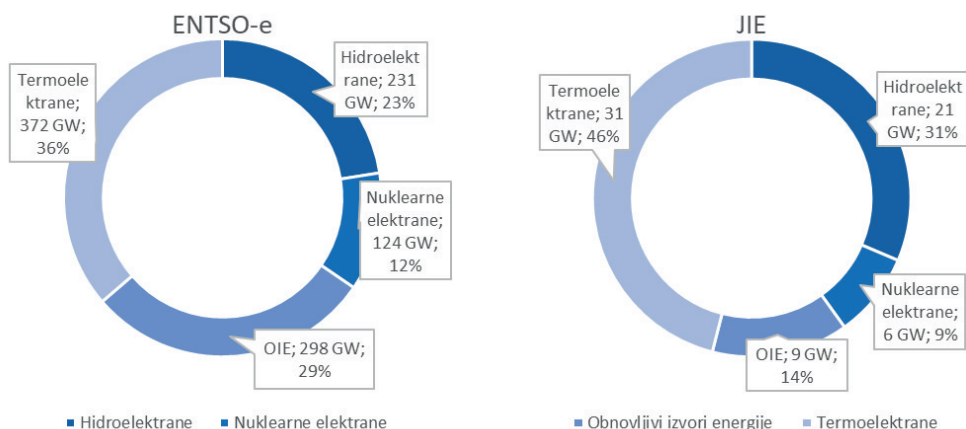
Slika 36. Odnos instalirane snage po tipu tehnologije zemalja JIE i ostatka ENTSO-e

Usprkos značajnim promjenama koje se posljednjih godina odvijaju mijenjajući naličje proizvodnog portfelja JIE, još uvijek se može konstatirati kako termoelektrane i hidroelektrane dominiraju po kriteriju instalirane snage u regiji. Termoelektrane na lož ulje izgubile su tržišnu utrku, prirodni plin kao energent za proizvodnju električne energije za sada drži tek manji udio, dok jedino OIE već godinama bilježi porast kapaciteta i proizvodnje. Predvodnik ovog rasta ponajviše su vjetroelektrane, ali bilježe se i značajna ulaganja u kapacitete solarnih elektrana. Za razliku od velikog dijela Europe, elektroenergetski sektori zemalja JIE u puno značajnijoj mjeri i dalje otvaraju mogućnosti i za razvoj termoenergetskih projekata. Radi se o povijesnoj uvjetovanosti odabira lignita kao izvora energije, gdje se primjenjuje „poznata“ tehnologija i koriste domaći resursi. Ipak, kao što je i prikazano na slici 37, termoelektrane jedine bilježe osjetni pad kapaciteta. Nekompetitivnost termoelektrana na lož ulje i stroži zahtjevi vezani za smanjenje negativnog utjecaja na okoliš starih termoelektrana uzrokuju zatvaranje brojnih termoenergetskih jedinica.



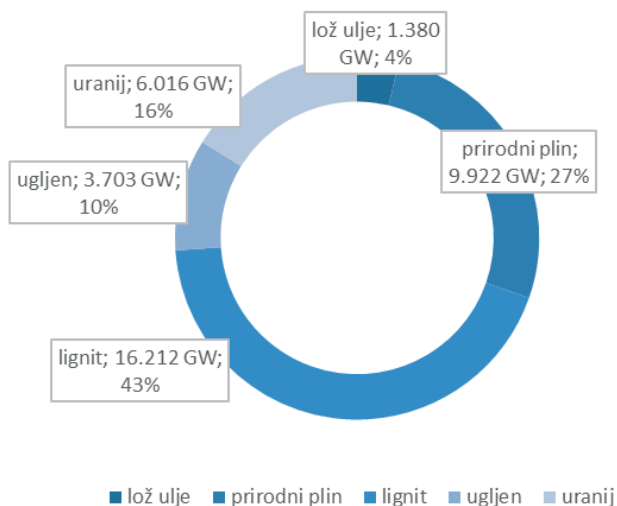
Slika 37. Evolucija proizvodnih kapaciteta po tipu tehnologije za JIE i ENTSO-e (2010.-2020.)

Iz dijagrama na slici 37 proizlazi da u promatranom razdoblju u pogon nije puštena ni jedna nova nuklearna elektrana. Termoelektrane bilježe pad kapaciteta, a hidroelektrane lagan rast. Najperspektivniji segment je onaj obnovljivih izvora energije (OIE) koji je već godinama karakteriziran snažnim rastom instaliranih kapaciteta. Povoljne regulative i državni poticaji važni su faktori koji doprinose investicijama u OIE. Ovdje se ponajprije radi o dvije stvari: (1) o statusu povlaštenog proizvođača koji jamči primat u plasmanu proizvedene električne energije u mrežu i (2) o zajamčenoj otkupnoj cijeni proizvedene električne energije. Slika 38 prikazuje proizvodne mikseve ENTSO-e područja i JIE regije.



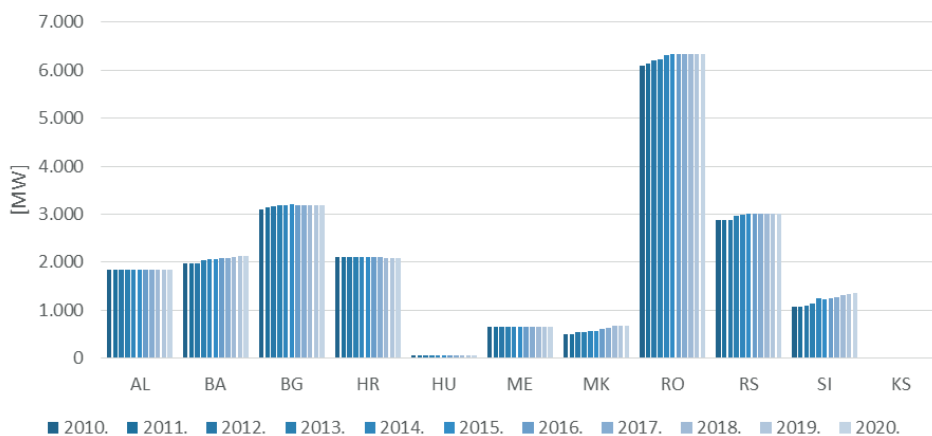
Slika 38. Proizvodni miksevi ENTSO-e područja i JIE regije

Analiza energetskeg portfelja JIE otkriva podatke po pitanju proizvodnih kapaciteta termoelektrana kao što se to vidi na slici 39. Lignit i ugljen zajedno imaju 20 GW proizvodnih kapaciteta nakon čega su termoelektre na prirodni plin s 10 GW. Međutim, kao što analiza tržišta pokazuje, plinski kapaciteti proizvode daleko manje električne energije zbog određenih tržišnih ograničenja. Nuklearne elektrane imaju 6 GW kapaciteta, a termoelektre na lož ulje gotovo 1,4 GW. S obzirom na tržište, negativan utjecaj na okoliš i starost proizvodnih jedinica na lož ulje, mogu se očekivati i daljnja zatvaranja ovakvih postrojenja.



Slika 39. Kapaciteti termoenergetskog sektora JIE

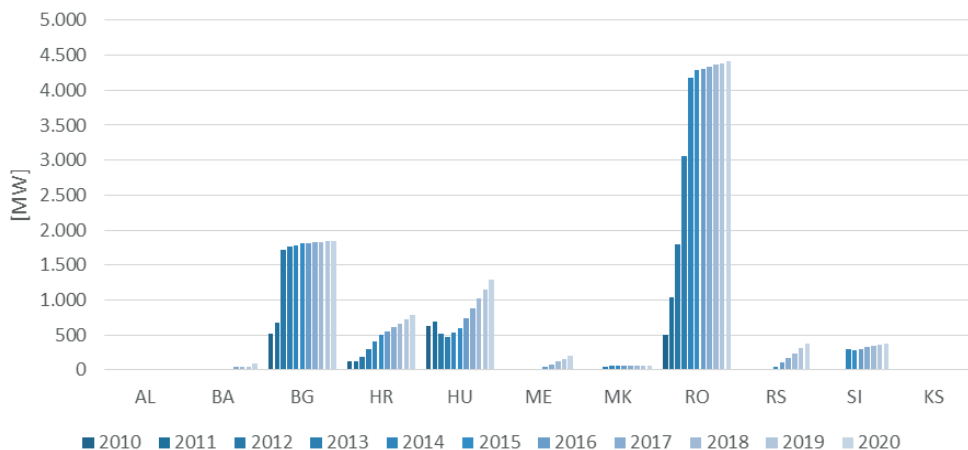
Slika 40 prikazuje ukupne instalirane kapacitete hidroelektrana za svaku od zemalja regije JIE. Prednjači Rumunjska s najviše instaliranih kapaciteta, ali i najvećim ulaganjima u hidroenergetski sektor. Pomalo iznenađujuće, prema dostupnim podacima, posljednje mjesto zauzima Mađarska koja nema značajne hidro kapacitete niti veće hidroelektrane. Gledajući hidroenergetski sektor u cjelini, zabilježeno je blago povećanje kapaciteta.



Slika 40. Kapaciteti hidroenergetskog sektora JIE

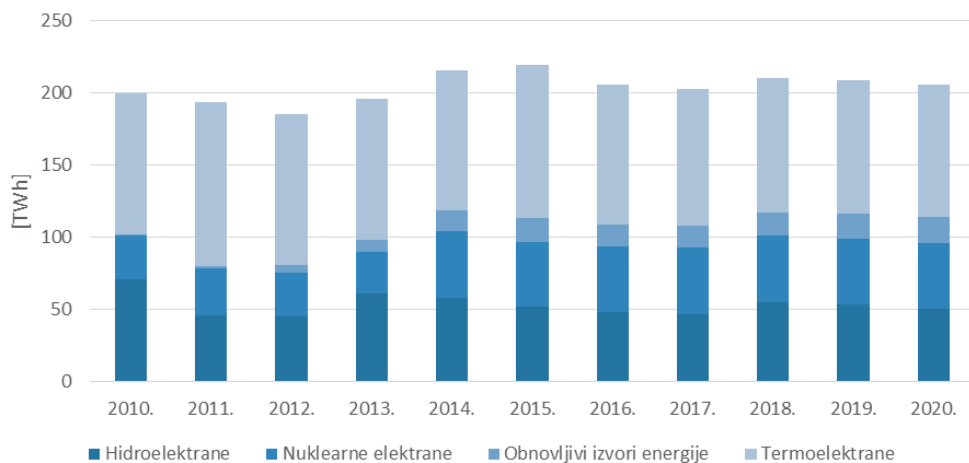
Kao što je već navedeno, segment obnovljivih izvora predvodnik je rasta u energetskeom sektoru, a Rumunjska i Bugarska mogu se izdvojiti kao centri rasta. S obzirom na veličinu energetskeog sektora, značajni porast instaliranih kapaciteta zabilježen je i u Hrvatskoj, a nešto slabiji udio bilježi i Mađarska. Bitno je napomenuti da upravo Rumunjska i Bugarska, kao zemlje predvodnice implementacije OIE u JIE, trenutno ne potiču razvoj ovakvih projekata. Sukladno energetskeoj politici EU, obje su zemlje težile postizanju visokih udjela proizvodnje iz obnovljivih izvora te su značajan energetskei potencijal popratile visokim otkupnim cijenama za električnu energiju proizvedenu iz obnovljivih izvora. Ipak, rapidan rast ovog segmenta uzrokovao je brojne poteškoće u tim zemljama. Bez adekvatnih kvota koje bi ograničile razvoj novih postrojenja, prevelika količina instaliranih kapaciteta prouzročila je evidentna poskupljenja cijene električne energije. Uz nepostojanje adekvatnog regulatornog okvira koji bi na učinkovit način uredio odnose na tržištu, javio se i niz drugih poteškoća od kojih je uravnoteženje sustava svakako najznačajniji problem. Kada su troškovi poticaja i uravnoteženja počeli predstavljati prevelik teret za energetskei sektor, došlo je do pokušaja zaustavljanja projekata, ukidanja tarifa, ali i pojave retroaktivnih zakona koji su imali značajan utjecaj na već postojeće projekte. Iz tog razloga, rast kapaciteta postrojenja obnovljivih izvora usporen je gotovo do točke stagnacije. Treba upozoriti da regulatorni okviri ove dvije zemlje nisu jednaki. Svaka ima svoje uređenje tržišta električne

energije, kao i odnosa i obaveza sudionika na tržištu. Možda je najznačajnija razlika upravo u načinu na koji su uređene obveze vezane za uravnoteženje. Dok je u Bugarskoj troškove uravnoteženja snosila država, a samim time i njeni građani, u Rumunjskoj su te troškove snosili proizvođači koji su uzrokovali odstupanje. Može se reći da je to jedan od razloga zašto je zadnjih godina bugarska elektroprivreda doživjela značajne gubitke. Upravo je zbog velikih gubitaka, od 2012. razvoj energetske projekata obnovljivih izvora u Bugarskoj u velikoj mjeri zaustavljen. Slična se situacija samo koju godinu kasnije dogodila i rumunjskom energetske sektoru. Obje zemlje sada tvrde da su zadovoljne svojim portfeljem OIE te da u skorijoj budućnosti više neće poticati njegov razvoj. S druge strane, promatrajući sliku 41, može se steći dojam da je sektor OIE potpuno nerazvijen u ostatku regije JIE. Ipak, detaljnijom analizom trenutnih zbivanja dolazi se do spoznaje kako je samo pitanje vremena kada će brojni projekti pokrenuti posljednjih godina ostvariti početak komercijalne proizvodnje.



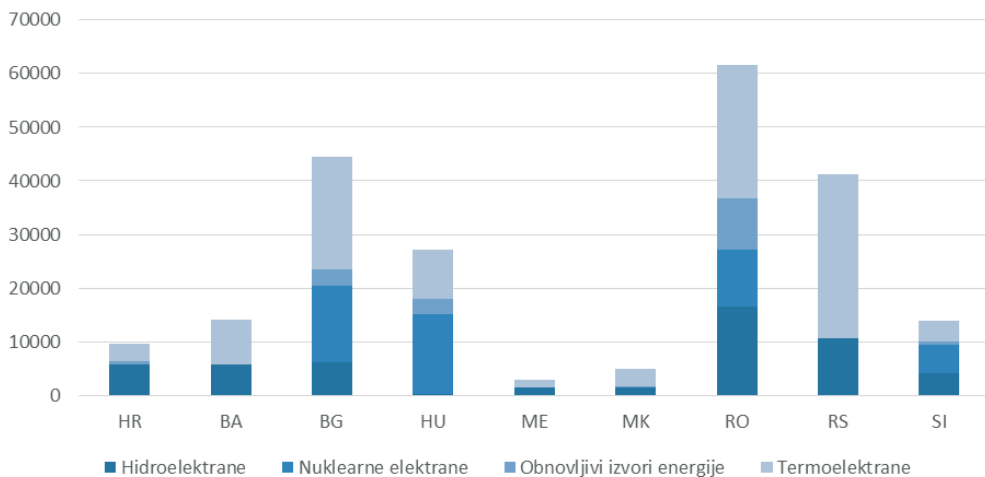
Slika 41. Evolucija kapaciteta OIE po zemljama JIE

Ukupna proizvodnja električne energije zemalja JIE je, promatrajući razdoblje od 2010. godine, uz poneke iznimke, u porastu. Imajući na umu oporavak gospodarstva, povećanje potražnje i sve veću implementaciju OIE, može se pretpostaviti kako će se trend povećanja proizvodnje električne energije nastaviti i tijekom sljedećih godina. Slika 42 prikazuje proizvodnju električne energije na razini regije tijekom posljednjih 11 godina, prema četiri osnovne vrste tehnologije.



Slika 42. Proizvodnja električne energije po tipu tehnologije za JIE

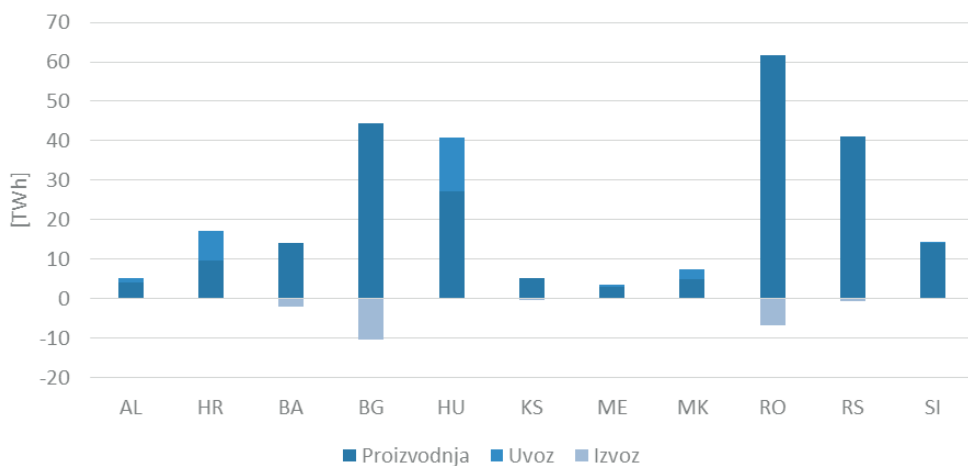
Kada se prikazana struktura proizvodnje raščlani na pojedinačne zemlje, dobije se slika 43. Može se primijetiti da najveće elektroenergetske sustave imaju redom: Rumunjska, Bugarska, Srbija, a potom Mađarska. Možda donekle iznenađujuće, ali bez pridodane 50 % proizvodnje iz NE Krško, Hrvatska se od 11 promatranih zemalja svrstala tek na sedmo mjesto po proizvodnji električne energije iza Slovenije i Bosne i Hercegovine.



Slika 43. Proizvodnja po tipu tehnologije zemalja JIE

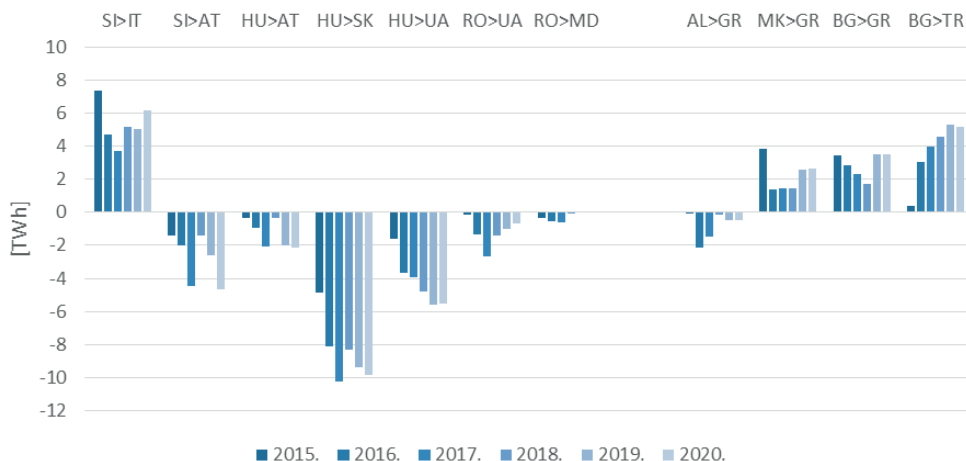
Kada se, pored proizvodnje, u obzir uzme i potražnja za električnom energijom, dobije se

graf prikazan na slici 44, a koji prikazuje elektroenergetsku bilancu za svaku zemlju u regiji. Bugarska, Rumunjska i Bosna i Hercegovina ostvarile su viškove proizvodnje koje su plasirale kao izvoz. Kosovo, Srbija i Slovenija imale su relativno uravnotežen sustav proizvevši koliko su i potrošili. Mađarska, Hrvatska, Makedonija, Albanija i Crna Gora ostvarili su manje proizvodnje nego li je potrebno da bi zadovoljile potražnju te su bile primorane uvoziti električnu energiju. Najveći uvoznik je Mađarska koja je trećinu svojih potreba za električnom energijom podmirila uvozom koji je iznosio gotovo 13,7 TWh. Uvoz je činio trećinu bilance s gotovo 2,5 TWh i u Makedoniji. Albanija je uvezla petinu potražnje, odnosno oko 1 TWh, a Crna Gora 17 %, odnosno približno 0,6 TWh. Što se Hrvatske tiče, ukoliko se u njezinu bilancu ne pribroji proizvodnja iz NE Krško, ostvarila je uvoz od gotovo 7,6 TWh, što čini čak 44 % ukupne potražnje. Njena elektroenergetska bilanca ipak izgleda nešto povoljnije ukoliko se u obzir uzme 50 % proizvodnje NE Krško. Uvoz bi onda iznosio 4,9 TWh, odnosno 28,5 %. U oba slučaja, radi se o prevelikoj ovisnosti o uvezenoj električnoj energiji. Bilanca proizvodnje i uvoza/izvoza prikazana je na slici 44.



Slika 44. Bilanca proizvodnje i uvoza/izvoza za zemlje JIE

Temeljem podataka prikupljenih od strane ENTSO-e razrađen je sljedeći prikaz razmjena tijekom razdoblja od posljednjih šest godina. Promatrajući odabranu regiju JIE, može se identificirati sedam graničnih zemalja, pet smještenih sjeverno i dvije južno. Slika 45 prikazuje razmjenu između zemalja JIE i susjednih sustava za razdoblje 2015. - 2020.



Slika 45. Razmjena električne energije zemalja JIE sa susjednim zemljama

Italija, Grčka i Turska uvoznici su električne energije iz JIE, dok su Austrija, Slovačka i Ukrajina izvoznici. S Moldavijom je ostvarena relativno neznatna razlika razmjene, no, ukupno gledajući, bila je izvoznik električne energije. Kada se regija JIE promatra kao cjelina, mogu se donijeti dva osnovna zaključka. Prvo, uz nedovoljna ulaganja u infrastrukturu i sve stariji portfelj elektrana, JIE se suočava sa sve većim problemom pokrivanja vlastite potražnje. Elektroenergetski sektori izvoznici JIE veliku većinu svoje proizvodnje ostvaruju u starim termoelekttranama na lignit kojim se opskrbljuju iz domaćih rudnika. Dugoročno gledano, upitno je koliko će dugo ovakav način poslovanja biti moguć, a treba spomenuti da već i sada pokazuje znakove slabosti. Drugi zaključak koji se može donijeti vezan je za preveliki značaj hidroloških uvjeta za zemlje JIE. Najbolji primjer su godine 2010. i 2012. Što se hidroloških uvjeta tiče, 2010. je bila jedna od najpovoljnijih godina. Upravo te godine posljednji je put zabilježena pozitivna bilanca razmjene na razini promatrane regije. S druge strane, 2012. godinu obilježili su poprilično nepovoljni hidrološki uvjeti. Upravo te godine ostvaren je rekordno velik uvoz od čak 14 TWh.

8.4. Case study: Sustav trgovanja emisijama

Energetski sektor čini okosnicu gospodarstva. Dostupnost i cijena energije određuje konkurentnost nacionalnog gospodarstva, a količina energije potrošene po stanovniku u korelaciji je s postignutom razinom životnog standarda. Nažalost, energetski sektor je i veliki zagađivač. Zbog povećane svijesti o negativnom utjecaju energetskog sektora na okoliš, energetske strategije zemalja diljem svijeta okreću se održivim rješenjima. Samim time, cijeli sektor prolazi kroz fundamentalnu transformaciju. Ključni cilj ove transformacije je

smanjenje štetnog utjecaja na okoliš ponajprije ograničavanjem globalnog zagrijavanja. Vodena para, metan i ugljični dioksid (CO₂), zajedno s drugim atmosferskim plinovima, apsorbiraju odlazeće infracrveno zračenje i time uzrokuju porast Zemljine temperature – ovaj fenomen poznat je kao efekt staklenika¹³¹. Kako je industrijski razvoj praćen povećanom emisijom CO₂ u atmosferu, problem globalnog zagrijavanja pojavio se kao globalno pitanje koje je izazvalo značajnu zabrinutost istraživača i kreatora politike. Tadašnje procjene zaključile su da je ugljikov dioksid odgovoran za gotovo dvije trećine efekta staklenika. Elektroenergetski sektor najveći je pojedinačni emiter CO₂. Prema nedavnom izvješću IEA-e, ugljen, prirodni plin i nafta i dalje čine 38.5 %, 23 % i 3.9 % udjela u ukupnoj proizvodnji električne energije¹³². Slijedom toga, upravo se od elektroenergetskog sektora i očekuju najveći naponi kada je u pitanju primjena novih tehnoloških rješenja koja mogu te iste emisije reducirati. Okvirna konvencija Ujedinjenih naroda o klimatskim promjenama (UNFCCC)¹³³ i Kyoto protokol bili su jedni od prvih inicijativa usmjerenih ka ublažavanju globalnih emisija stakleničkih plinova. Danas je razvoj energetskog sektora više nego ikad usko povezan s njegovim učincima na okoliš. Uzevši u obzir sve navedeno, proučavanje emisija CO₂ od primarne je važnosti pri odabiru pravog puta razvoja energetskog sektora; puta koji nije jednostavno odabrati s obzirom na činjenicu da uspješnost energetskog sektora ne određuje isključivo dobit koju donosi, već i cjenovna dostupnost energije, pouzdanost opskrbe energijom i održivost sustava kao cjeline.

8.4.1. Metodologija

Razvoj prikladne metodologije presudan je u određivanju emisija CO₂. Izravne emisije proizvodnje električne energije računaju se pomoću postupka podijeljenog u tri faze. Prvo je izrađen detaljan tehno-ekonomski model elektroenergetskog sektora svake zemlje u regiji. Drugo, godišnja tržišna izvedba u kontekstu jedinične proizvodnje računa se pomoću postupka softverske optimizacije. Na kraju, temeljem dobivene satne proizvodnje pojedinih elektrana i pomoću razvijenog matematičkog modela, emisije CO₂ izračunavaju se za svaki sat i svaku proizvodnu jedinicu promatranog sektora. Metodologija se primjenjuje na skup od jedanaest zemalja regije JIE. Kako bi se mogle odrediti emisije iz termoelektrana, izrađen je model svake elektrane. Temeljem satnih proizvodnji, karakteristika korištenog goriva (donja ogrjevna vrijednost i sadržaj ugljika) i učinkovitosti koju jedinica postiže pri različitim izlaznim snagama, računa se ukupna godišnja emisija za svaku elektranu u regiji. Kvadratna krivulja potrošnje za svaku proizvodnu jedinicu zadana je putem sljedeće

131 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2007. Summary for policymakers. In: climate change 2007: the physical science basis, contribution of working group to the fourth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. Geneva: World Meteorological Organization/United Nations Environment Program.

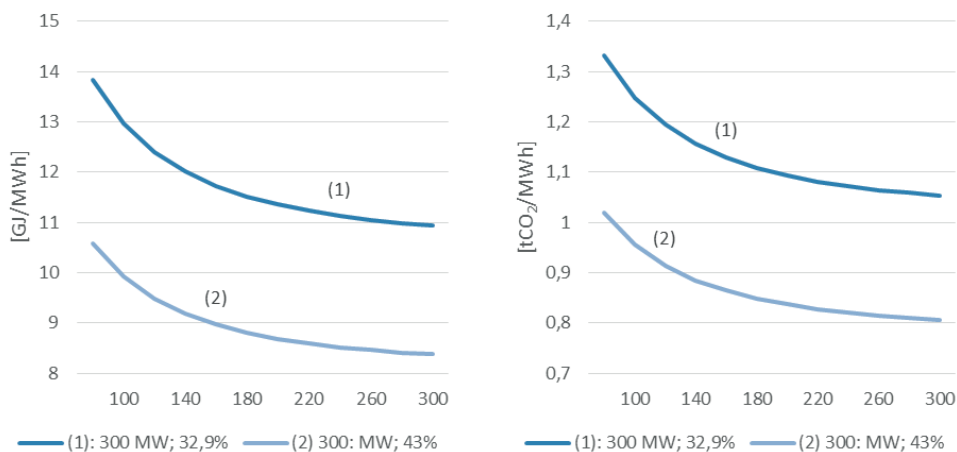
132 International Energy Agency (IEA), 2020. World energy outlook 2020. Paris: OECD/IEA.

133 United Nations, 1992. United Nations Framework Convention on Climate Change. Proceedings of the Convention on Climate Change on the Work of the Second Part of its Fifth session, NY, USA.

formule:

$$K = K_2 \cdot P^2 + K_1 \cdot O + K_0 \quad (6.1)$$

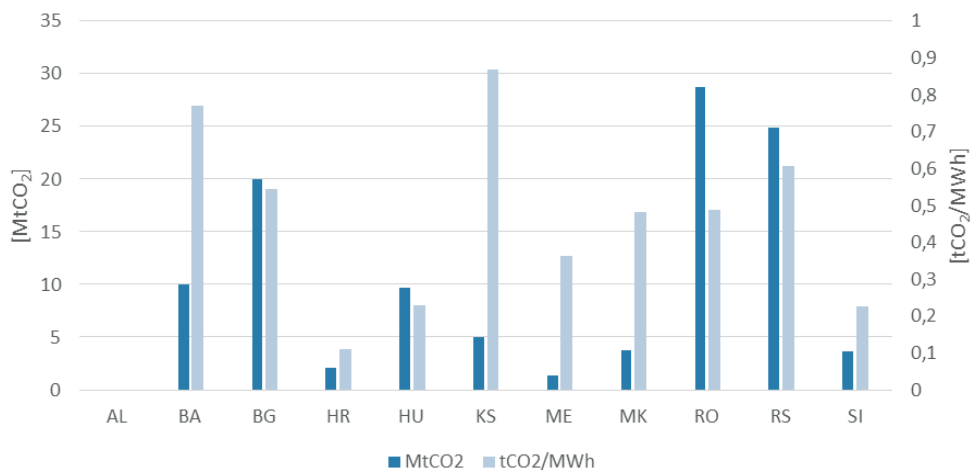
Gdje je K – ukupna potrošnja [GJ/h]; K_2 – koeficijent drugog stupnja [GJ/MW²h]; K_1 – koeficijent prvog stupnja [GJ/MWh]; K_0 – konstantan dio [GJ/h]; O – izlazna snaga [MW]. Na slici 46 prikazana je usporedba kvadratnih krivulja potrošnje dviju termoelektrana na ugljen: (1) jedinica koja predstavlja prosječno učinkovitu termoelektanu JIE i (2) jedinica izgrađena korištenjem najboljih dostupnih tehnika (engl. *best available techniques*). Navedeni grafikon na neki način prikazuje tehnološki jaz između portfelja termoelektrana jugoistočne Europe i suvremenih termoelektrana.



Slika 46. Usporedba specifične potrošnje i specifičnih emisija za dva tipa termoelektrana

8.4.2. Pregled rezultata referentnog scenarija

Nakon provedenog optimizacijskog postupka i simulacije tržišta, provedena je detaljna analiza ostvarenih emisija za svaku pojedinu proizvodnu jedinicu na području JIE. Prema referentnom scenariju, ukupne emisije u 2021. godini procjenjuju se na 109 MtCO₂. Od jedanaest analiziranih zemalja, Bugarska, Rumunjska i Srbija emitiraju najveće količine CO₂ – svaka od zemalja emitira više od 20 MtCO₂ godišnje. S druge strane, gledajući specifične emisije, Kosovo je u najlošijem položaju s obzirom da emitira više od 0,9 tCO₂ po svakom proizvedenom MWh. To ne predstavlja iznenađenje budući da se proizvodni portfelj Kosova temelji na termoelektani niske učinkovitosti koja za gorivo koristi lignit. Ukupne i specifične emisije CO₂ za pojedine zemlje JIE prikazane su na slici 47.



Slika 47. Ukupne i specifične emisije CO₂ u Jugoistočnoj Europi, 2021.

8.4.3. Analiza osjetljivosti

Analize osjetljivosti (engl. *sensitivity analysis*) bitan su dio tržišnih analiza. Pomoću njih se promatra utjecaj različitih faktora na tržišne performanse. Identificirano je pet ključnih čimbenika koji utječu na emisije CO₂ elektroenergetskog sektora: (1) vrijednost i dinamika potražnje za električnom energijom; (2) hidrološki uvjeti; (3) razvoj proizvodnog portfelja; (4) cijene goriva i (5) cijene emisijskih dozvola. Kako bi se utvrdila težina njihovog utjecaja, provodi se analiza osjetljivosti zasnovana na tržišnim uvjetima za 2021. godinu. Slučajevi osjetljivosti navedeni su u tablici 14. Varijacije razmatranih parametara promatrane su u odnosu na referentni scenarij (označen s „R“). U većini slučajeva uspoređuju se referentni, optimalni i pesimistični slučaj za promatrane parametre. Hidrološki uvjeti pretpostavljaju se s obzirom na povijesne vrijednosti tijekom posljednjih 20 godina i razmatraju kroz varijaciju od ± 30 % korisnih dotoka vode. Troškovi goriva, bilo da se radi o domaćim ili uvoznim, odnose se na cijene nafte, ugljena, lignita i prirodnog plina. Referentni scenarij u obzir uzima cijene goriva koje javno objavljuju proizvodne tvrtke, Powernext¹³⁴ za prirodni plin i S&P Global Platts¹³⁵ za ugljen i lignit.

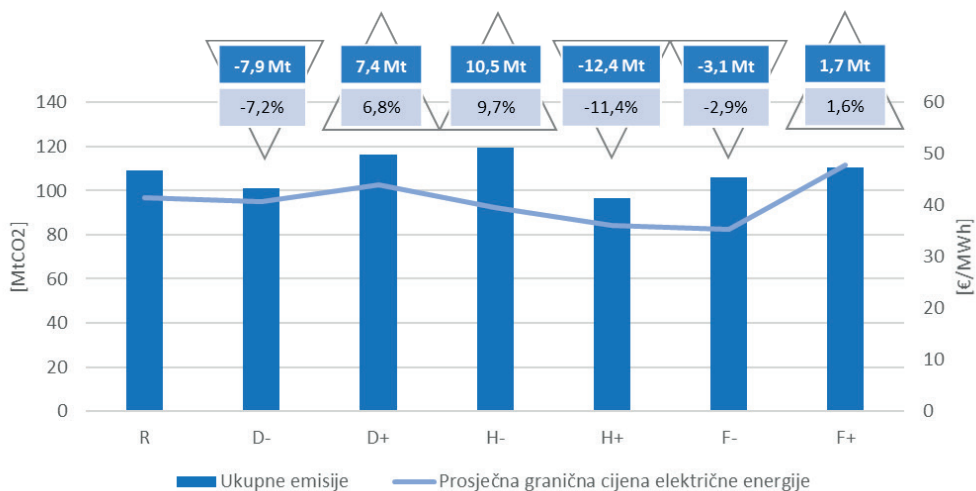
134 Powernext 2020. <https://www.powernext.com/>.

135 S&P Global Platts 2020. <https://www.spglobal.com/platts/en>.

Tablica 14. Scenariji analize osjetljivosti

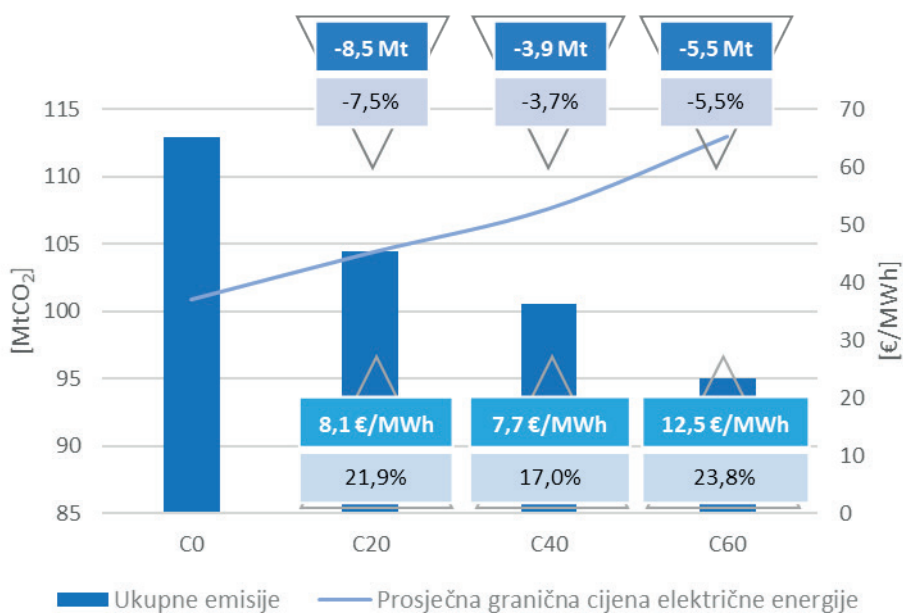
Br.	Oznaka	Opis
1	R	Referentni slučaj za 2021. godinu
2	D-	Potražnja smanjena za 5 %
3	D+	Potražnja povećana za 5 %
4	H+	Hidrološki uvjeti optimalni
5	H-	Hidrološki uvjeti pesimalni
6	F-	Cijene goriva niže za 30 %
7	F+	Cijene goriva više za 30 %
8	C0	Trošak emisije od 0 €/tCO ₂
9	C2	Trošak emisije od 20 €/tCO ₂
10	C4	Trošak emisije od 40 €/tCO ₂
11	C6	Trošak emisije od 60 €/tCO ₂

Kao što se može i pretpostaviti, niža potražnja za električnom energijom, povoljni hidrološki uvjeti, više cijene goriva i veći troškovi emisijskih dozvola rezultiraju nižim emisijama. Međutim, ovi čimbenici imaju znatno različite utjecaje na razinu ukupnih emisija. Slika 48 prikazuje glavne rezultate analize osjetljivosti stavljajući naglasak na promjene emisija u usporedbi s referentnim scenarijem.



Slika 48. Utjecaj potražnje, hidrologije i cijena goriva na cijene električne energije i na emisije CO₂

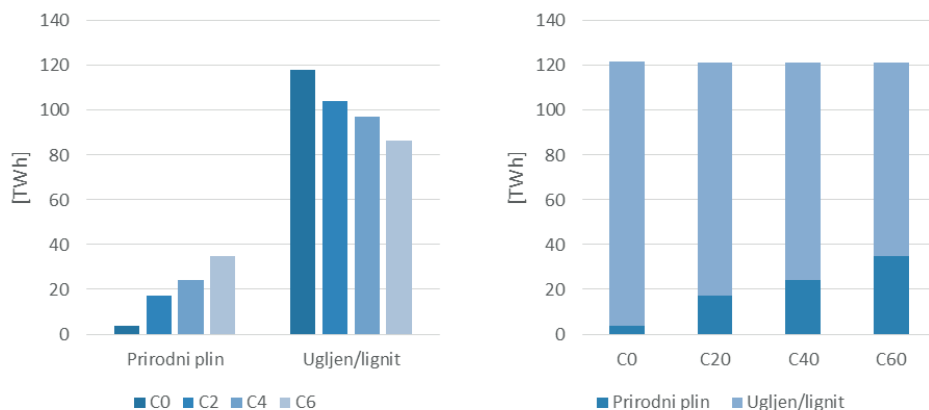
Potencijalni troškovi emisijskih dozvola posebno se razmatraju tijekom analize osjetljivosti. Kao što je navedeno u tablici 14, uzima se u obzir varijacija 0 - 60 €/tCO₂. Nakon provedenih postupaka optimizacije, otkriva se nekoliko učinaka na tržište uzrokovanih porastom cijena emisija. Tri najznačajnija učinka su: (1) povišene cijene električne energije, (2) pomak prema ekološki prihvatljivijim tehnologijama proizvodnje električne energije i (3) niže emisije CO₂. Prosječna granična cijena tijekom godine za scenarij 0 €/tCO₂ iznosila je 37,0 €/MWh. Povećanje cijena emisijskih dozvola na 20 €/tCO₂, 40 €/tCO₂ i 60 €/tCO₂ prevedeno je u prosječne cijene električne energije od 45,1 €/MWh, 52,8 €/MWh i 65,3 €/MWh. To odgovara povećanju od 21,9 %, 17,0 % i 23,8 % za svaku promjenu od 20 €/tCO₂. Ukupni troškovi emisija, na maksimalnoj razmotреноj razini od 60 €/tCO₂, iznosili su značajnih 5,7 milijardi €. Povećanje cijena emisijskih dozvola omogućilo je smanjenje ukupnih emisija CO₂ za 15,8 %, što odgovara 17,9 milijuna tona CO₂. Slika 49 prikazuje korelaciju između cijena električne energije, emisija i cijena emisijskih dozvola.



Slika 49. Utjecaj cijena emisijskih dozvola na cijene električne energije i emisije CO₂

Naravno, postavlja se pitanje na koji je način ostvareno zabilježeno smanjenje emisija. Ukoliko se promotri proizvodni miks, može se primijetiti svojevrsan pomak prema upotrebi plinskih elektrana. Određene termoelektrane na ugljen nisu se uspjele nositi s promijenjenim tržišnim okolnostima. To je rezultiralo većom proizvodnjom električne energije termoelektrana na prirodni plin, manjom proizvodnjom termoelektrana na ugljen i posljedično, nižim ukupnim emisijama. Usporedbom scenarija od 0 €/tCO₂ do 60 €/tCO₂, otkriva

se 26,9 % niža proizvodnja termoelektrana na ugljen (31,8 TWh) i 936,9 % veća proizvodnja električne energije termoelektrana na plin (31,2 TWh). Pomak proizvodnje električne energije od ugljena na plin prikazan je na slici 50.



Slika 50. Pomak proizvodnje s ugljena na prirodni plin uzrokovan rastom cijena emisijskih dozvola

Uspoređujući razmatrani granični slučaj cijena emisijskih dozvola (60 €/tCO₂) s referentnim scenarijem, mogu se izvesti četiri bitna zaključka:

1. bilježi se ukupno smanjenje od 18 MtCO₂,
2. 31,2 TWh električne energije umjesto termoelektrana na ugljen/lignit proizvele bi jedinice na prirodni plin, a uvezla bi se i dodatna količina električne energije,
3. prosječna granična tržišna cijena električne energije promatrana tijekom jednogodišnjeg razdoblja porasla bi za 28,3 €/MWh, što čini ukupno povećanje cijene energije od 7,11 milijardi eura,
4. prihodi od emisijskih dozvola dosegli bi 5,7 milijardi eura čime bi izravni specifični troškovi izbjegnuto CO₂ (engl. *cost of CO₂ avoided*) iznosili nevjerojatnih 318,9 €/tCO₂ (5,7 milijardi eura dodatnog troška podijeljeno s ukupnim postignutim smanjenjem od 18 MtCO₂).

Značajan porast cijena električne energije koji odgovara porastu cijena emisijskih dozvola značio bi da se trošak emisija preko tržišta prenosi s termoelektrana na krajnje potrošače. Ukoliko se promatra ukupni porast troškova električne energije uzrokovan višim cijenama emisijskih dozvola (porast od 7,11 milijardi eura), trošak izbjegavanja CO₂ emisija još je veći i iznosi 397,8 €/tCO₂. Prikazani rezultati ne osporavaju nužnost nametanja dozvola za emisije, ali nude zanimljiv zaključak – bez obzira na to koliko su visoke cijene emisijskih dozvola, njihov učinak na smanjenje emisija donekle je ograničen. Prirodno, više cijene dozvola potiču povećanu uporabu proizvodnje električne energije na prirodni plin i uzrokuju

smanjenje emisije CO₂. Međutim, ovisno o karakteristikama sustava, ta smanjenja imaju granice. Prilikom procjene politika koje potencijalno mogu utjecati na cijene emisijskih dozvola treba pravilno razmotriti dva ključna pitanja:

1. Koja je prihvatljiva granica povećanja cijene električne energije koju bi potrošači (komercijalni ili kućanstva) mogli platiti kako bi podržali sustav trgovanja emisijama?
2. Kako pravilno uložiti sredstva prikupljena nametanjem poreza na emisije kako bi se olakšao razvoj i provedba novih održivih energetske rješenja?

Gledajući dobivene rezultate, može se vidjeti da porast cijena emisijskih dozvola ne bi ostvario željene ciljeve bez značajnog povećanja cijena električne energije krajnjim kupcima. Pored navedenog, bez nametanja poreza na emisije na električnu energiju koja se uvozi u zemlje članice sustava trgovanja emisijama, proizvodnja bi se premjestila iz država članica u zemlje koje nemaju obavezu kupnje emisijskih dozvola. Usprkos primjetnom smanjenju emisija koje povećanje cijena dozvola donosi, izravan omjer troškova i koristi daleko je od prihvatljivog. Međutim, unatoč tome što povećanje cijena emisija ne daje očekivane kratkoročne rezultate, pravilnim ulaganjem ovih sredstava u poticanje implementacije novih, održivih tehnoloških rješenja, može se postići dugoročna korist. Kao što dokazuju brojne studije, kako bi se smanjio negativan utjecaj energetskog sektora na okoliš, a istovremeno povećao razvoj domaće industrije i osigurala sigurna i pristupačna opskrba energijom – vjetar, solarna energija, hidroenergija, biomasa, bioplin, komunalni kruti otpad i drugi obnovljivi izvori energije mogu igrati presudnu ulogu u stvaranju održive budućnosti za sve. Nove tehnologije poput baterijske pohrane ili skladištenja CO₂ (engl. *carbon capture and storage*) također bi mogle imati važnu ulogu u tranziciji jer će strategija dekarbonizacije zahtijevati brojna različita tehnološka rješenja. U tom kontekstu, poboljšanje mehanizama trgovanja emisijama i razvoj alata koji će pomoći u procesu procjene emisija stakleničkih plinova igrat će presudnu ulogu na putu stvaranja održivog, nisko-ugljičnog energetskog sustava u budućnosti.

8.5. Case study: Energetska sigurnost

Pojam energetske sigurnosti počeo se javljati kao politički problem (engl. *policy problem*) još početkom 20. stoljeća i veže se za dobavu nafte za vojne potrebe. Uoči prvog svjetskog rata Winston Churchill donio je povijesnu odluku da se pogon brodova Britanske mornarice s ugljena prebaci na naftu. Iako je ta odluka rezultirala postizanjem većih brzina brodova, ujedno je značila i da se Kraljevska mornarica više ne može osloniti na rezerve ugljena iz Walesa, već na nesigurniju opskrbu naftom iz područja Perzijskog zaljeva. Energetska sigurnost je tako postala pitanje nacionalne strategije. Churchill je smatrao da sigurnost opskrbe naftom ovisi ponajprije o raznolikosti. Od tog vremena pa do danas, energetska sigurnost se u više navrata pojavila kao pitanje od izuzetne važnosti¹³⁶.

136 Yergin, D., 1991. *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money and Power*. Simon & Schuster, 1991.

Koncept energetske sigurnosti postoji od samih početaka formiranja energetskog sektora. Političari i istraživači su pomoću njega izražavali svoju zabrinutost percipiranim rizicima nacionalnih sigurnosti zbog ovisnosti o svega nekoliko regija proizvođača nafte i premalom broju dobavnih pravaca. Akademski promišljanja o energetske sigurnosti datiraju iz 1960-ih¹³⁷ godina 20. stoljeća, a produbljuju se uzrokovana naftnim krizama 1970-ih. U 1980-im i 90-im godinama 20. stoljeća, akademski se interes za energetske sigurnost smanjio nakon stabilizacije cijena nafte i smanjenih prijetnji političkih embarga. Takva se situacija održala do 2000-ih godina kada su porast potražnje u Aziji, problemi s isporukama plina u Europi i pritisak za manjim emisijama elektroenergetskih sustava uzrokovali povratak promišljanjima o energetske sigurnosti koja je postala ključno pitanje pri odlučivanju o daljnjim strategijama razvoja ne samo energetskog sektora već i cjelokupnog gospodarstva. Dodatno, uzburkanost energetskog tržišta visokim cijenama nafte tijekom 2008. kao i globalnom krizom (tzv. *credit crunch*), uzrokovala je značajno oživljavanje interesa za načine na koje se energetska sigurnost može poboljšati. Kada se tome pridodaju i geopolitičke tenzije oko opskrbe plinom Europe koje je donijela ukrajinska kriza 2014., koncept posljednjih godina sve više dobiva na važnosti. Energetska sigurnost postavljena je kao jedna od okosnica strategija razvoja država diljem svijeta, što se može vidjeti i iz tri stupa energetske strategije EU definiranih kao energetska učinkovitost, održivost i sigurnost opskrbe.

Ranjivosti vitalnih energetskih sustava su kombinacije njihove izloženosti rizicima i njihove otpornosti na tržišne utjecaje¹³⁸. Istraživanja koja promatraju energetske sigurnost razlikuju rizike različite prirode i podrijetla. Većina razlikuje kratkoročne i dugoročne poremećaje, a novije studije dodatno razlikuju i izvore rizika. Struktura vitalnih dijelova energetskih sustava i njihove ranjivosti nisu samo objektivne pojave, već i politički konstrukti definirani i raznim sociološkim aspektima¹³⁹. Energetska sigurnost broji mnogo aspekata, a može se, poput rizika, podijeliti na dugoročnu i kratkoročnu. Dugoročni aspekt energetske sigurnosti tiče se pravovremenih ulaganja u opskrbu u skladu s postojećim tržišnim uvjetima, bilo da se radi o gospodarskim kretanjima ili potrebama zaštite okoliša. S druge strane, kratkoročni se aspekt energetske sigurnosti fokusira na sposobnost energetskog sustava da promptno reagira na iznenadne promjene u ravnoteži između ponude i potražnje. Postizanje energetske sigurnosti zahtijeva iznimne napore koje je potrebno uložiti u smanjenje unutarnjih i vanjskih rizika, ali i za povećanje otpornosti kako bi se moglo kvalitetnije upravljati preostalim rizicima. Slijedeći izazove koje nova energetska paradigma donosi, uz održivi razvoj, energetska je sigurnost trenutno prioritetan izazov za zemlje EU. Održiv i stabilan razvoj europskih gospodarstava usko ovisi o stabilnom pristupu energetskim resursima. Da bi se kvalitetno zadovoljili svi potrebni aspekti, potrebno je dugoročno

137 Lubell, H. 1961. Security of Supply and Energy Policy in Western Europe. *World Politics*, 13 (3), 400-422.

138 IEA (International Energy Agency). 2014. *Energy Security*. IEA Energy Technology Systems Analysis Programme, Paris.

139 Cherp, A., Jewell, J., 2011. The concept of energy security: Beyond the four As. *Energy Policy*, 75, 415-421

planiranje zajedničkih strategija na europskoj razini¹⁴⁰.

Kako je vrijeme prolazilo, značenje i fokus koncepta energetske sigurnosti su varirali, ali mnogi faktori ostali su nepromijenjeni od samih početaka¹⁴¹. Iako je tendencija da se više dimenzija simbolizira istovremeno dovela do toga da se njen koncept opisuje kao „višeznačan“ te je energetska sigurnost danas sveprisutna u suvremenoj raspravi o energetskim pitanjima i klimatskim promjenama. Promatrajući dostupnu literaturu, posljednjih se godina pojavio popriličan broj radova koji promatraju ili definicije ili metodologije za izračun energetske sigurnosti. Routledgeov Priručnik za energetske sigurnost daje pregled analiza korištenih za izračun indeksa i definiranje parametara energetske sigurnosti¹⁴². Osim što istražuje različite aspekte koji čine energetske sigurnost, kao što su energetska ovisnost, pristup dobavnim pravcima, razvoj i politika, knjiga je usredotočena i na stranu potražnje, promatrajući energetske usluge i politike u kontekstu s tehnologijama i infrastrukturom. Na temelju detaljnog proučavanja literature, moglo bi se primijetiti da većina definicija temelji koncept energetske sigurnosti na tri glavna stupa: cijena (cjenovna dostupnost), sigurnost opskrbe (bilo da se radi o domaćoj proizvodnji ili uvoznj) i održivost (koja se često promatra kroz opseg utjecaja na okoliš).

Međutim, unatoč svojoj izuzetnoj važnosti, trenutno ne postoji konsenzus o preciznom tumačenju koncepta energetske sigurnosti, niti univerzalna metodologija koja se koristi za njezin izračun¹⁴³. Jedan od razloga je produbljena međuovisnost industrijaliziranih zemalja i energetskih izvoznika gdje postoje bliske veze između financijskih i energetskih tržišta. Tehnologija je stvorila međuovisnosti između električne energije, prerade nafte i prirodnog plina. Složenost koja stoji iza takvih pitanja utječe na povećanje rizika prekida opskrbe zbog niza čimbenika poput političkih previranja, rata, financijskih turbulencija, tehničkih kvarova, nepovoljnih vremenskih uvjeta itd. Ako o ičemu, čini se da postoji konsenzus o povezanosti energetske sigurnosti s rizicima. Problem, doduše, predstavlja ogroman broj prijetnji koje treba uzeti u obzir. Ovo su glavni razlozi zašto se definicije energetske sigurnosti ponekad izrazito razlikuju, s obzirom na to da istraživači često odaberu neki podskup rizika koje onda uzimaju u obzir za potrebe analize. Kategorizirajući i utjelovljujući rezultate prema unaprijed definiranim kriterijima, moguće je razviti indeks koji je u stanju mjeriti definirane parametre energetske sigurnosti. Neka istraživanja fokusiraju se na konceptualiziranju energetske sigurnosti u raznim dimenzijama dok se druga temelje na mjerenju razina energetske sigurnosti. Uzimajući u obzir različiti set rizika i/ili odabirom različitih težinskih faktora, mogu se javiti značajna odstupanja između pojedinih studija. Istraživanje

140 Bluszcz, A., 2016. European economies in terms of energy dependence, *Quality & Quantity – International Journal of Methodology*, 50(3), 1-18.

141 Månsson, A., Johansson, B., Nilsson, L.J., 2014. Assessing energy security: An overview of commonly used methodologies. *Energy* 73, 1-14.

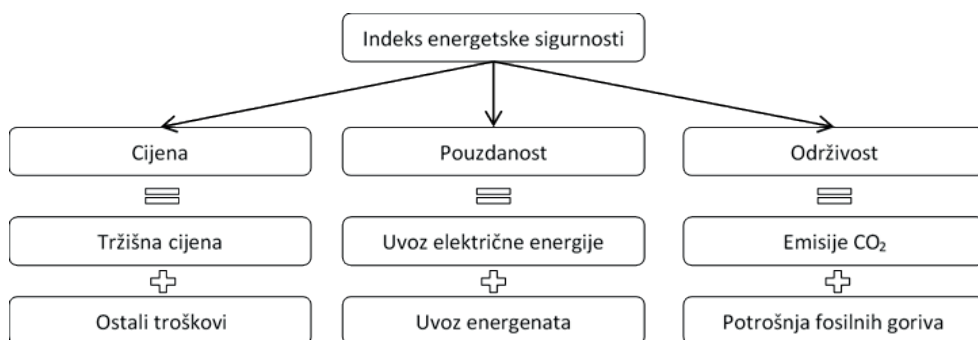
142 Sovacool, B.K., ed. 2011. *The Routledge Handbook of Energy Security*. Oxford and New York: Routledge.

143 Krut, B., van Vuuren, D.P., de Vries, H.J.M., Groenening, H., 2009. Indicators for energy security. *Energy Policy* 37, 2166-2181.

prikazano u nastavku inkorporira set različitih faktora pri definiciji energetske sigurnosti i kvantifikaciji indeksa koji određuje njezinu razinu. Prezentirani rezultati namijenjeni su boljem razumijevanju nove energetske paradigme. Koncept energetske sigurnosti promatran je kroz prizmu tri osnovna aspekta (dimenzije): cijenu, pouzdanost i održivost.

8.5.1. Metodologija

Tijekom posljednjih godina na brojne se načine pokušavalo izabrati indikatore pomoću kojih bi se mogla kvantificirati energetska sigurnost. Dok su se neke studije fokusirale na određeni aspekt energetske sigurnosti, druge su više različitih faktora pokušale složiti u jedinstveni agregirani indeks. U ovome potpoglavlju udžbenika dan je pregled osnovnih indikatora korištenih pri formiranju predloženog statičkog indeksa energetske sigurnosti. U osnovi, indeks se sastoji od tri dimenzije indikatora koje su definirane kao cijena, pouzdanost i održivost. Slika 51 prikazuje sastavnice statičkog indeksa energetske sigurnosti.



Slika 51. Osnovne sastavnice statičkog indeksa energetske sigurnosti

Cijena energije

Prva razmatrana dimenzija odnosi se na konačnu cijenu energije. Sastoji se od dvije komponente kojima se pokriva potražnja. Prva komponenta je cijena električne energije plaćena proizvođačima (bilo da se radi o burzi ili preko bilateralnih ugovora). Drugu komponentu čine poticaji plaćeni povlaštenim proizvođačima preko tarifnog sustava i troškovi uravnoteženja. Analizirajući instalirane kapacitete i njihove proizvodnje te uspoređujući dobivene podatke s tarifama, mogu se izračunati ukupni i specifični troškovi. Kako bi se mogao omogućiti izračun ove dimenzije, potrebno je izraditi ne samo detaljni model proizvodnog portfelja već i model sveukupnog elektroenergetskog sektora. Tehničkim aspektima proizvodnog portfelja potrebno je posvetiti značajnu pažnju te se svaka jedinica mora zasebno predstaviti i opisati sa svim relevantnim postavkama. Pri izradi analize prikupljena je detaljna baza podataka tehničkih karakteristika proizvodnih portfelja za svaku poje-

dinu državu jugoistočne Europe (JIE). Ipak, za razliku od tehničkih, ekonomski parametri su detaljno analizirani isključivo za hrvatski elektroenergetski sektor, dok su za ostale države u određenoj mjeri aproksimirani. Ovakva tehno-ekonomska analiza unaprijedila je točnost optimizacijskog procesa izjednačavanja proizvodnje s predviđenom potražnjom, kao što je i omogućila kvalitetnu procjenu proizvodnih cijena električne energije. Za svaku jedinicu struktura troškova podijeljena je u četiri osnovne kategorije: investicijske troškove, troškove pogona i održavanja, troškove goriva i CO₂ troškove.

Pouzdanost

Pouzdanost je definirana kao mogućnost sustava da se osloni na vlastitu proizvodnju, odnosno vlastite izvore energije. Iz tog razloga, primarno je promatrana kroz prizmu ovisnosti o uvozu. Udjeli uvoza učestali su indikatori kada se procjenjuje sigurnost opskrbe (engl. *security of supply*, SOS). Uzimajući u obzir optimalni rad tržišta energije, može se dovesti u pitanje relevantnost odnosa ovisnosti o uvozu sa sigurnosti opskrbe. Ipak, poslujući u regionaliziranom svijetu gdje tržišne barijere i konkurentnost prevladavaju nad kooperacijom, uvozni udjeli predstavljaju izravan i koristan indikator sigurnosti opskrbe. U obzir su uzete dvije komponente, a odnose se na uvoz same električne energije, ali i primarnih energenata. Udio uvoza električne energije relativno je jednostavno izračunati, ali uvoz primarnih energenata prati poprilično teži izračun. Korišteni model uzima u obzir količinu električne energije proizvedene od uvezenih goriva. Procjena je ostvarena tako da se u obzir uzimaju količine nafte, plina i ugljena koje proizvodne jedinice uvezu tijekom godine. Uspoređujući te količine s cijenama energenata može se izračunati udio proizvodnje ostvaren uvoznim gorivima. Na ovaj način, uzimaju se u obzir prednosti i nedostaci izgradnja jedinica koje moraju uvoziti primarne energente.

Održivost

Nastojanja elektroenergetskog sektora da smanji potrošnju fosilnih goriva i ograniči emisije CO₂ smatraju se indikatorom prihvatljivosti. Dimenzija održivosti računa se na način da se u obzir uzme količina potrošene energije iz fosilnih izvora i emisije CO₂. Da bi se pojednostavila paradigma, društvena prihvatljivost je izjednačena s utjecajem na okoliš. Imajući na umu klimatske promjene i upotrebu neobnovljivih izvora energije, najprikladniji način da se u obzir uzme dugoročna održivost proizvodnog portfelja je da se u obzir uzmu dvije osnovne komponente. Prvo, u obzir se uzimaju specifične emisije CO₂. One se računaju tako da se temeljem proizvodnji pojedinih termoelektrana odrede ukupne emisije. Emisije se, potom, usporede s ukupnom pokrivenom potražnjom. Drugi dio dimenzije čini specifična potrošnja fosilnih goriva. Ona se računa tako da se temeljem proizvodnji pojedinih termoelektrana i njihovih specifičnih krivulja potrošnje odredi ukupna energija, u MJ, koja je utrošena iz fosilnih goriva da bi se ta proizvodnja ostvarila. Kombinacija te dvije komponente zajedno čini dimenziju održivosti.

Metodologija izračuna

Da bi se na najbolji način mogla odrediti razina energetske sigurnosti koja u obzir uzima čitav niz faktora koji je određuju, korištena je trodimenzionalna matematička struktura. Ona pretpostavlja da je svaka dimenzija indeksa predstavljena jednom osi. Teoretski, ishodište predstavlja optimalno stanje. Isto tako, što je pojedina vrijednost na osi dalje od ishodišta, to je i određena dimenzija slabije kvalitete. Indeks je u konačnici kvantificiran jednim brojem koji označava udaljenost točke u prostoru od ishodišta. Što je udaljenost veća, to je i energetska sigurnost manja. Formula koja je korištena pri izračunu indeksa sastoji se od tri osnovna dijela:

$$ESI^2 = I_c^2 + I_R^2 + I_S^2 \quad (6.2)$$

gdje je ESI – indeks energetske sigurnosti; I_c – dimenzija cijene; I_R – dimenzija pouzdanosti; I_S – dimenzija održivosti. U nastavku je prikazan način na koji se računaju pojedine dimenzije indeksa. Prvo, računa se dimenzija cijene:

$$I_c = \sigma_{C1} C_M + \sigma_{C2} C_S \quad (6.3)$$

gdje je σ_{C1} , σ_{C2} – težinski faktori; C_M – specifična tržišna cijena električne energije (€/MWh); C_S – specifični troškovi poticanja proizvodnje povlaštenim proizvođačima (ukupno isplaćeni poticaji na ukupnu potražnju).

$$C_M = \frac{C_P + C_I + C_b}{D} \quad (6.4)$$

gdje je C_P – komponenta specifičnih proizvodnih troškova (računaju se ukupni troškovi proizvodnje, odnosno trošak vlastitog portfelja, bilo da se radi o cijenama s tržišta ili bilateralnih ugovora); C_I – komponenta specifične tržišne cijene odnosi se na trošak električne energije plaćen proizvodnim jedinicama koji nisu u promatranom sustavu/portfelju (drugim riječima, radi se o uvezenoj električnoj energiji); C_b – komponenta troškova uravnoteženja; D – pokrivena potrošnja (MWh). U ovom slučaju, težinski faktori σ_{C1} i σ_{C2} su jednake težine kako bi se jednako vrednovala komponenta vlastite proizvodnje, uvoza i poticaja. Drugu komponentu indeksa čini dimenzija pouzdanosti koja se računa prema:

$$I_R = \sigma_{R1} R_E + \sigma_{R2} R_P \quad (6.5)$$

gdje je σ_{R1} , σ_{R2} – težinski faktori; R_E – količina uvezene električne energije u usporedbi sa ukupnom potražnjom; R_P – količina uvezenog goriva korištena u proizvodnji uspoređena sa ukupnom potražnjom. Ovisnost o uvozu energenata objašnjena je u prethodnim poglavljima. Koeficijent računa se pomoću:

$$R_P = \sum_{i=1}^N \frac{\tau_{Fli} * \tau_{FCi} * P_i}{D} \quad (6.6)$$

gdje je N – ukupan broj promatranih proizvodnih jedinica; τ_{Fli} – udio uvezenog goriva; τ_{FCi} – udio troškova goriva u ukupnim troškovima i -te jedinice; P_i – proizvodnja i -te jedinice u MWh.

Treća, i posljednja, dimenzija odnosi se na održivost sektora i računa se prema:

$$I_S = \sigma_{S1} S_C + \sigma_{S2} S_F \quad (6.7)$$

gdje je σ_{S1} , σ_{S2} – težinski faktori; S_C – specifična emisija CO₂ emisije sektora (ukupne emisije CO₂ uspoređene s potražnjom) u tCO₂/MWh; S_F – specifična potrošnja fosilnih goriva računa se kao količina energije po megawat-satu potražnje (MJ/MWh). Kada se sve navedeno pribroji, dobiva se slijedeća, pojednostavljena jednadžba:

$$ESI^2 = (\sigma_{C1} C_M + \sigma_{C2} C_S)^2 + (\sigma_{R1} R_E + \sigma_{R2} R_P)^2 + (\sigma_{S1} S_C + \sigma_{S2} S_F)^2$$

$$\therefore$$

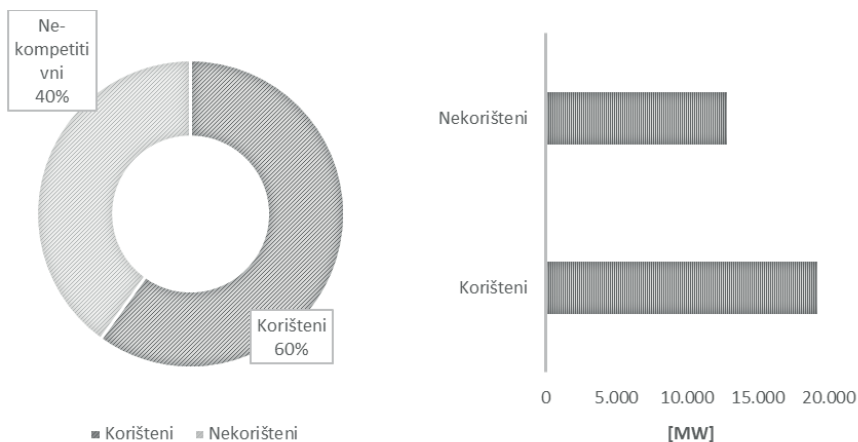
$$ESI = \sqrt{(\sigma_{C1} C_M + \sigma_{C2} C_S)^2 + (\sigma_{R1} R_E + \sigma_{R2} R_P)^2 + (\sigma_{S1} S_C + \sigma_{S2} S_F)^2} \quad (6.8)$$

Ovako napisana, jednadžba za izračun statičkog indeksa energetske sigurnosti sastoji se od svega dvanaest komponenata. Treba, doduše, biti svjestan količine podataka koja je potrebna da bi se ovakav model mogao uspješno primijeniti. Predstavljeni indeks energetske sigurnosti – ESI zamišljen je kao indikator kvalitete elektroenergetskog sektora i kao mjera njegove izloženosti (engl. *exposure*) riziku. Indeks ukazuje na robusnost promatranog sektora, njegovu sposobnost da se nosi s promjenama na tržištu. Drugim riječima, ako je pojedina komponenta ili dimenzija indeksa viša od prosjeka, ukazuje na izloženost, ranjivost. Zbog toga se indeks može smatrati i faktorom rizika. Na primjer, ukoliko određeni sustav uvozi veću količinu goriva, komponenta za trošak uvezenog goriva bit će veća te će i sama dimenzija pouzdanosti zabilježiti rast. Lošija ocjena pouzdanosti naznačit će veću ovisnost, veću izloženost, veći rizik i manju energetske sigurnost. Drugim riječima, idealna situacija, što se indeksa tiče, postojala bi u ishodištu, a svako odstupanje od ishodišta označava manju sigurnost. Niži broj indeksa predstavlja bolju kvalitetu i veću sigurnost.

8.5.2. Pregled rezultata

Referentan scenarij promatra stanje elektroenergetskih sektora u 2021. godini. Tržišnom analizom izvučen je niz podataka o elektroenergetskom sektoru JIE. Jedan od značajnijih podataka otkrio je veliku slabost i veliki problem njegovog proizvodnog portfelja. Više od 40 % proizvodnih kapaciteta termoelektrana nije tržišno kompetitivno. Drugim riječima, po trenutnim tržišnim uvjetima čak 12.800 MW nije u stanju parirati u tržišnoj utrci. Ukoliko se nastavi sve veći upliv obnovljive energije, u sljedećih nekoliko godina moguća je i kontrak-

cija tržišta električne energije. Radi se o tome da obnovljivi izvori izravno ne sudjeluju na tržištu već se njihova proizvodnja automatski unosi u mrežu. Samim time, uz konstantnu potražnju i povećan udio povlašćenih proizvođača, smanjuje se količina električne energije kojom se trguje na samom tržištu. Takva bi situacija dodatno otežala tržišnu utrku za jedinice termoelektrarnog sektora od kojih bi gotovo 40 % moglo imati probleme s ostvarenjem dobiti. Slika 52 prikazuje očekivani udio nekorisćenih termoelektrarnih kapaciteta JIE za 2021. godinu.

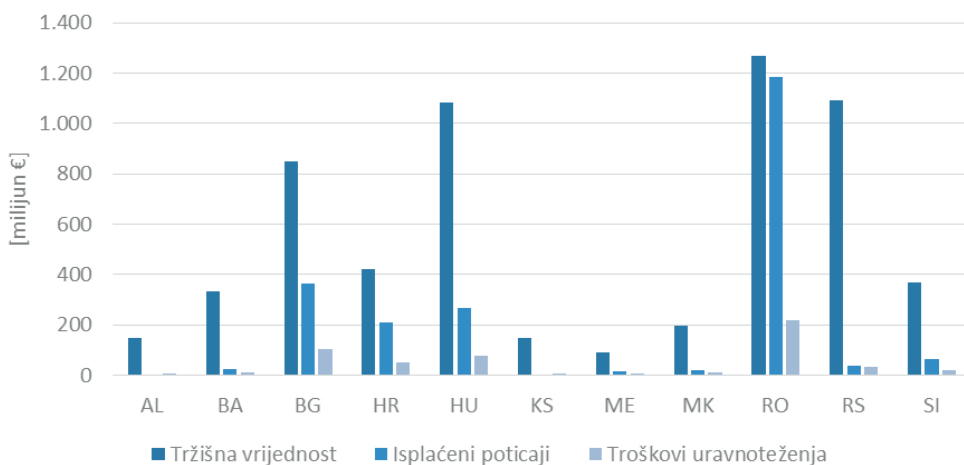


Slika 52. Očekivani udio ne-kompetitivnih kapaciteta termoelektrarnog sektora JIE u 2021.

Sve termoelektrane na lož ulje tržišno su nekonkurentne. Isto se može reći i za klasične termoelektrane na prirodni plin. Jedino su kogeneracijske elektrane uspjele ostvariti značajnije sate proizvodnje. Važno je napomenuti da tržišni trendovi nisu naklonjeni ni termoelektrarnama na ugljen, a kada se tome pridodaju sve striktniji propisi vezani za njihov pogon, dolazi se do nekorisćenja velikog dijela postojećih postrojenja. Ipak, postojeće termoelektrane koje su u stanju zadovoljiti minimalne kriterije vezane za zaštitu okoliša, a imaju vlastiti izvor jeftinog lignita, usprkos starosti postrojenja (kod velikog broja i više od 40 godina) i dalje će funkcionirati na tržištu nudeći jeftini izvor energije i sigurnu opskrbu.

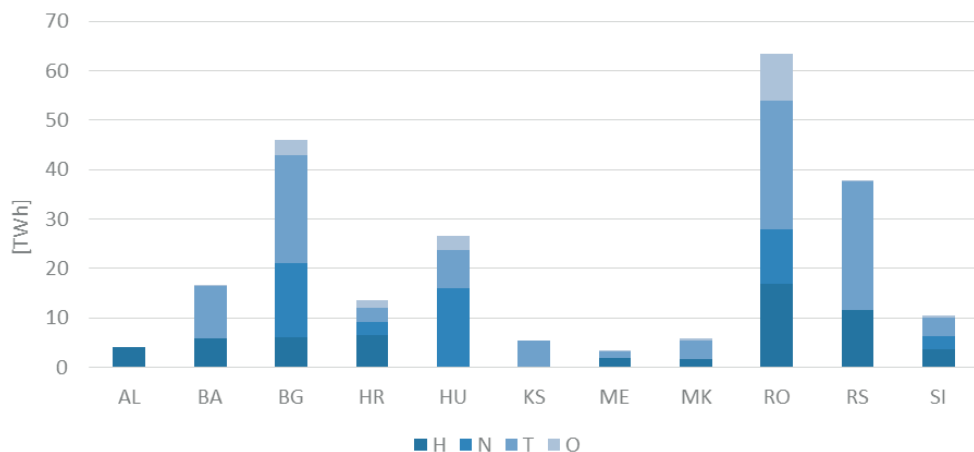
Referentni scenarij rađen je uzimajući u obzir konzervativne pretpostavke vezane za evoluciju energetskog sektora. Od glavnih smjernica, predviđen je ukupni pad. Kao posljedica toga, može se primijetiti kako neće doći do spominjane kontrakcije tržišta već će ono donekle i rasti. Tržišnom analizom predviđene su veličine tržišta za svaku od zemalja, novac plaćen povlašćenim proizvođačima, ali i pretpostavljeni troškovi uravnoteženja. Veličina tržišta označava količinu novca plaćenog proizvođačima koji su svoju proizvodnju izravno nudili na tržištu kroz razdoblje od godine dana. Uz identifikaciju veličine tržišta, slika 53 prikazuje i ukupne poticaje isplaćene povlašćenim proizvođačima, ali i pretpostavljene

troškove uravnoteženja. Utvrđeno je da bi, kada bi prosječna marginalna cijena električne energije iznosila 37 €/MWh, veličina tržišta zemalja JIE iskazana financijski iznosila malo manje od 9 milijardi eura. Ukupni troškovi uravnoteženja iznose 0,53 mlrd. €, a isplaćeni poticaji povlaštenim proizvođačima malo manje od 2,2 mlrd. €. Ukupni trošak, s proizvodne strane, iznosi 8.7 mlrd. €. Očekivano, najveće tržište, ali i najviše poticaja ima Rumunjska. Treba napomenuti da se Rumunjska, suočena s brojnim troškovima, odlučila retroaktivnim propisima ograničiti troškove obnovljive energije. Po trenutnom uređenju, rumunjski operator prijenosnog sustava, Transelectrica, izdaje Zelene certifikate, čija se cijena kreće između 27 - 55 €/MWh, s obzirom na dopuštenu kvotu koja se s godinama povećava. Pretpostavljeni troškovi poticaja iznosili bi, za 2021. godinu, gotovo 1,2 mlrd. €. Ona je ujedno i posljednja godina kada će se postojećim vjetroelektranama isplaćivati tri certifikata po megawat-satu. Od 2018., nove vjetroelektrane imaju pravo na jedan, a postojeće na dva Zelena certifikata. Kako vjetroelektrane čine većinu proizvodnje u segmentu obnovljivih izvora, posljedično će se i troškovi obnovljive energije značajno smanjiti. U 2021. godini, OIE će zadovoljavati oko 17 % potražnje, ali njihov će trošak, kada se isplaćenim poticajima pridodaju i troškovi uravnoteženja, biti velik.



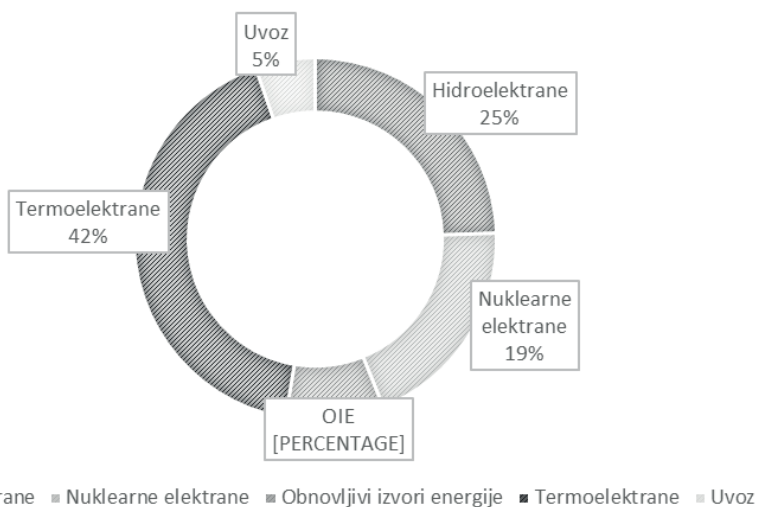
Slika 53. Tržišna vrijednost električne energije promatrana s proizvodne strane, ukupni poticaji povlaštenim proizvođačima i pretpostavljeni troškovi uravnoteženja za zemlje JIE u 2021.

Slika 54 predstavlja prikaz proizvodnje po vrsti tehnologije za promatrane zemlje JIE. Treba napomenuti da navedeni graf predstavlja ukupnu proizvodnju ostvarenu na određenom području i uključuje proizvodnju plasiranu kao izvoz. Pri izračunu indeksa elektroenergetske sigurnosti pojedine zemlje, kao što je već i navedeno, u obzir nisu uzimani podaci vezani za izvoz.



Slika 54. Proizvodnja po tipu tehnologije za zemlje JIE u 2021.

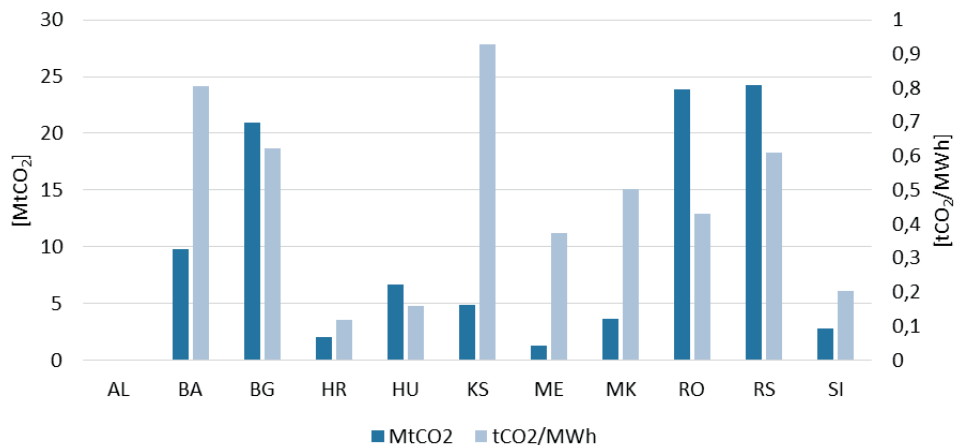
Sveukupno, promatrano područje JIE ostvarilo je zadovoljavajuće rezultate što se tiče zadovoljavanja potražnje vlastitom proizvodnjom. Ukupan uvoz procijenjen je na 2,2 TWh. Udjeli pojedinih vrsta tehnologije u ukupnoj proizvodnji prikazani su na slici 55.



Slika 55. Ostvarena proizvodnja po tipu tehnologije i razmjena JIE u 2021.

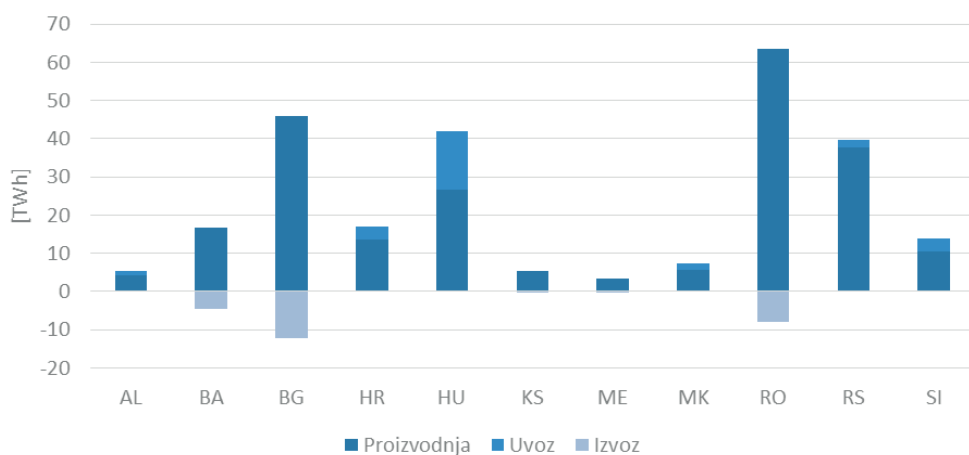
Utjecaj elektroenergetskog sektora na okoliš najčešće je u posljednje vrijeme promatran kroz prizmu njegovih CO₂ emisija. Slika 56 prikazuje ukupne i specifične emisije za svaku od promatranih zemalja regije. Ukupne emisije procijenjene su na 109 MtCO₂. Po količini emisija ističu se Bugarska, Rumunjska i Srbija koje redom imaju više od 20 MtCO₂ emisija. S druge strane, po specifičnoj količini emisija (tCO₂ po megawat-satu ukupne potražnje)

prednjači Kosovo, čiji je elektroenergetski sektor u potpunosti ovisan o termoelektrani na lignit, s emisijama iznad 0,9 tCO₂/MWh, a slijedi ga Bosna i Hercegovina s emisijama od gotovo 0,8 tCO₂/MWh. Specifične emisije na razini regije iznose 0,42 tCO₂/MWh.



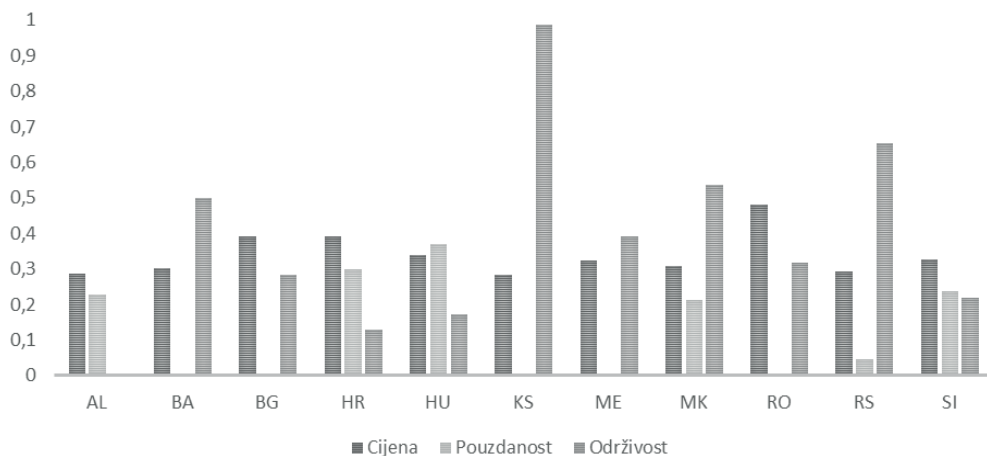
Slika 56. Ukupne i specifične emisije CO₂ elektroenergetskih sektora zemalja JIE u 2021.

Sumirajući podatke o potražnji, proizvodnji i razmjeni može se izračunati elektroenergetska bilanca. Situacija se, u usporedbi sa zadnjim godinama, nije značajnije promijenila, no, s obzirom na kratko vremensko razdoblje, takva konstatacija nije neočekivana. Rezultati proračuna elektroenergetske bilance prikazani su na slici 57.



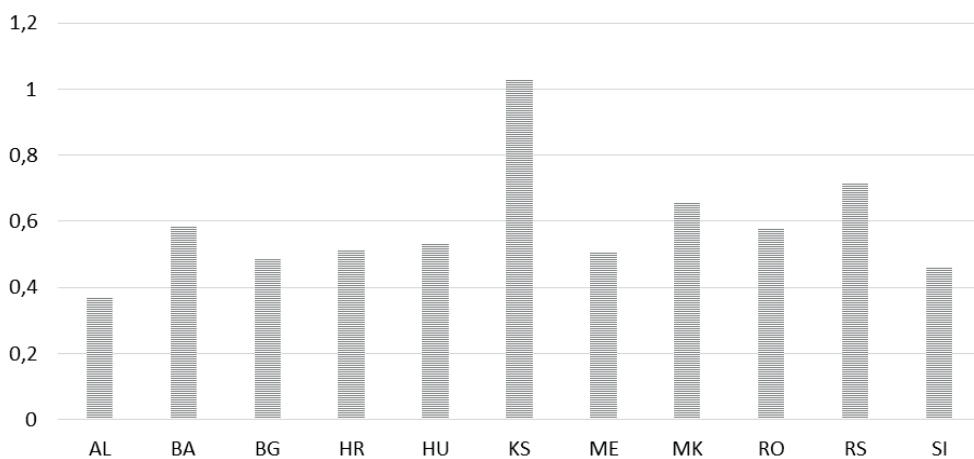
Slika 57. Elektroenergetska ravnoteža za zemlje JIE u 2021.

Temeljem predloženog matematičkog modela i podataka prikupljenih tržišnom analizom, izračunate su tri dimenzije indeksa elektroenergetske sigurnosti za svaku od promatranih zemalja. Rezultati su prikazani na slici 58. Specifični troškovi proizvodnje najveći su u Rumunjskoj.



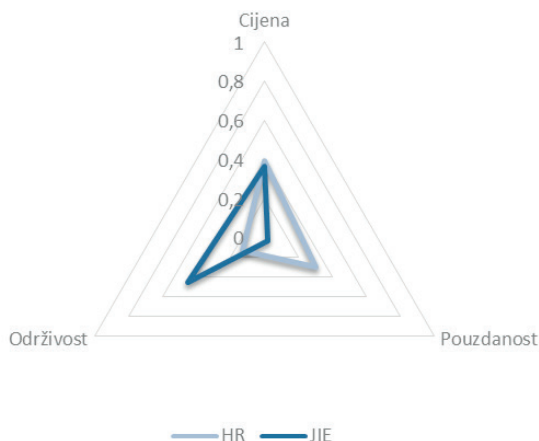
Slika 58. Dimenzije indeksa elektroenergetske sigurnosti za zemlje JIE u 2021.

Temeljem dimenzija mogu se izračunati i vrijednosti indeksa, gdje se dimenzije prikazuju kao jedan konačan broj. Slika 59 prikazuje indekse elektroenergetske sigurnosti za svaku od promatranih zemalja JIE.



Slika 59. Indeksi elektroenergetske sigurnosti za zemlje JIE u 2021.

Radi jednostavnijeg prikaza, slika 60 prikazuje usporedbu dimenzija indeksa elektroenergetske sigurnosti za JIE i Hrvatsku. Može se vidjeti da, u usporedbi s prosjekom JIE, elektroenergetski sektor Hrvatske ima veću proizvodnu cijenu i znatno je manje pouzdan, no, s druge strane, i ekološki prihvatljiviji.



Slika 60. Usporedba dimenzija indeksa JIE i Hrvatske za 2021.

Kada su dobiveni konačni rezultati, može se pristupiti i izvođenju glavnih zaključaka proizašlih iz analize:

1. Kosovo, Srbija, Bosna i Hercegovina i Makedonija imaju sektore koji nisu usklađeni s tržišnim trendovima. Usprkos relativnoj uspješnosti, može se zaključiti kako su proizvodni portfelji navedenih zemalja zastarjeli i nedovoljno održivi promatrajući dugoročno razdoblje.
2. Mađarska, Albanija, Makedonija i Hrvatska nemaju zadovoljavajuće pokazatelje pouzdanosti. Mađarsku je potrebno dodatno istaknuti kao zemlju s daleko najvećim uvozom električne energije (po količini, ali i udjelu u pokrivanju ukupne potražnje).
3. Rumunjska, Bugarska i Hrvatska imaju najviše cijene električne energije. Najvećim dijelom za to je kriva povećana implementacija obnovljivih izvora. Analizom je utvrđeno kako su, kao što je već i navedeno, i Rumunjska i Bugarska trenutno suočeni sa značajnim problemima vezanim za ispunjavanjem obaveza prema povlaštenim proizvođačima, a kako je sljedeća na redu upravo Hrvatska. Ukoliko se rast kapaciteta obnovljivih izvora nastavi, bit će potrebno prilagoditi odnose na tržištu. Kako sada stvari stoje, glavni teret mogli bi podnijeti krajnji kupci kroz daljnje povećanje naknada za obnovljive izvore.

9. KOMPARATIVNA ANALIZA TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE U VELIKOJ BRITANIJU, ŠPANJOLSKOJ I NORD POOL-U

(ALFREDO VIŠKOVIĆ, VLADIMIR FRANKI)

9.1. Uvodno razmatranje

U ovom dijelu udžbenika analiziraju se iskustva tržišta električne energije Engleske i Walesa, Norveške i Španjolske, uz primjere iz drugih zemalja. Dan je i kratak opis tržišta obuhvaćenih istraživanjem. Kako bi se sumirala najnovija iskustva, opisan je način na koji se promatrane zemlje nose sa značajkama dizajna tržišta električne energije. Riječ je o sljedećim značajkama:

- odnos između bilateralnih ugovora i centraliziranih *poolova*, odnosno bruto *poolova* i neto *poolova*,
- pravila za određivanje cijena u centraliziranim sustavima, uključujući naknade,
- metoda nagrađivanja za ulaganje u proizvodne kapacitete,
- procedure rješavanja učinka prijenosnih ograničenja.

Velika je važnost prethodno navedenih značajki budući da ne postoji konsenzus o ispravnom djelovanju. Različita tržišta primjenjuju različite pristupe kako bi se prilagodila lokalnim uvjetima. Međutim, ipak je moguće izdvojiti neke zajedničke principe.

9.1.1. Zajednički principi i upute

9.1.1.1. Ugovori i poolovi

Razmatranje ugovora i *poolova* pokazuje da postoji određeni broj pogrešnih pretpostavki koje su se našle u nedavnim raspravama o trgovini električnom energijom. Često se preporučuje ukidanje obvezatnih *poolova*. Preporučuje se i da novi sustav u Engleskoj i Walesu zamijeni obvezatne *poolove* bilateralnim ugovorima. Ipak, sva tržišta električne energije trebaju određeni središnji sustav koji će održavati ravnotežu. Također trebaju obveznu shemu zbog rješavanja slučajnih odstupanja cijena. Razmatranje pravila za određivanje cijena ubrzo je dovelo do rasprave o tržišnoj moći. Dokazi o učinku pravila za određivanje cijena na tržišnu moć su ograničeni, no sugeriraju da korištenje propisa za određivanje cijene utječe na prosječnu visinu cijena.

9.1.1.2. Plaćanje snage

Različita tržišta usvajaju različite metode nagrađivanja ulaganja u mogućnosti proizvodnje,

odnosno prijenosa električne energije. Neka od njih u cijelosti se oslanjaju na tržišne cijene električne energije, dok druga izričito koriste naknadu za snagu. Analiza troškova i rizika pri oslanjanju samo na cijene energije pokazuje zbog čega mnoge termoelektrane koriste naplatu snage umjesto tržišnih cijena. Čini se da ne postoji univerzalno rješenje tog problema, već odabir svakog tržišta odražava njegove lokalne potrebe i uvjete.

9.1.1.3. Rješavanje problema zagušenja

Iste primjedbe vrijede i za metode koje se koriste za rješavanje ograničenja prijenosa: nema rješenja koje bi prevladavalo. Iako je broj mogućih rješenja ograničen, najvažnije je pitanje treba li podijeliti tržište pri ograničenju prijenosa. Kada do toga dođe, investitori dobivaju signal koji čini ulaganje učinkovitim. Ipak, neka tržišta premošćuju ograničenja prijenosa kako bi povećala likvidnost i zaštitila tržišne cijene od ponašanja pojedinih proizvođača koji posluju unutar ograničenog područja. Ni tu ne postoji univerzalno rješenje, već samo niz kriterija za kreiranje lokalnih rješenja.

9.1.2. Zaključak

U novije su vrijeme mnoge zemlje organizirale tržišta električne energije, pa brojni dobavljači nude standardne sustave za upravljanje njima. Usprkos tome, tržište električne energije ostaje zanimljiva tema. Neke prividno bitne odluke (bruto *poolovi*/neto *poolovi* i centralizirana pravila za određivanje cijena) u praksi imaju vrlo malo utjecaja. S druge strane, neke bitne odluke mogu se donijeti tek nakon što se uzmu u obzir mnogobrojne lokalne specifičnosti (plaćanje snage i rješavanje problema zagušenja).

9.2. Struktura tržišta

Ovdje će ukratko biti opisana struktura tržišta električne energije u svakoj od triju analiziranih zemalja. Iznese informacije nisu iscrpne, ali su korisne za razumijevanje problematike.

9.2.1. ENTSO-E

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) je europska mreža operatora prijenosnih sustava. Zastupa 42 operatora prijenosnih sustava električne energije iz 35 zemalja diljem Europe, čime se prostire i izvan granica EU-a. ENTSO-E uspostavljen Trećim energetske paketa EU-a za unutarnje energetske tržište 2009. godine, čiji je cilj bio daljnja liberalizacija tržišta plina i električne energije u EU-u. ENTSO-E promiče bližu suradnju među europskim OPS-ovima kako bi podržao provedbu energetske politike EU-a i postigao ciljeve europske energetske i klimatske politike koji mijenjaju samu prirodu elektroenergetskog sustava. Glavni ciljevi ENTSO-E-a su integracija obnov-

ljivih izvora energije, te dovršetak unutarnjeg energetskog tržišta EU. ENTSO-E ima za cilj biti središnja točka za sva tehnička, tržišna i politička pitanja u vezi s operatorima prijenosnih sustava i europske prijenosne mreže. Za izvršavanje svojih zakonom ovlaštenih zadaća, ključne odgovornosti ENTSO-E uključuju:

1. Razvoj i provedba standarda, mrežnih kodova, platformi i alata za osiguranje sigurnog rada sustava i tržišta, kao i integraciju obnovljivih izvora energije;
2. Procjena adekvatnosti sustava u različitim vremenskim okvirima;
3. Koordinacija planiranja i razvoja infrastrukture na europskoj razini, odnosno deseto-godišnji planovi razvoja mreže;
4. Koordinacija istraživačkih, razvojnih i inovacijskih aktivnosti operatorima prijenosnih sustava;
5. Razvoj platformi za transparentnu razmjenu podataka s sudionicima na tržištu.

9.2.2. Engleska i Wales

Stvaranje organiziranih tržišta električne energije kao što su *pool* i burze električne energije započeo je u Engleskoj i Walesu 1989. Proces liberalizacije u Engleskoj i Walesu nije vođen europskim direktivama, već ga je uspostavila Vlada Ujedinjenog Kraljevstva pod vodstvom Margaret Thatcher. Glavna motivacija za ove reforme bila je neučinkovitost postojećeg sustava koji se temeljio na monopolnom tržištu. Elektroprivreda je u Engleskoj i Walesu restrukturirana 1990. godine. Državni monopol odgovoran za proizvodnju i distribuciju podijeljen je na tvrtku za prijenos električne energije (National Grid Company) i tri tvrtke za proizvodnju (National Power, Powergen i Nuclear Electric). Sve su navedene tvrtke u konačnici privatizirane, iako je država zadržala određeni udio u njima sve do 1996. Dvanaest distribucijskih tvrtki privatizirano je 1991., no država je zadržala „zlatni udio“ sve do 1996., nakon čega većinu distribucijskih tvrtki preuzimaju tvrtke iz SAD-a, Europe i Škotske. Tri proizvodne tvrtke imale su veliku tržišnu moć, iako je 90-ih došlo do naglog širenja ulaganja nezavisnih tvrtki u proizvodnju korištenjem plina. Godine 1996. regulator je nametnuo zaštitnu cijenu i zahtijeva od National Powera i Powergena prodaju 6 GW njegovih snaga. Godine 1999. (dok su se National Power i Powergen pokušavali spojiti s distribucijskim tvrtkama ili njihovim maloprodajnim granama) vlada je nametnula daljnju prodaju kao uvjet za odobrenje spajanja. Kao rezultat toga, krajem 2000. proizvodni sektor podijeljen je između nekoliko većih tvrtki te velikog broja manjih. Otada su se cijene električne energije znatno snizile.

9.2.2.1. Elektroenergetski pool

U razdoblju od 1990. do 2001. proizvođači iz Engleske i Walesa prodavali su sav svoj fizički izlaz elektroenergetskom *poolu*, dok je maloprodaja kupovala za sve svoje fizičke potrebe

od *poola*.¹⁴⁴ Kao što je objašnjeno u 3. poglavlju, takav aranžman definiran je kao bruto *pool*. Elektroenergetski *pool* bio je višestrani ugovor između proizvođača trgovaca na malo i ostalih bitnih sudionika. Svakog dana do 10 sati svi uključeni proizvođači nudili su određenu količinu električne energije za svako utvrđeno polusatno razdoblje te grupu minimalnih ponudbenih cijena po kojima su bili voljni proizvoditi idućeg dana. Operator sustava (koji je djelovao u ime članova *poola*) upisivao je sve informacije u plan proizvodnje za idući dan, i usklađivao ponude proizvođača s predviđenom potražnjom. Iz tog plana proizvodnje *pool* je izračunavao kupovnu cijenu *poola* za planirani izlaz. Posebnim dogovorima rješavale su se promjene izlaza u razdoblju između 10 sati i vremena isporuke. Trgovci na malo plaćali su navedenu cijenu plus dodatak za pokrivanje troškova kratkoročnih promjena izlaza i ostalih troškova poslovanja sustava.

Tržišni sudionici osiguravali su se od financijskog rizika povezanog s promjenama cijena potpisivanjem financijskih ugovora („ugovori za razlike”) za dogovorene cijene. Prema tim su se ugovorima troškovi podmirivali gotovinom kako bi se troškovi prodaje električne energije putem *poola* (po njihovoj cijeni) zamijenili troškovima izravne isporuke (po ugovorenoj cijeni). Mijenjali su se od kratkoročnih (za dan ili mjesec) do dugoročnih (neki i preko 20 godina) te omogućavali tržišnim sudionicima gospodarenje rizikom na brojne nove načine.

9.2.2.2. NETA

NETA se odnosi na New Electricity Trading Agreements (novi ugovori za trgovinu električnom energijom) koji su stupili na snagu 27. ožujka 2001. NETA je uključen u Balancing and Settlement Code, koji trebaju potpisati svi proizvođači, trgovci i trgovci na malo. U okviru NETA-e centralizirano tržište Engleske i Walesa djeluje kao neto *pool*, odnosno bavi se samo trgovinom izvan bilateralnih ugovora između proizvođača, trgovaca na malo, kupaca i ostalih sudionika. Proizvođači električne energije ugovaraju s kupcima fizičke količine električne energije po dogovorenoj cijeni. Neposredno prije vremena isporuke¹⁴⁵, sudionici obavještavaju operatora sustava o ugovorenoj kupnji i prodaji, kao i o predviđenoj proizvodnji i potrošnji električne energije i cijenama po kojima su voljni povećati ili smanjiti svoju proizvodnju i potrošnju. Operator sustava upravlja sustavom objavljivanjem ponuda putem mehanizma uravnoteženja tzv. *Balancing Mechanism*. Ponude koje su prihvaćene određuju cijene koje će se koristiti za rješavanje odstupanja između mjerenih protoka i ugovora. Niska cijena primjenjuje se u slučaju viška, a visoka cijena kod manjka. Stvoren je veći broj tržišta kako bi se pomoglo prodavačima da pronađu kupce za svoje ugovore. Neka tržišta djeluju u obliku formalne razmjene, uključujući automatiziranu razmjenu električne energije te UK razmjenu energije. Svaka od njih nudi raznovrsne ugovore (go-

144 Postojalo je svega nekoliko iznimaka ovom pravilu, za proizvođače spojene na niskonaponske mreže ili proizvođače koji se nalaze unutar prostora potrošača.

145 Originalno, krajnji rok bio je tri i pol sata prije isporuke, ali je skraćen na jedan sat drugog srpnja 2002.

dišnje, sezonske, kvartalne, mjesečne, tjedne, dnevne, pa i za kraća razdoblja). Ipak, nije dan oblik razmjene još nije privukao kritičnu masu trgovine potrebnu da tržište postane likvidno. Velik dio trgovine odvija se putem brokera, od kojih pojedini objavljuju vlastite indekse (procjene) tržišnih cijena.

9.2.3. Španjolska

U Španjolskoj su proizvodna postrojenja i distribucijska mreža, kao i dio 220 kV prijenosne mreže, uglavnom u vlasništvu četiriju tvrtki: Endesa, Iberdrola, Union Fenosa i Hidrocarburo. Ostali proizvođači sudjeluju kroz „specijalni režim” koji nudi reguliranu tarifu za proizvodnju određenih vrsta postrojenja. Zasebna tvrtka, Red Electrica de Espana, posjeduje većinu 400 kV prijenosne mreže te dio 220 kV mreže. Na Španjolskom tržištu električne energije konkurencija je uvedena 1. siječnja 1998. Također je organizirano oko centraliziranog tržišta (*poola*), koje koegzistira u obliku određenih bilateralnih fizičkih i financijskih ugovora između proizvođača, preprodavača i potrošača¹⁴⁶. Tržišni operator (MO) odgovoran je za koordinaciju ekonomskih aspekata tržišta električne energije. Operator sustava (SO) odgovoran je za upravljanje tehničkim sustavom i pomoćnim službama. MO je zadužen za usklađivanje ponuda za prodaju energije na dnevnom i unutardnevnom tržištu, na kojem određuje konačne cijene (marginalne cijene) za svaki sat. Također je odgovoran za rješavanje promptnih isporuka i odstupanje.

Pool se temelji na sljedećim tržištima.

9.2.3.1. Dnevno tržište (tržište „za idući dan”)

Najveći dio proizvodnje prodaje se na dnevnom tržištu. Kako bi mogle sudjelovati, sve raspoložive proizvodne jedinice trebaju dostaviti svoje ponude tom tržištu za svu energiju koja nije ugovorena bilateralnim ugovorima. Kupci su distributeri, preprodavači i povlašteni kupci (tj. oni kojima je odobreno sudjelovanje na tržištu). Vanjski sudionici (vlasnici kapaciteta u prekograničnim vodovima) također mogu sudjelovati kao prodavatelji ili kupci električne energije. Tržište „za idući dan” usklađuje ponude kako bi udovoljilo zahtjevima te određuje cijene za 24-satno razdoblje za idući dan. Ponude se mogu dostaviti MO-u najkasnije do 10.00 sati jedan dan prije dispečinga. Međunarodni ugovori za fizičke isporuke izvan *poola* također trebaju poštivati navedeni rok, dok se za domaće fizičke ugovore rok može produljiti za jedan sat. U procesu usklađivanja MO-a nastoji se pronaći način da se uz najniže troškove zadovolji potražnja putem raspoloživih ponuda za svaki sat zasebno, te se potom provode usklađivanja koja odražavaju ograničenja izmjene postrojenja te minimalna ograničenja prihoda. Cijena na tržištu za dan unaprijed za svaki sat tijekom idućeg dana definira se prema najvišoj cijeni iz prihvaćenih ponuda kako bi se zadovoljila potražnja za

146 Ugovori između proizvođača i trgovaca bili su omogućeni početkom 2003.

taj sat¹⁴⁷. Ta se cijena koristi za podmirivanje ukupne energije prodane na spomenutom tržištu u tom satu. Određena je zaštitna cijena od 18 centi/kWh.

Osim prihoda od energije prodane na tržištu „za dan unaprijed“, proizvođači dobivaju naknadu za snagu, neovisno o tome je li MO prihvatio njihove ponude. Cilj te naknade je poticanje gradnje proizvodnih postrojenja. Troškovi naknade za snagu namiruju se od potrošača kao dodatak po potrošenom kilovatsatu. Potrošači koji se više ne koriste reguliranom tarifom plaćaju manju naknadu nego potrošači koji se opskrbljuju električnom energijom po reguliranoj tarifi. Počevši od proizvodnog plana koji predstavlja zbroj fizičkih ugovora i prodaje na tržištu „za idući dan“, SO rješava sve probleme vezane za ograničenja prijenosa te ugovore za rezervnu energiju za idući dan. Kada SO traži od proizvođača povećanje izlaza zbog prijenosnih ograničenja, proizvođaču se nudi cijena za dodatnu proizvodnju. Kada SO traži od proizvođača smanjenje izlaza zbog ograničenja prijenosa, njegova se prodaja na tržištu „za idući dan“ stornira, a proizvođač ne prima nikakvu naknadu. Rezerve se plaćaju na osnovi marginalne ponude (po najvišoj cijeni) koju SO prihvati. Sudionici koji žele izmijeniti svoj program te izbjeći naplatu odstupanja, trebaju povući svoja zaduženja na tržištu unutar dana.

9.2.3.2. Tržište „unutar dana“ (tržište usklađivanja)

Svakoga dana, tržište slobodnih viškova održava šest dogovora kojima se obuhvaća trgovina u svim satima od 2 ¼ sati unaprijed pa sve do završetka razdoblja obuhvaćenog zadnjim tržištem dan unaprijed. Svaki dogovor tijekom dana sličan je dogovoru u sustavu „dan unaprijed“ po tome što sudionici podnose ponude i zahtjeve, MO usklađuje ponude sa zahtjevima, a najviša cijena prihvaćene ponude definira tržišnu cijenu za svaki sat. Kao i u prethodnom slučaju, sva trgovina na tržištu unutar dana predstavlja čvrstu obvezu. Kako se bliži rok isporuke, sudionici tržišta imaju mogućnost uskladiti svoja stajališta kako bi izbjegli kazne za odstupanja. Tako se kupnja i prodaja za svaki sat povećava u odnosu na kupnju i prodaju iz prethodnog dogovora za svaki sat.

9.2.3.3. Odstupanja (debalans)

U realnom vremenu fizičku ravnotežu između proizvodnje i potrošnje električne energije osiguravaju pomoćne systemske usluge OPS-a. Neke su pomoćne usluge obvezne (primarna regulacija i regulacija napona), a neke dobrovoljne (sekundarna i tercijarna regulacija, dodatna regulacija napona). Te tzv. dobrovoljne servisne usluge pružaju se na zahtjev, ali se ne plaćaju.

147 Cijena navedena u ponudama potražnje ne može odrediti tržišnu cijenu, čak ni kada je proizvodni kapacitet nedostatan za pokrivanje potražnje.

9.2.4. Nord Pool

Norveška, Finska, Švedska i Danska imaju jedinstveno veleprodajno tržište električne energije, poznato pod nazivom Nord Pool. Nord Pool je 1993. zamijenio bivšu norvešku tvrtku, dok su se ostale zemlje pridružile kasnije. Tako se Danska pridružila 2000. Svaka od zemalja zadržava pravo reguliranja i postavljanja tržišnih pravila i svaka od njih ima različite razloge i raspored liberalizacije svog tržišta. Unutar svake zemlje proizvodnja i distribucija podijeljene su između velikog broja tvrtki, samo u Norveškoj djeluje oko 200 distribucijskih tvrtki. Tržište je konkurentno usprkos tome što su neki od sudionika vrlo jaki (u Norveškoj Statkraft drži oko 30 % ukupne proizvodnje, dok na švedskom tržištu najveći udio ima Vattenfall). Ipak još ima tvrtki u vlasništvu države i gradova, što može smanjiti pokušaje zloupotrebe tržišnog položaja.

9.2.4.1. Nord Poolova tržišta

Nord Pool djeluje na dva odvojena tržišta – fizičkom i financijskom. Elspot je fizičko tržište koje se uspostavlja za razdoblje od idućih 24 sata i obično služi za rješavanje ograničenja u prijenosu i isporuci. (U Švedskoj i Finskoj Nord Pool također organizira tržište 2 sata prije isporuke). Espot određuje cijenu električne energije za sustav u cjelini. Ipak, mreža u nordijskom području podijeljena je ograničenjima prijenosa i Nord Pool surađuje s operatorima sustava radi definiranja regionalne cijene za svaki dio mreže. Švedska, Finska i Danska računaju se kao jedno područje, dok u Norveškoj može postojati do 5 regija. Takvo zonsko određivanje cijena poznato je pod nazivom cijepanje tržišta. Financijsko tržište pokriva buduću isporuku i opcije. Ugovori se mogu sklapati za razdoblja od nekoliko dana pa do 4 godine. Svaka tvrtka može sudjelovati na tržištima Nord Poola neovisno o svojoj fizičkoj imovini u regiji.

9.2.4.2. Reguliranje tržišta električne energije

Prijenosne tvrtke svake zemlje neovisno djeluju na tržištu kao operatori sustava. Oni su odgovorni za održavanje ravnoteže između svoje mreže i svakog od operatora na *real-time* tržištu, kao i za rješavanje odstupanja. Takva *real-time* tržišta poznata su pod nazivom regulirana tržišta električne energije.

9.2.5. Bruto poolovi i neto poolovi

U Europi se u posljednje vrijeme istražuje potreba i uloga energetskih *poolova*, odnosno centraliziranih tržišta električne energije. Najnovije promjene u Engleskoj i Walesu, odnosno prelazak na novi sustav (NETA), ponekad se u dokumentima i na međunarodnim konferencijama prikazuje kao da je *pool* ukinut i zamijenjen bilateralnim ugovorima, odnosno kao da je prisilan. U praksi:

- u starom *pool*-sustavu svaki je proizvođač i trgovac na malo potpisivao bilateralni ugovor
- u NETA sustavu prihvaćanje odredbe *Balancing and Settlement* obvezno je za veći broj sudionika od obveze potpisivanja starog *Pool and Settlement Agreement*.

Podrobna analiza otkriva da je NETA zadržala brojne obvezne aspekte, ali je ključni aspekt reforme bio prijelaz s bruto *poola* (koji je osnovan i u Australiji i nekim tržištima SAD-a) na neto *pool* (poput onog u Skandinaviji i većem dijelu kontinentalne Europe). U nastavku će se objasniti razlika između bruto *poola* i neto *poola*, kao i utjecaji za ugovore.

9.2.5.1. Temeljna struktura tržišta električne energije

Sva tržišta električne energije trebaju u svakom trenutku biti usklađena kako bi jamčila stabilnost i sigurnost sustava. Sustav ispada iz ravnoteže kada se razina potražnje ili proizvodnje neočekivano promijeni. Svaki elektroenergetski sustav treba funkcionirati pri određenoj frekvenciji ili blizu određene frekvencije (u Europi je to 50 Hz). Ako dođe do povećanja potrošnje, frekvencija sustava opada (ili sustav ulazi u neplanirani uvoz iz susjednih sustava) odnosno, ako postoji višak proizvodnje, frekvencija se povećava (ili će snaga neočekivano usmjeriti tok u susjedne sustave). Operator svakog sustava odgovoran je za osiguranje ravnoteže sustava te njegovo zadržavanje unutar zadanih parametara.

9.2.5.2. Centralizirano održavanje ravnotežnog stanja

U cilju postizanja ravnoteže operator sustava poziva proizvođače (ili potrošače) da povećaju ili smanje proizvodnju (ili potrošnju) električne energije, sve dok se ponovno ne uspostavi ravnotežno stanje sustava. Potreba održavanja ravnoteže u svakom trenutku znači da je, u nekoj određenoj točki, operator sustava jedini odgovoran za nadzor pojedinih razina proizvodnje i potrošnje električne energije. Trenutak kada operator sustava preuzima odgovornost i bilateralna trgovina više nije moguća u Velikoj Britaniji poznat je pod nazivom *gate closure*. Tada se ulaz na bilateralno tržište zatvara i provode se usklađivanja putem trgovine koja uključuje operatora sustava (ili središnju razmjenu) kao jednu od ugovornih strana. Na pojedinim tržištima do zatvaranja ulaza dolazi dan prije isporuke kako bi se operatoru sustava omogućilo dovoljno vremena za usklađivanje rasporeda proizvodnje, odnosno da bi se proizvođaču dao izbor da bude uključen u sustav i sinkroniziran s njim. Zatvaranje ulaza dan unaprijed karakteristično je za španjolsko i norveško tržište (i njemačko), kao i za Englesku i Wales do ožujka 2001¹⁴⁸. Svaki od tih sustava omogućuje uskla-

148 U Španjolskoj postoji 6 dnevnih tržišta, tako da se zatvaranje sustava (*gate closure*) ne događa dan unaprijed već između 2^{1/4} i 7^{1/4} sati prije dispečiranja (raspon sati postoji zato što interval između dnevnih tržišta može trajati do 5 sati). Operator sustava može se odlučiti za zaključavanje (*lock in*) određenih planova za dan unaprijed (npr. za elektrane zbog prijenosnih ograničenja). Brokери smiju prilagoditi svoje planove na

divanje sa stanjem dan unaprijed, no u tom slučaju operator ili središnja razmjena uvijek predstavlja jednu stranu u razmjeni. Neka tržišta odluku o angažmanu za idući dan prepuštaju individualnim trgovcima. Operator sustava dovodi sustav u ravnotežu podešavanjem izlaza proizvođača koji su već uključeni i sinkronizirani sa sustavom. U takvim sustavima, do zatvaranja ulaza može doći i nekoliko sati ili minuta prije početka svakog razdoblja razmjene po satu (ili polusatnog razdoblja). Tako se npr. u Švedskoj bilateralna razmjena odvija do dva sata prije isporuke. U Engleskoj i Walesu se do ožujka 2001. ulaz zatvarao 3 - 5 sati prije isporuke, dok od 2. lipnja 2002. taj rok iznosi 1 sat.

9.2.5.3. Problem rješavanja "odstupanja"

S obzirom na to da korisnici sustava ne mogu predvidjeti točno stanje, povremene nepredvidive promjene u proizvodnji i potražnji dovode do odstupanja između ugovora i stvarnih tokova izmjerene proizvodnje i potrošnje. U bilo koje vrijeme, mnogi će individualni korisnici i trgovci ili „prelijevati“ energiju u sustav (u slučaju viška) ili je izvlačiti iz prijenosnog sustava (kako bi pokrili deficit). Nadzor ravnoteže sustava koju provodi operator sustava osigurava da takva neravnoteža ne šteti njegovoj sigurnosti i stabilnosti. Ipak, odstupanje predstavlja stvarni tok energije koji treba biti pretvoren u financijski oblik. Treba predvidjeti neki oblik kazne za deficit, odnosno nagrade za isporuku viška energije. Kada deficit ne bi predviđao dovoljnu kaznu, svi korisnici sustava imali bi koristi od izvlačenja povoljne energije iz sustava, što bi ubrzo dovelo do pada sustava. Stoga za svakoga tko je spojen na mrežu (kao proizvođač ili korisnik) treba postojati obveza sudjelovanja u određenoj vrsti obveze poravnanja kojom pristaju na plaćanje (ili dobivanje naknade) za neravnotežu.

9.2.5.4. Bruto poolovi i neto poolovi

S obzirom na to da u stanovitoj mjeri postoji sustav obveznog poravnanja odstupanja, temeljno pitanje koje se postavlja je na koji se način takvo odstupanje izračunava, odnosno je li pojedinačno odstupanje bruto ili neto bilateralnog ugovora¹⁴⁹.

Neto pool

Neto *pool*, koji mnogi opisuju kao sustav temeljen na bilateralnim ugovorima, mjeri odstupanja kao razliku između:

1. neto ugovornog stanja korisnika (prodaja minus nabava) te
2. neto fizičkog izlaza korisnika (proizvodnja minus potrošnja).

dnevnom tržištu sve dok ih operator sustava ne zaključa. Većina planova nije zaključana dan unaprijed.

149 S. Hunt, G. Shuttleworth, *Competition and Choice in Electricity*, John Wiley and Co., 1996, 144-145.

Razlika između ugovornog i fizičkog stanja smatra se odstupanjem koje se poravnava po cijeni koju ne određuje tržište, već pravila utvrđena ugovorom o obveznom poravnavanju. Naravno, ako se korisnici sustava uspiju držati ugovora, neće doći do odstupanja i moći će trgovati električnom energijom po ugovorenim cijenama. Takvi sustavi trebaju prisiliti ugovorne strane na sudjelovanje u poravnavanju sustava. Većina sudionika razmjene nastoji zatvoriti stanje (tj. postići da odstupanje po njihovim ugovorima bude jednako nuli) kako bi izbjegli plaćanje naknade za odstupanje.

Bruto pool

Bruto *pool* je sustav koji zanemaruje bilateralne ugovore koje su potpisali sudionici. Sva fizička proizvodnja i potrošnja obračunava se kao da postoji odstupanje, a poravnava se po cijenama određenim ugovorom o obveznom poravnavanju. Taj se princip koristi u mnogim sustavima SAD-a, Latinske Amerike i Australije, dok se u Engleskoj i Walesu koristio do ožujka 2001. godine. Španjolska koristi bruto *pool* za domaću proizvodnju¹⁵⁰, a neto *pool* za međunarodne ugovore. Navedeni se režimi danas često opisuju kao obvezni *poolovi*. U navedenom slučaju sudionici potpisuju bilateralne ugovore, no tada dobivaju oblik financijskih „ugovora za razlike”. Takav oblik ugovora dobro je poznat na tim tržištima te omogućuje sudionicima da postignu ono što bi željeli ostvariti putem fizičkog bilateralnog ugovora. Uistinu, brojni su sudionici otkrili da ih je uvođenje NETA-a oslobodilo mnogih odredbi koje su predviđali financijski ugovori. *Bruto poolovi i neto poolovi* imaju mnoga zajednička obilježja:

1. Proizvođači, potrošači i trgovci mogu kupovati i prodavati ugovore za električnu energiju, omogućujući sudionicima osiguranje od rizika. U načelu, fizički i financijski ugovori imaju iste zaštitne elemente, iako svaka grupa tržišnih pravila može ograničiti mogući opseg ugovora.
2. U određenom trenutku (zatvaranje ulaza) operator sustava preuzima nadzor nad svim promjenama u proizvodnji i potrošnji.
3. Sudionici mogu kontrolirati izlaz iz svojih proizvodnih postrojenja podešavanjem ponuda i narudžbi koje podnose operatoru sustava.
4. Krajnja vrijednost ugovora o električnoj energiji ovisi o troškovima za alternativne izvore.

9.2.6. Rješenja ugovora u bruto *poolovima* i neto *poolovima*

Razlika između bruto *poolova* i neto *poolova* ponekad se pojavljuje kao izbor između financijskih i fizičkih ugovora. U praksi, nijedan veleprodajni ugovor za električnu energiju nije

150 Bilateralni fizički ugovori su dopušteni, ali kada domaći proizvođač potpiše bilateralni fizički ugovor s potrošačem, proizvođač gubi naknadu za dostupnost, a potrošač je oslobođen nadoplate za kapacitet. Naknada proizvođaču veća je od nadoplate potrošača, što rezultira neisplativošću ugovora.

stvarno fizički, budući da je nemoguće fizički prenositi energiju od prodavatelja do kupca. Razlika je u metodi uređivanja ugovora u različitim oblicima *poolova*. U neto *poolu* korisnici prijavljuju svoje ugovore sustavu¹⁵¹. U Španjolskoj, ugovori se objavljuju prethodnog dana. U Norveškoj trgovci mogu objaviti ugovore i određeno vrijeme nakon isporuke, što omogućuje široki raspon ugovornih oblika. Naknadno objavljivanje (*ex post trading*) omogućuje trgovcima korištenje ugovornih oblika koji ovise o informaciji u realnom vremenu te ugovora čiji opseg ovisi o sustavu mjerenja. U *neto poolovima* proces objavljivanja ugovora znači izvršenje prodaje energije dogovorene tim ugovorom. Proizvode li ugovorne strane električnu energiju ili je troše, nije uvijek bitno za izvršenje ugovora. Naravno, ako se proizvodnja ili potrošnja ne podudara s ugovorenim količinama, bit će obvezni plaćati naknadu za odstupanje. U bruto *poolu* koriste se financijski ugovori za razlike, što znači da se ugovori izvršavaju jednostavnom razmjenom količine novca koja odgovara ugovorenoj količini uvećanoj za razliku između:

1. cijene električne energije određene ugovorom i
2. referentne cijene koja se koristi za izravnaje tokova u *poolu*. Na mnogo se načina može objasniti zašto navedeni pristup zadovoljava potrebe ugovornih strana:
 - Kupac plaća ugovorenu količinu (CQ) po ugovorenoj cijeni (CP) – ukupno plaća $CQ \times CP$.
 - Prodavatelj ne ispunjava ugovor fizičkom predajom ugovorene količine električne energije kupcu, već prodavatelj daje kupcu vrijednost ugovorne količine električne energije (CQ) po referentnoj cijeni (RP) – ukupno plaća $CQ \times RP$.

Usporede li se stavke 1 i 2, uočljivo je da je neto plaćanje od prodavatelja prema kupcu jednako ugovornoj količini (CQ) pomnoženoj s razlikom u cijeni (RP-CP) (koja može biti pozitivna ili negativna). Ni bruto *poolovi* ni neto *poolovi* ne preferiraju korištenje fizičkih veleprodajnih ugovora. U neto *poolu* trgovine se ugovaraju slanjem informacije – prijavom ugovora – sustavu za rješavanje odstupanja. U bruto *poolu* trgovci ispunjavaju ugovore razmjenom gotovine za vrijednost ugovorene energije.

9.3. Empirijski dokazi učinkovitosti

Razlika između bruto *poola* i neto *poola* je u metodi podmirivanja odstupanja i ugovora. Često se sugerira da ta razlika poboljšava realne čimbenike poput učinkovitosti izlaza, razine cijena i stupnja konkurentnosti. Međutim, u praksi ta razlika ne pokazuje navedene učinke.

151 Ovaj pristup onemogućuje korištenje *non-firm* ugovora koji ovise o dostupnosti proizvođača, kao što onemogućuju i povezivanje ugovornih opsega sa stvarnim izmjerenim izlazima (koji su znani isključivo kasnije).

9.3.1. Utjecaj na učinkovitost tzv. izlaza i emisija

Kako bi se troškovi održali niskima, a na taj način i cijene za krajnje korisnike, sustav razmjene električne energije treba poticati učinkovito korištenje proizvodnje. Svrha centraliziranog sustava za održavanje ravnoteže (*poola*) jest ohrabrivanje proizvođača da daju informacije o marginalnim troškovima proizvodnje koje operator sustava koristi za određivanje optimalnog izlaza. U sustavu samostalnog dispečinga kao što je NETA tržišni sudionici razmjenjuju energiju kako bi stvorili učinkoviti (jeftiniji) dispečing temeljen na njihovom poznavanju vlastitih troškova. U oba sustava javljaju se pogreške i odstupanja. U osnovi, netko bi mogao misliti kako decentralizirani, tržišno orijentirani sustav stvara učinkovitiji plan proizvodnje od centraliziranoga, u kojem odluke donosi operator sustava, budući da više ljudi može dati više informacija. Ipak, rizik koji stvara tzv. kaznene cijene za odstupanja kod NETA-e utječe na ponašanje proizvođača tako da se smanjuje učinkovitost i povećavaju troškovi. Kako bi se smanjio rizik od plaćanja velikih kazni za deficit, tržišni sudionici neprekidno proizvode više energije od ugovorene (stvarajući ponovno neravnotežu u obliku viška). Tada operator sustava treba plaćati elektranama da smanje proizvodnju kako bi se ponovno uspostavila ravnoteža u sustavu.

Nadalje, kako bi se smanjio rizik od deficita zbog nepredviđenih raspada sustava, proizvođači imaju rezerve koje rade samo s dijelom kapaciteta, kako bi se zaštitili od zastoja u proizvodnji u slučaju kvara ili neočekivane povećane potražnje. Analize u Power UK-u provedene od 21. rujna do 6. studenog 2001. pokazuju višak od 2,7 GW. Taj višak odgovara količini od 5 djelomično opterećenih proizvodnih jedinica na ugljen i smanjio je efikasnost proizvodnje. Časopis procjenjuje da takva neučinkovitost povećava emisije CO₂ za 270.000 t godišnje¹⁵². Usporedba godišnjih statistika proizvodnje električne energije i razine emisija CO₂ sljedeći je dokaz neučinkovitog dispečinga uzrokovanog propisima o održavanju ravnoteže. Potražnja električne energije porasla je za oko 2 % godišnje do 1990. godine. Ipak su od 1990. do 1999. emisije CO₂ smanjene jer su proizvodne jedinice na ugljen zamijenjene onima na plin. Ipak, u 2000. i 2001. emisije ponovno rastu. U 2000. porast je uzrokovan niskom proizvodnjom nuklearnih elektrana (prekidi zbog redovitog održavanja), tako da su elektrane na ugljen pokrivale nastali deficit u izlazu električne energije. U 2001. godini ukupna količina goriva na bazi ugljikovodika (ugljen, mazut i plin) korištenog za proizvodnju električne energije porasla je za 4 % u odnosu na 2000., iako je izlaz iz elektrana na ugljen i plin povećan za samo 1,8 %. Ukupna potrošnja električne energije porasla je za 1,65 %, ali su emisije povećane za 3,89 % usprkos oporavku nuklearne proizvodnje.

9.3.2. Utjecaj na cijene i konkurenciju

U svom istraživanju¹⁵³ John Bower s oksfordskog Instituta za energetske studije daje empirijski dokaz kojim objašnjava smanjenje cijena na tržištu Engleske i Walesa od 1998. En-

152 Current NETA operation increases CO₂ emissions, Power UK, Issue 94, 19 December 2001.

153 J. Bower, *NETA is no BETTA than the Pool*, Power UK

gleski regulator Ofgem tvrdi kako je 40 postotno smanjenje veleprodajnih cijena rezultat uvođenja NETA-e. Bower je usporedio 18 varijabli (pokazatelje cijene, tržišnih udjela, tržišnih pravila i regulatornog okružja) s energetsom komponentom cijena *pool*/tržište za razdoblje od travnja 1990. do ožujka 2002. koristeći se standardnim tehnikama regresije na osnovi mjesečnih podataka. Uočio je da samo sedam varijabli ima statistički značajne koeficijente te da uvođenje NETA-a nije jedna od njih. Posljednjih godina (1998. - 2002.) jedine značajne varijable koje su utjecale na prosječne cijene iznad 10 % bile su:

- ukidanje vladinog proglašenja o odobrenju novih proizvodnih postrojenja na plin (*gas moratorium*), budući da je taj proglas povezan s porastom cijena od 3,35 funti po megavatsatu te
- znatno smanjenje koncentracije vlasništva među postrojenjima na ugljen (postrojenjima koja određuju tržišne cijene), što je dovelo do prosječnog smanjenja cijena od 6,89 funti po megavatsatu.

Bower zaključuje:

„Međunarodni regulatori mogu zaključiti kako će uvođenje reforme tipa NETA-e učiniti njihovo veleprodajno tržište električne energije konkurentnijim. Međutim, postignuti rezultati pokazuju da to nije tako, te da je struktura industrije, osobito u proizvodnom sektoru srednje klase, glavna odrednica konkurentnog veleprodajnog tržišta električne energije, neovisno o tome koji se tržišni mehanizam primjenjuje”.

9.3.3. Zaključak

Tvrđnja da prelazak iz Electricity Pool na NETA sustav predstavlja ukidanje centralizirane trgovine u korist konkurentnijeg sustava neosnovana je. Ne postoji dokaz da promjena pravila sama po sebi sustavno dovodi do nižih cijena. Najveća promjena koju je uvela NETA je usvajanje neto *poola*, u kojem se odstupanja izračunavaju kao neto iznos od prijavljenih ugovora. Španjolska i Norveška već koriste taj sustav, tako da se odstupanja izračunavaju kao neto, no operator sustava zadržava središnji nadzor proizvodnje još neko vrijeme, a sudjelovanje u poravnanju ostaje obvezno za proizvođače i trgovce. U NETA-i obveza usklađivanja s kodeksom Balancing and Settlement proširuje se na sve ugovorne strane, uključujući i trgovce koji su prije bili isključeni iz obveze da postanu članovi *poola*.

9.4. Algoritmi za određivanje veleprodajnih cijena

Neovisno o tome je li riječ o bruto *poolu* ili neto *poolu*, veći dio trgovine električnom energijom odvija se preko ugovora koje sklapaju kupac i prodavatelj. Tijekom pregovora kupac i prodavatelj mogu koristiti standardne uvjete, no cijene uvijek određuju ugovorne strane. Kada se električna energija kupuje unaprijed, korištenjem centraliziranog mehanizma, kao

na tržištima „dan unaprijed“ u Engleskoj i Walesu (do 2001.), Španjolskoj i Norveškoj, mehanizam treba uključivati pravilo za određivanje cijene primjenjive za svako razdoblje od jednog sata ili polusatno razdoblje, kako bi se spriječilo tržišnog operatora da zloupotrijebi svoju poziciju tijekom pregovora. Kada se odgovornost za tokove električne energije određuje nakon isporuke, kao u slučaju odstupanja, pravilo za određivanje cijena je nužno budući da tada ugovori više nisu izvedivi. Pravila za određivanje cijena na centraliziranom tržištu ukazuju na dva pitanja:

- Prvo, tržišna pravila moraju predvidjeti određuje li tržište jedinstvenu (engl. *market clearing*) cijenu ili za svaku razmjenu određuje cijenu koja ovisi o ponudi ili potražnji (*pay-as-bid*).
- Drugo, na tržištima koja su usvojila jedinstvenu cijenu pravila trebaju objašnjavati koji će aukcijski proces tržišni operator koristiti za određivanje cijene.

S obzirom na određivanje cijena pri odstupanjima, postavlja se pitanje treba li koristiti jednu cijenu (koja omogućuje jednostavnu zaštitu) ili dvije različite cijene za višak odnosno manjak (kako bi se potaknulo trgovce da izbjegavaju odstupanja).

9.4.1. Pravila za određivanje cijena

Sve do 2001. godine na tržištima električne energije bilo je normalno koristiti se *market-clearing* jedinstvenim cijenama koje bi se dobile nekom vrstom simultane ili iterativne aukcije. Opravdanje za takav pristup je u njegovoj usporedivosti s klasičnim metodama dispečinga, gdje proizvođači daju informacije o svojim varijabilnim troškovima. Ipak, zagovornici NETA-e smatrali su učinkovitijim uvođenje sustava *pay-as-bid*, u kojem proizvođači nude cijene koje žele da im budu plaćene. Ovdje će se analizirati oba pristupa, najprije u konkurentnim uvjetima, a nakon toga u uvjetima kada proizvođači posjeduju određeni stupanj tržišne moći koja im omogućuje podizanje cijena.

9.4.1.1. Tržišno određene cijene

Tržišno određena (engl. *market clearing*) cijena, koja se ponekad naziva i marginalnom (graničnom) cijenom sustava, cijena je po kojoj se količina ponude podudara s količinom potražnje. Tržišta koja određuju cijene na taj način opterećuju sve potrošače i plaćaju svim proizvođačima istu cijenu. To je najniža moguća cijena po kojoj su proizvođači voljni podmirivati potražnju. U konkurentnom okružju takvo podmirivanje potiče proizvođače da ponude svoj izlaz po promjenjivim (marginalnim) troškovima proizvodnje. U slučaju takve strategije ponude, tržište prihvaća njihovu ponudu isključivo ako tržišna cijena prelazi njihove marginalne troškove. Ako proizvođači ponude cijenu koja je veća od njihovih marginalnih troškova, ne posluju profitabilno. Slično tome, ako ponude cijenu nižu od svojih marginalnih troškova, može se od njih tražiti da proizvode po cijeni koja je niža od troškova. Ponuda

cijene koja je jednaka marginalnim troškovima osigurava prihvaćanje ponude uvijek kada je moguće ostvariti profit¹⁵⁴. U takvim uvjetima dobiveni uzorak izlaza bio bi učinkovit budući da tržišni operator poziva proizvođače redom prema veličini marginalnih troškova te zadovoljava potražnju uz najniže troškove u svakom razmatranom vremenskom razdoblju.

9.4.1.2. Pay-as-bid sustav

U sustavu *pay-as-bid* operator tržišta izjavljuje da će proizvođačima biti plaćena (te da će kupci platiti) cijena sadržana u njihovoj ponudi (zahtjevu), ako bude prihvaćena. U tom će slučaju proizvođači pokušati maksimalno povećati cijenu koja će im biti plaćena, no pritisak konkurencije onemogućit će veće promjene. Razlika u ponudenoj i plaćenju cijeni nastaje iz poteškoća vezanih za utvrđivanje konkurentne tržišne cijene. Kritičari marginalnog određivanja cijena sugeriraju da će sustav *pay-as-bid* rezultirati nižim cijenama, no te su tvrdnje neosnovane. U marginalnom sustavu određivanja cijena, proizvođači čiji su troškovi proizvodnje niži nude i niže cijene nego proizvođači s višim proizvodnim troškovima (koji stvarno određuju cijenu). Neki su zaključili da će im sustav *pay-as-bid* omogućiti kupnju od proizvođača s nižim troškovima proizvodnje. Međutim, u slučaju nadmetanja *pay-as-bid*, ponašanje proizvođača se mijenja. Umjesto da nude isporuku po cijeni svojih promjenjivih troškova, proizvođači određuju cijene koje odgovaraju njihovoj procjeni tržišnih cijena. Kada bi svaki proizvođač točno predvidio koja će biti tržišna cijena i tu cijenu ponudio, ne bi bilo razlike između pravila *pay-as-bid* i *market clearing*. No, u praksi proizvođači griješe u predviđanjima jer trebaju predati svoje ponude prije nastupajućih uvjeta. Tako cijena koju nudi proizvođač s nižim troškovima proizvodnje može nadvisiti cijenu koju ponudi neki proizvođač s većim troškovima, pa da se odabire skuplje postrojenje, dispečing je neučinkovit, a cijene su više nego što je potrebno¹⁵⁵. Potrošači se suočavaju sa sličnim problemima pri odlučivanju o cijeni koju su u stanju platiti.

Istraživanje u Velikoj Britaniji vezano za dva navedena sustava nije bilo usredotočeno na potencijalne pogreške u predviđanju, već na implikacije glede provođenja tržišne moći. Ironično, kako se istraživanje razvijalo, stupanj tržišne moći u proizvodnji znatno je smanjen, tako da je i samo istraživanje postalo nebitno. Usprkos tome, javno percipiranje istraživanja ili očekivanog ponašanja različitih pravila za određivanje cijena u nesavršenoj kon-

154 U Engleskoj i Walesu neke su elektrane, uglavnom nuklearne i pokoja s kombiniranim ciklusom, *poolu* besplatno nudile proizvodnju. Te su elektrane imale visoke troškove zaustavljanja i ponovnog pokretanja pa im je održavanje izlaza bilo primarno. U Španjolskoj su elektrane koje nude svoju proizvodnju besplatno uglavnom nuklearne elektrane ili protočne hidroelektrane.

155 Slučajevi sličnih pogrešaka mogu se pojaviti na tržištima gdje su cijene električne energije temeljene na graničnim cijenama sustava, ako su proizvođači obvezni prijaviti pojednostavljenu verziju svojih troškova. Mogućnost takvih pogrešaka se smanjuje ako proizvođači mogu prilagoditi svoj program, ili interno ili na kratkoročnom (engl. *intra-day*) tržištu. Učinkovitost se također može unaprijediti ako proizvođači podnesu složene ponude kojima specificiraju troškove povezane s različitim režimima rada (iako to operateru tržišta otežava odabir jedinstvenog rješenja s najmanjim troškovima tzv. *least cost*).

kurenciji ostaje moćna sila u kreiranju tržišta električne energije te zahtijeva detaljniju analizu.

9.4.1.3. Tržišna moć

Tijekom istraživanja u Velikoj Britaniji bilo je vrlo malo dokaza ili analize razlika u pravilima određivanja cijena. Kao što je već spomenuto, tvrdnja da će sustav *pay-as-bid* dovesti do nižih cijena nije uzela u obzir način na koji će, s promjenom pravila, i proizvođači mijenjati svoje ponašanje. Kritički stav da će doći do zlouporabe tržišne moći od strane proizvođača nastojao je usmjeriti pozornost na manipulaciju izraza LOLP, umjesto na cijene električne energije. Studija Johna Bowera o britanskom tržištu potvrđuje da promjena tržišnih pravila ne utječe na energetska komponentu veleprodajne cijene¹⁵⁶. Analiza dovodi do sljedećeg zaključka: „Prvi, i najznačajniji zaključak koji se može izvući jest da RETA-ina (*Review of Electricity Trading Arrangements*)¹⁵⁷ istraživanja, kao i sama NETA, nisu imala nikakav učinak na sustav marginalna cijena/referentna cijena. Drugim riječima, od ukupno testiranih 18 varijabli, RETA i NETA odmah su eliminirane jer su se pokazale statistički beznačajnima.“

DaDakle, Bowerova studija nije pronašla dokaz da je uvođenje pravila za određivanje cijena *pay-as-bid* snizilo cijene oslabljivanjem tržišne moći ili na neki drugi način. U *market clearing* sustavu zloupotrebu tržišne moći prilično je jednostavno otkriti uspoređivanjem ponuđenih cijena i marginalnih troškova (regulatorno tijelo ne može pretpostavljati da će odnos između ponuđenih cijena i marginalnih troškova ostati fiksna, no podizanje cijene koje nije vezano za promjene marginalnih troškova zahtijeva potanko ispitivanje). Ako se ne provede ozbiljno ispitivanje, tvrtke ne mogu povećati cijene. U Španjolskoj te Engleskoj i Walesu započeli su ispitivati ugovornu praksu proizvođača koji su se usredotočili na ponude vlasnika marginalnih (*mid-merit*) postrojenja koji su učinkovito određivali cijene. Svako je istraživanje potaknuto nepravilnim ponašanjem i tržišnim cijenama. U svakom slučaju, bilo je jasno koje tvrtke utječu na marginalnu cijenu.

U sustavu *pay-as-bid* sve strane polaze od vlastitih marginalnih troškova pri podnošenju ponuda i zahtjeva. Svi iznose cijene koje su vrlo bliske cijenama *market clearing* sustava. Zbog toga je mnogo teže procijeniti slijedi li cijena nekog proizvođača tržište, ili je namještena. Zbog toga je teže nadzirati ponašanje sudionika na tržištu. Nadalje, ako se veliki korisnici dogovore da podignu cijene, svi će proizvođači imati od toga koristi. Takve cijene potiču ulazak novih sudionika na tržište, rušeći tržišnu moć postojećih. U sustavu *pay-as-bid* novi sudionici ne mogu očekivati postizanje jednakih cijena kao i obvezni jer će njihova informiranost o tržišnim uvjetima biti slabija. California Power Exchange je provela istraživanje u kojoj ispituje odabir pravila za određivanje cijena te zaključuje: „Kod primjene jedinstvene cijene konkurenti napreduju ili propadaju ovisno o relativnoj proizvodnoj

156 J. Bower, op. cit.

157 RETA je studija preteča NETA-a (*New Electricity Trading Arrangements*).

učinkovitosti. To je preduvjet za postojanje konkurentnog tržišta. U sustavu *pay-as-bid* njihova profitabilnost ovisi o uspješnosti njihova predviđanja (cijena koje će ponuditi konkurencija)¹⁵⁸.“ To je otkriće bitno za učinkovitost i konkurentnost. Sustav marginalnih cijena relativno se jednostavno primjenjuje u malim tvrtkama koje trebaju razumjeti vlastitu strukturu troškova za kratkoročna ugovorna razdoblja u *poolu* te za oblikovanje saznanja o dugoročnim tržišnim cijenama za svrhe planiranja. U sustavu *pay-as-bid* i male tvrtke trebaju predviđati tržišne cijene ili će izgubiti velik dio profita. Ta je prognostička aktivnost neproporcionalna za male tvrtke te može predstavljati prepreku za investiranje i ulazak nezavisnih proizvođača.

9.4.1.4. Sažeti osvrt

Pri odabiru između sustava *market clearing* i *pay-as-bid* vodi se duga rasprava. Nikakvi dokazi ne potkrepljuju tvrdnju da sustav *pay-as-bid* donosi niže cijene, štoviše predstavlja prepreku za male trgovce, uključujući nezavisne proizvođače i individualne potrošače. U takvim prilikama veći proizvođači mogu jednostavnije provoditi svoju tržišnu moć. U praksi postoji vrlo malo dokaza da odabir načina određivanja cijena utječe na razinu cijena.

9.4.2. Postupci za određivanje cijena

Za primjenu pravila *market clearing* za određivanje cijena, tržište električne energije treba utvrditi što je to *market clearing* cijena. Postoje dva pristupa, a postupak koji će se koristiti ovisi o vrsti postrojenja koja prevladavaju u sustavu – hidroelektrane ili termoelektrane.

9.4.2.1. Postupak određivanja cijena za proizvodnju električne energije u hidroelektranama

U sustavima u kojima prevladavaju hidroelektrane, kao što je Nord Pool, cijena energenta jednaka je nuli, no voda pohranjena u akumulacijama ima oportune troškove koji se mijenjaju prema sagledavanjima buduće opskrbe i potražnje. Proizvođači nastoje odmah reagirati, pokretanjem ili zaustavljanjem proizvodnje na nekoliko minuta ili čak sekundi. Na takvim je tržištima moguće primijeniti (što norveški operator sustava i čini) vrstu pravila za određivanje cijena poznatu pod nazivom *tatonnement*, pri kojoj operator sustava djeluje kao „dražbovatelj naslijepo“ koji povisuje i smanjuje tržišnu cijenu sve dok se ne uspostavi ravnoteža između ponude i potražnje. U Norveškoj, proizvođači i potrošači objavljuju svoje ponude početkom dana. Tijekom svakog sata Statnett pokreće regulirano tržište električne energije, u kojem operator sustava kontinuirano objavljuje tržišne cijene u realnom vremenu, počevši od *market clearing* cijene za tržište „dan unaprijed“ (Elspot) za taj sat. Proi-

158 Kahn, A. Cramton, P. Porter, R. Tabors, R. (2001) Pricing in the California Power Exchange Electricity Market: Should California Switch from Uniform Pricing to Pay-as-bid Pricing?, University of Maryland.

zvođači (i potrošači) procjenjuju tu cijenu i odlučuju koju su količinu energije spremni proizvesti (ili potrošiti) po navedenoj cijeni. Operator sustava procjenjuje preostalu proizvodnju i potražnju pregledom stanja na interkonekcijama sa susjednim zemljama. Ako Norveška izvozi više nego što je dogovoreno, proizvodnja je prevelika; operator sustava smanjuje cijenu (prihvaćanjem i objavljivanjem niže cijene koja je sljedeća po rangui). Ako Norveška uvozi više nego što je dogovoreno, proizvodnja je premala; operator sustava povećava cijenu (prihvaćanjem i objavljivanjem sljedeće ponudene cijene). Tada tržišni sudionici usklađuju svoju proizvodnju i potražnju. Navedeni se postupak nastavlja sve dok se ne uspostavi ravnoteža između ponude i potražnje. Statnett određuje *market clearing* cijenu kao najvišu prihvaćenu cijenu (u slučaju nedostajuće proizvodnje) ili najnižu prihvaćenu cijenu (ako postoji višak proizvodnje).

9.4.2.2. Postupak određivanja cijena proizvodnje električne energije u termoenergetskim sustavima

U sustavima u kojima prevladava proizvodnja iz termoelektrana, svaka proizvodna jedinica ima specifične izbjegnute troškove proizvodnje koji pokrivaju troškove goriva i troškove održavanja. Kod termoelektrana također postoje ograničenja koja isključuju pojedine načine rada, npr. ulazak u pogon i izlazak iz pogona. Kao rezultat toga, operator sustava obično zadržava veću kontrolu nad fizičkim izlazom, kao što je to slučaj u Engleskoj, Walesu i Španjolskoj. U takvim se sustavima *market clearing* cijene izračunavaju iz uzorka izlaza koji daje operator sustava. Proizvođači daju informacije o svojim proizvodnim troškovima (npr. troškovi stavljanja u pogon plus varijabilni troškovi za svaki proizvedeni megakilovatsat) te tehničke parametre poput brzine izmjene (brzina kojom mijenjaju svoj izlaz u gradijent MW/min). Operator sustava koristi se složenim računalnim programom za izračunavanje najnižeg uzorka troška za svakog proizvođača (npr., na osnovi jednog dana) koji se temelji na troškovima i tehničkim podacima. Tržište koristi te izlazne podatke za određivanje *market clearing* cijene na sljedeći način:

1. za svakog proizvođača utvrđuje uzorak najnižih troškova koji je dovoljan za zadovoljavanje potražnje,
2. određuje troškove za svaki sat (ili pola sata) rada za svakog proizvođača,
3. pronalazi najskupljeg proizvođača za svako razdoblje od jednog sata,
4. određuje *market clearing* cijenu koja odgovara troškovima najskupljeg proizvođača u razdoblju od svakih pola sata.

Navedeni pristup u četiri koraka koristi se na španjolskom dnevnom tržištu električne energije, a koristio se i u Engleskoj i Walesu u starom sustavu. Posljednja etapa tog procesa često se kritizira kao neekonomična budući da pronalazi maksimalnu cijenu umjesto minimalne, što potrošači obično traže. Ipak, kritika je neosnovana. Zbog korištenja uzorka najnižih troškova, cijena koja se određuje u posljednjem koraku je u osnovi najniža jedin-

stvena cijena koja povlači razinu proizvodnje potrebnu za zadovoljavanje potražnje¹⁵⁹.

9.4.3. Jedinствена ili dvostruka pravila za obračun i naplatu odstupanja pri naplati električne energije

Svako tržište električne energije treba imati obvezni sustav ravnoteže opskrbe električnom energijom povezane s neravnotežom između ugovora i aktualnog prometa. Cijene povećane zbog takvih odstupanja utječu na postupanje tržišnih sudionika. Dugoročno, razina tih cijena određuje konačnu vrijednost električne energije, kao i poticaje za gradnju i održavanje proizvodnih objekata. Kratkoročno, vrijednost odstupanja utječe na poticaje za proizvodnju i potrošnju električne energije te na potpisivanje odgovarajućih tržišnih ugovora. Jedno od glavnih obilježja NETA-e je usvajanje dvostrukog režima cijena odstupanja – cijene su niže za višak proizvodnje nego za manjak. Svrha tog sustava je poticanje tržišnih sudionika na održavanje ravnoteže. Međutim, takav sustav utječe i na rizike i poticaje. U nastavku će se opisati prednosti jedinstvenog i dvojnog sustava cijena.

9.4.3.1. Sustav jedinstvene cijene

U Engleskoj, Walesu, Norveškoj i Španjolskoj sudionici plaćaju (ili dobivaju naknadu) za odstupanja od ugovorenih količina proizvodnje (i ponekad potrošnje). Pravila za određivanje cijena pri takvom odstupanju temelje se na jednoj od dviju filozofija pri određivanju cijena: *market clearing* cijena ili kaznena cijena.

- U Engleskoj i Walesu do 2001. godine proizvođači su se plaćali po nabavnoj cijeni za *pool* (marginalna cijena sustava plus LOLP.VOLL element) za cjelokupnu planiranu proizvodnju. Ako proizvođač nije proizveo dogovorenu količinu energije zbog kvara na postrojenju, treba platiti nabavnu cijenu *poola* za količinu energije koja nedostaje. S druge strane, potrošači plaćaju potrošnju električne energije po nabavnoj cijeni (i k tome malu naknadu za pokrivanje različitih operativnih troškova sustava). Kratkoročne promjene u proizvodnji i potrošnji zaračunavaju se po nabavnoj cijeni *poola*.
- U Španjolskoj se proizvođačima plaća marginalna cijena za prihvaćene ponude zbog održavanja ravnoteže između proizvodnje i potrošnje u realnom vremenu te naknada koja se temelji na troškovima sekundarne rezerve.
- U Norveškoj proizvođači većinu svoje proizvodnje prodaju putem ugovora (s ugovorenim cijenama), a jedan dio na tržištu „dan unaprijed” (Elsport) (koje određuje pojedinačne *market clearing* cijene). Sve iznenadne promjene u proizvodnji ili potrošnji rješavanju se po *market clearing* cijeni, koja se izračunava prema Statnettovim pravilima iz „Reguliranog tržišta električne energije” (Regulation power market).

159 Da su cijene malo niže, najmanje jedan proizvođač bi radio s gubitkom i ne bi bio voljan sudjelovati u proizvodnji.

U svim ostalim slučajevima koriste se pojedinačne naknade temeljene na *market clearing* cijenama električne energije. U starom *poolu* u Španjolskoj taj se sustav kombinira s usvajanjem bruto *poola*, u kojem sav (ili gotovo sav) fizički izlaz prolazi kroz centralizirano tržište. Zbog toga je teško reći oslanjaju li se suviše tržišni sudionici na tržište odstupanja. Ipak, u oba je sustava djelovalo centralizirano tržište za „dan unaprijed”. Kao rezultat toga, operatori sustava stigli su se prilagoditi novom uzorku. U Norveškoj operator sustava ima nadzor samo u realnom vremenu (za svako razdoblje od jednog sata). Proizvođači hidroenergije mogu reagirati na probleme u sustavu u roku nekoliko sekundi, tako da odstupanje ne stvara operativne probleme.

9.4.3.2. Sustav dvojnih cijena

Unutar NETA-e proizvođači, tržišni sudionici, maloprodaja i određeni potrošači u Engleskoj i Walesu plaćaju (ili dobivaju naknadu) za neravnotežu (disbalans) koja se izračunava kao razlika između izmjerene proizvodnje (ili potrošnje) i najavljene ugovorene prodaje (ili nabave)¹⁶⁰. Sudionici koji stvaraju deficit trebaju plaćati kupovnu cijenu sustava (engl. *System Buy Price* – SBP). SBP je relativno visoka cijena koja se izračunava na osnovi cijena iz ponuda skupih proizvođača kojima operator sustava savjetuje da povećaju svoju proizvodnju pomoću tehnike balansiranja (engl. *Balancing Mechanism* – BM). Kada sudionici stvaraju višak, plaćeni su po prodajnoj cijeni sustava (SSP). SSP je prosječna cijena koju plaća operator sustava za prodaju putem BM-a, i relativno je niska (ponekad čak i negativna). Sustav dvojnih cijena ponekad se može promatrati i kao kazneni sustav. Pretpostavi li se da je u nekom razdoblju tržišna cijena, između SBP-a i SSP-a, tada se može promatrati dvije cijene odstupanja kao tržišnu cijenu od koje se oduzimaju ili dodaju penali:

- prodajna cijena sustava (za višak) = PM - (penal 1)
- kupovna cijena sustava (za manjak) = PM + (penal 2).

U Nizozemskoj se dvojne cijene za odstupanje izračunavaju upravo na taj način, kao tržišna cijena (iz Amsterdam Power Exchange) plus ili minus određeni penal (odnosno 1 ili 2). Međutim, pod NETA-om nijedna cijena odstupanja nije stvarna tržišna cijena, već one odražavaju ograničeni skup proizvodnih uvjeta, a penali su prešutni i nepredvidivi. Na obje cijene znatno utječe ponašanje operatora sustava. Ta svojstva cijena odstupanja ne bi bila bitna kada bi tržišni sudionici mogli poduzeti potrebne korake za izbjegavanje odstupanja. Međutim, mnogi tržišni sudionici ne mogu kontrolirati ili točno predvidjeti svoju prodaju potrošačima (mali trgovci) ili proizvodnju (nekontinuirani proizvođač poput vjetroturbina). Dvojni sustav određivanja cijena stvara rizik od nezaštićenosti. Tržišni sudionici nisu u stanju predvidjeti koja će biti kupovna ili prodajna cijena sustava, ili koja će se cijena primije-

160 Proizvodnja (i njezine neto ugovorne prodaje) mora se voditi na odvojenom računu od potrošnje (i njezine neto ugovorne kupnje), tako da brokери ne mogu otpisati rizike neravnoteže između proizvodnje i potrošnje.

ni u slučaju njihovog odstupanja. Kao rezultat toga, oni nisu pronašli način za rješavanje odstupanja s drugim tržišnim sudionicima, već ih rješavaju:

1. Vodoravnom (i okomitom) integracijom
 - Vodoravna integracija omogućuje tržišnim sudionicima da prošire rizik izvan proizvodnje i prodaje, tako da se njihovo odstupanje manje mijenja u odnosu na njihove ukupne prihode. Navedeni pristup mogu koristiti samo veće tvrtke. U Njemačkoj je Federal Cartel Office kritizirao shemu dvojnih cijena koja se koristi u pojedinim dijelovima zemlje.
2. Kontinuiranim *going long*
 - Drugi pristup, *going long* znači da sudionici pokušavaju ostvariti višak u svim uvjetima. Navedeni pristup odgovara sudionicima koji su neskloni rizicima, budući da su penali za višak proizvodnje uvijek manje promjenjivi i niži nego oni za manju proizvodnju (deficit). Ako tržišni sudionici ulaze na tržište s namjerom zadržavanje *long* pozicije, odnosno stvaranjem viška proizvodnje, operator sustava treba stalno koristiti BM kako bi plaćao proizvođačima da smanje proizvodnju.
3. Odlukom da posluju fleksibilno, iako to ponekad znači manje učinkovito.
 - U trećem slučaju proizvođači posluju s manje rizika, ali i manje učinkovitosti, samo djelomično opterećujući znatan dio kapaciteta prije nego li da isključe neke od njih tijekom noći (kada su pojedini proizvodni kapaciteti isključeni, proizvođači se suočavaju s rizikom da se neće uspjeti vratiti u funkciju navrijeme).

Istraživanje *Balancing and Settlement* zasad se vodi između izmjene tržišnih pravila kako bi se eliminirale dvojne cijene i zamijenile jedinstvenom. Na to ih je potaknuo rizik s kojim se suočavaju male tvrtke koje nemaju koristi od vodoravne integracije. Ipak, operator je odgovorio protuprijedlogom koji zadržava sustav dvojnih cijena, ali smanjuje razliku među njima.

9.4.3.3. Zaključci

Iako električna energija prividno ima jednaku vrijednost u svako doba, neovisno o tome odakle dolazi i kamo se kreće, pojedina tržišta električne energije koriste dvije različite cijene za rješavanje odstupanja, nižu za višak proizvodnje i višu za manjak. Razlog tome je želja da se potaknu individualni tržišni sudionici da održavaju ravnotežu, odnosno da svoju neto proizvodnju usklade s neto ugovorima. Kreiranje dviju cijena za odstupanje bio je jedan od prioriteta NETA-e, a cilj je bio poticanje razmjene, odnosno poticanje tržišnih sudionika da sami održavaju ravnotežu umjesto da se oslanjaju na operatora sustava. No, u stvarnosti su rezultati bili u stanovitoj mjeri drugačiji: u strahu od visokih penala povezanih s deficitom, tržišni sudionici neprekidno stvaraju višak proizvodnje. Stoga operator sustava treba kontinuirano intervenirati da smanji proizvodnju. Takav proces ne predstavlja nužno učinkovit uzorak dispečinga, niti smanjuje ulogu operatora sustava. Nadalje, nepredvidiva priroda tzv. penala stvorila je neželjene rizike i financijske probleme nezavisnim (odnosno

malim) tvrtkama koje obuhvaćaju manji broj proizvođača odnosno opskrbljuju manji broj potrošača. Taj problem uzrokuje prepreku za ulazak na tržište električne energije. U sustavima poput britanskoga, gdje je proizvodnja podijeljena između velikog broja proizvođača kako bi se omogućila konkurencija, obeshrabrivanje nezavisnih tvrtki može se pokazati nedostatnim.

U Njemačkoj, gdje je proizvodnja koncentrirana, obeshrabrivanje novih sudionika toliko je ozbiljno da zahtijeva istragu Saveznog ureda za kartele. Španjolsko tržište uvodi jedinstvenu cijenu za uravnoteživanje viška i manjka proizvodnje, no potom određuje troškove pomoćnih usluga za apsolutno odstupanje, kako bi potaknulo tržišne sudionike da ustraju u programima svoje proizvodne aktivnosti. Sličan pristup koristi se i u Nizozemskoj. Uvođenje jedinstvene cijene omogućuje sudionicima učinkovitije rješavanje rizika. Na primjer, ako se poveća potražnja, sudionici znaju da će tržišni operator od njih zahtijevati dodatnu proizvodnju. Najviša cijena koja se plaća za tu proizvodnju određuje prihod generatora i opterećenje trgovaca na malo, čija se potražnja povećala. Dakle, i proizvođač i trgovac na malo suočavaju se sa sličnim rizikom i njihovi neto prihodi ovise o jednakoj osnovnoj cijeni. Nord Pool također koristi jedinstvenu cijenu za rješavanje naplate odstupanja, budući da je lako predvidiva i može se osigurati. Potreba tržišnih sudionika da održavaju ravnotežu i penali koji se plaćaju na apsolutnu vrijednost odstupanja ovise o nekoliko čimbenika:

- Operator sustava može tražiti od sudionika održavanje ravnoteže ako je teško djelovati u slučaju odstupanja ili ako prijeti sigurnosti sustava. Nijedan od navedenih uvjeta ne vrijedi u Norveškoj, što možda objašnjava prihvaćanje jedinstvene cijene. Rizik je manji ako operator sustava ima nadzor nad proizvodnjom dan unaprijed.
- Penali za odstupanja najviše utječu na male proizvođače i trgovce na malo, budući da oni ne mogu prenijeti rizik izvan proizvodnje i potrošnje. To je problem za tržišta na kojima je bitan ulazak novih sudionika.

Dakle, odabir jedinstvene ili dvojne cijene ovisi o tome je li operator sustava u stanju osigurati stabilnost sustava uz manje troškove, odnosno je li poticanje ulaska malih tvrtki prioritet ili ne. Čak i kada se smatra poželjnim penalizirati odstupanja, ti bi penali trebali biti predvidivi i ograničenog raspona. Primjer NETA-e pokazuje da veliki i nepredvidivi penali za odstupanja stvaraju prevelik rizik te nepotrebno kažnjavaju male sudionike. Zbog toga je poželjna promjena takvog stajališta.

10. PLAĆANJE KAPACITETA ELEKTRIČNE ENERGIJE (ALFREDO VIŠKOVIĆ)

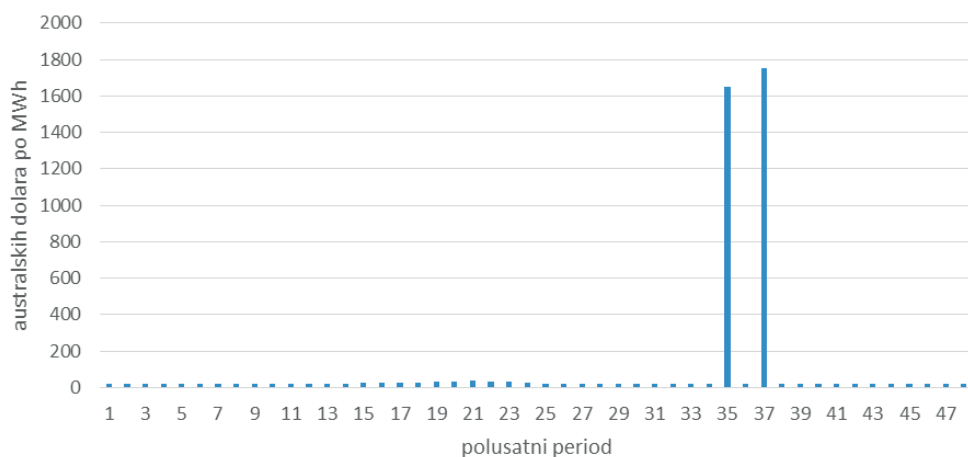
10.1. Ekonomska stajališta pri investiranju u proizvodnju električne energije

Za elektroprivredu su karakteristične velike investicije u dugoročnu imovinu, poput termoelektrana i prijenosnih vodova. Vijek te imovine je između 20 i 40 godina i investicije su nepovratne. Fiksni troškovi za kupnju i gradnju tih objekata su nepovratno uloženi troškovi koji se ne mogu izbjeći. Za rad pogona vlasnici se izlažu izbježivim troškovima. Neki od njih su fiksni (kako bi imovina bila dostupna), a drugi varijabilni (povezani sa stupnjem proizvodnje). Ulagачi se nadaju da će vratiti uložene troškove tijekom životnog vijeka postrojenja, kada se cijene smanje ispod izbježivih troškova. Na konkurentnim tržištima cijene su usmjerene prema marginalnim troškovima zadovoljavanja potražnje. Veći dio vremena proizvodni kapacitet prelazi potražnju i marginalni troškovi zadovoljavanja potražnje su varijabilni troškovi proizvođača. Varijabilni troškovi (troškovi goriva za proizvodnju električne energije) imaju relativno mali udio u ukupnim troškovima. Dakle, sve dok cijene odražavaju samo varijabilne troškove, vrlo će malo proizvođača moći pokriti svoje nepovratne ili fiksne troškove. Kada bi takvo stanje potrajalo, ne samo da bi dovelo sve proizvođače do bankrota, već bi obeshrabilo svakog ulagača da gradi nove proizvodne kapacitete. No, u određenom trenutku višak proizvodnih kapaciteta nestaje, zbog starosti postrojenja ili povećanja potražnje. Kada potražnja stvarno premaši proizvodni kapacitet, konkurentna cijena električne energije više neće odražavati samo varijabilne troškove proizvodnje. Naprotiv, cijena električne energije na konkurentnom tržištu porast će do razine potrebne za racionaliziranje postojećih potreba, obeshrabrujući potražnju. Ako je potražnja vrlo osjetljiva na cijenu (elastična), povećanje cijene može biti relativno malo. Ipak, u većini elektroprivrednih sustava velik dio potražnje nije elastičan na cijene te cijene bitno rastu pri smanjivanju kapaciteta. Te visoke cijene signaliziraju tržištu da je potrebna nova investicija te je potrebno graditi nove elektrane.

10.2. Svrha određivanja cijena

Način na koji se navedene cijene povećavaju ovisi o vremenu određivanja cijena. Na *real-time* tržištima – centraliziranim *poolovima* koji određuju cijene za svako polusatno razdoblje u skladu s trenutnim stanjem – cijene se kreću od vrlo niskih do vrlo visokih. Manjak proizvodnih kapaciteta može izazvati naglo povećanje cijena na tržištu električne energije u relativno kratkom roku. Svrha mehanizma za određivanje cijena u realnom vremenu jest racionaliziranje potražnje, no potrošači mogu imati problema s usklađivanjem svoje potražnje s kretanjem cijena (ukoliko prekasno otkriju koja je stvarna tržišna cijena). Čak i u vrijeme manjka proizvodnih kapaciteta, *real-time* tržišna cijena neće porasti mnogo iznad cijene goriva. Tržišne cijene dosežu znatne vrijednosti samo u slučaju stvarnog gubitka

opterećenja. U slučaju termoelektrana, kada se cijene izračunavaju temeljem proizvodnog uzorka, one se objavljuju tek nakon isteka sata, kada je već kasno da potrošači reagiraju¹⁶¹. Odziv potražnje ovisi o sposobnosti potrošača da predvide neočekivane promjene promptnih cijena. Budući da je takve događaje teško predvidjeti, iskustvo iz Australije (slika 61) pokazuje da postoji potreba korištenja alternativnih mehanizama određivanja cijena. U Španjolskoj tržišna pravila onemogućuju porast cijena iznad najveće ponuđene cijene nekog proizvođača. U Norveškoj je operator sustava dužan sklopiti ugovore s vršnim proizvođačima. U Argentini je tržište početkom svakog sata određivalo cijene koje su se temeljile na predviđanjima. Ipak, nekoliko tržišta nudi dodatne isplate proizvođačima u očekivanju da će investicija spriječiti potrebu pojave većih cijena.



Slika 61. Slučaj rapidnog skoka cijena na tržištu Victorije, Australija

10.3. Centralizirano vrednovanje proizvodnje električne energije

Pojedina tržišta električne energije pokušavaju eliminirati velike promjene cijena do kojih dolazi kada proizvođači uspijevaju povratiti uložene troškove samo u nekoliko sati kada potražnja premaši proizvodnju.

161 Brokери mogu promatrati kako nastaju cijene u procesu „pokušaja i pogreške” (fra. *tatonnement*), ali taj proces pretežno je ograničen na hidrosustave.

Engleska i Wales: probabilističko plaćanje proizvodnje električne energije

Elektroenergetski *pool* u Engleskoj i Walesu predvidio je plaćanje kapaciteta tako da se vrijednost vršnog opterećenja raspodjeli na određeni broj razdoblja, sukladno vjerojatnosti nedostatka kapaciteta (izračunanoj prethodnog dana). Kada dođe do vjerojatnosti nedostatka kapaciteta (zbog predviđanja velike potražnje ili je unaprijed poznato da će kapaciteti biti nedostatni), proizvođačima se plaća za veći kapacitet¹⁶². Svrha tog plaćanja je dvostruka:

- prvo, zbog kratkoročnog signaliziranja tržištu tako da odluke o održavanju i kratkoročnoj raspoloživosti pogona odražavaju potrebe tržišta
- drugo, zbog dugoročnog upozoravanja na potrebu gradnje novih kapaciteta zbog održavanja potrebne razine za osiguranje sigurnosti sustava.

Navedena je shema dobro funkcionirala početkom i sredinom 90-ih godina 20. stoljeća, kada je bila usklađena s dnevnim ciklusom elektrana na ugljen. No, krajem 90-ih ta je formula počela slati pogrešne signale jer nije uspijevala držati korak s kratkoročnim promjenama dostupnosti proizvođača zbog fleksibilnijeg rada elektrana na ugljen i kratkotrajne arbitraže između tržišta električne energije i plina. Ipak, ukidanje plaćanja za kapacitet u okviru NETA-e potaknulo je brigu o poticajima za investiranje u nove proizvodne izvore.

Španjolska: fiksni dodatak po potrošenom kilovatsatu

Španjolski *pool* naplaćuje dodatak po svakom potrošenom kilovatsatu i dobiveni prihod dijeli između raspoloživih proizvodnih kapaciteta kao nagradu za njihove raspoložive kapacitete. Što su raspoloživi kapaciteti veći, to je isplata po svakom proizvođaču manja. Navedeni model krije neke od kriterija iz formule iz Engleske i Walesa, iako ne pokušava odražavati vrednovanje neiskorištene energije potrošačima, kao što je to slučaj u Engleskoj i Walesu. Čini se da španjolski sustav nastoji omogućiti proizvođačima povrat troškova rezervnog pogona. No, u praksi iznos naknade koju plaćaju potrošači definira vlada, a taj se iznos progresivno smanjio s 0,78 na 0,48 c€/kWh. Potrošači koji su stekli pravo na reguliranu maloprodajnu tarifu plaćaju u prosjeku 0,18 centi/kWh. Potrošači koji nisu ostvarili to pravo plaćaju koliko je potrebno da prosječni iznos dosegne 0,48 centi /kWh (trenutačno više od 0,60 centi/kWh). Osim toga, što je veći broj potrošača koji ostvaruju pravo na reguliranu tarifu, to je veći iznos koji plaćaju potrošači koji nisu stekli to pravo. Metodologija definiranja visine naknade nije objavljena pa ne može biti dugoročno jamstvo za povrat troškova. U Španjolskoj raste briga za investicijski rizik.

162 Za detaljno objašnjenje formula pogledati Prilog A.

Procjena i usporedba s određivanjem cijene u realnom vremenu

Oba sustava omogućuju proizvođačima da rasporede povrat svojih troškova na veći broj sati i veće količine isporuke, tako da se cijene mijenjaju manje nego u sustavu određivanja cijena u realnom vremenu. U praksi, glavna prednost je izbjegavanje znatno viših cijena koje su povezane s tendencijom vlade da intervenira na tržištu. Potrošači se mogu zaštititi od visokih cijena potpisivanjem dugoročnih ugovora s proizvođačima. Takvo ponašanje potiče učinkovitu gradnju postrojenja. Ipak, potrošači bi mogli misliti da je jeftinije ne potpisivati dugoročne ugovore, već umjesto toga tražiti od vlade da intervenira ako i kada se cijene električne energije povećaju. Takvo je ponašanje primjer tržišnog neuspjeha koji može spriječiti učinkovitu izgradnju novih proizvodnih kapaciteta (elektrana).

Nord Pool ne plaća za kapacitet. Razlog tome mogla bi biti relativna stabilnost cijena električne energije u sustavu u kojem prevladava hidro-proizvodnja i gdje se cijene određuju nedostatkom energije (a ne proizvodnje) te arbitražom između pojedinih razdoblja (što omogućuje raspoređivanje nagrade za kapacitet). Iako se na norveškom tržištu pojavljuju visoke cijene u razdobljima nedovoljne količine vode, porast cijena bio je neznatan u odnosu na cijene bazirane na termoenergetskim sustavima i bio je ograničen sposobnošću potrošača većih snaga da smanje svoju potrošnju. Nadalje, istraženi su različiti pristupi regulaciji cijena, no nije se ograničila sloboda proizvođača da podižu cijene tijekom smanjenja proizvodnje električne energije.

Drugim riječima, određivanje cijene u realnom vremenu u teoriji može slati ekonomski učinkovite signale, no u praksi ti signali mogu biti neodrživi, budući da potiču vanjsku intervenciju za promjenama tržišnih pravila ili određivanje zaštitničkih cijena. Takve intervencije oduzimaju priliku proizvođačima da povrate svoje investicijske troškove, a time obeshrabruju investiranje. Kao rezultat toga, plaćanje kapaciteta možda predstavlja stabilniju i vjerodostojniju osnovu za nagrađivanje ulaganja u proizvodnju nego određivanje cijene u realnom vremenu.

10.4. Temeljni osvrt na prethodna stajališta

Sigurnost opskrbe električnom energijom od značaja je za funkcioniranje gospodarstva i društva u cjelini. Relativno nefleksibilna potražnja (osobito ona blizu realnog vremena) u kombinaciji s visokim kapitalnim troškovima i dugoročnim investicijama čini tržište električne energije sklonim velikim odstupanjima tržišne cijene. Ako se dopusti cijenama da prate signale marginalne cijene, tržište električne energije postaje sklono dugim razdobljima niskih cijena, iza kojih slijede razdoblja veoma visokih cijena. Potrošači se mogu zaštititi korištenjem bilateralnih ugovora, prema kojima plaćaju fiksne troškove proizvođačima. Kao alternativno rješenje, mogu se poslužiti političkim pritiskom kako bi prevladali ili spriječili pojavu visokih cijena. Navedena se strategija potrošačima čini privlačnom, no dugoročno onemogućuje povrat fiksnih troškova proizvođačima, obeshrabruje ulagače te povećava troškove i cijene.

Australsko tržište u Viktoriji pokazuje znatno veće cijene tijekom razdoblja ograničenih kapaciteta, dok tržište Kalifornije pokazuje političke probleme nastale zbog neprekidno visokih cijena. Kako bi se izbjegle takve situacije, nekoliko je *poolova* uvelo centralizirano plaćanje kapaciteta koje ublažava cijene električne energije. Grupe potrošača ponekad su se žalile da proizvođači manipuliraju pravilima plaćanja kapaciteta kako bi podizali cijene. Širenje plaćanja kapaciteta može predstavljati problem za povremene potrošače pri izbjegavanju razdoblja visokih cijena. Ipak, problemi s određivanjem cijena u realnom vremenu (uključujući i nemogućnost potrošača da predvidi kada će cijene porasti) znače da centralizirano plaćanje kapaciteta i dalje nudi određene prednosti.

11. RAZMATRANJE PROBLEMA ZAGUŠENJA PRI PRIJENOSU ELEKTRIČNE ENERGIJE (ALFREDO VIŠKOVIĆ)

Otvaranjem tržišta električne energije sa svim popratnim posljedicama (restrukturiranje elektroprivrednih tvrtki, razdvajanje djelatnosti, promjena zakonodavstva, formiranje operatora sustava i tržišta, regulacija energetskog sektora, privatizacija) bitno su se promijenili uvjeti pogona i planiranja razvoja prijenosne mreže. Uloga prijenosne mreže sada se nalazi u funkciji osiguravanja učinkovitog tržišta električne energije, odnosno postizanja zadovoljavajuće razine konkurentnosti između proizvodnih subjekata na tržištu te pružanja mogućnosti potrošačima da sami biraju svog opskrbljivača električne energije. Opskrbljivač ne mora nužno biti samo iz vlastitog, već može biti i iz drugih elektroenergetskih sustava, pri čemu se iznos uvoza, izvoza i tranzita značajno povećava. Pri tome jednu od najvećih prepreka realizaciji svih željenih tržišnih transakcija predstavlja pojava zagušenja u prijenosnoj mreži¹⁶³.

Zagušenje se definira kao preopterećenje jedinica prijenosne mreže uvažavajući kriterij (N-1), ugroza naponske i/ili kutne stabilnosti elektroenergetskog sustava do kojih dolazi zbog poremećaja u elektroenergetskom sustavu i/ili zbog tokova snaga koji su posljedica trgovanja električnom energijom. Kriterij (N-1) se odnosi na pravilo prema kojem elementi koji nastave raditi u regulacijskom području operatora prijenosnog sustava nakon što se dogodi ispad moraju biti sposobni za prilagođavanje novoj pogonskoj situaciji, a da se ne prekorače granične vrijednosti pogonskih veličina.

Proces upravljanja zagušenjima u prijenosnoj mreži može se podijeliti na tri osnovna dijela.

1. Određivanje prijenosnih najkasnije za dan unaprijed, a ovisno o planiranom stanju mreže i prijavljenim ugovorima.
2. Predviđanje tokova snaga gdje operator sustava raspoložuje sve podatke o ugovorenim transakcijama, angažiranim izvorima i predviđenoj potrošnji. Na temelju toga obavljaju se ažurirane analize tokova snaga, čime se mogu predvidjeti moguća dodatna zagušenja.
3. Upravljanje sustavom u realnom vremenu gdje je ključno imati brz i učinkovit mehanizam upravljanja zagušenjima prije nego što se ugrozi sigurnost sustava.

Prema Pravilima za upravljanje zagušenjima hrvatskog EES-a, operator prijenosnog sustava upravlja zagušenjima putem četiri načina¹⁶⁴:

163 Majstrovic, G., Dizdarevic, N., Bajs, D. 2005. Upravljanje zagušenjem u prijenosnoj mreži. Energija 2, 121-136

164 Pravila za upravljanjem zagušenjem unutar hrvatskog elektroenergetskog sustava uključivo spojne vodove

1. Planiranjem isključenja elemenata prijenosne mreže i proizvodnih jedinica u prijenosnoj mreži u skladu s mrežnim pravilima prijenosnog sustava;
2. Izračunom iznosa prekozonskih prijenosnih kapaciteta u skladu s mrežnim pravilima prijenosnog sustava;
3. Planiranjem pogona u skladu s mrežnim pravilima prijenosnog sustava;
4. Vođenjem pogona u skladu s mrežnim pravilima prijenosnog sustava.

Značajno povećanje proizvodnje energije vjetroelektrana i sunčanih elektrana bitno utječe na rad EES-a dinamično mijenjajući tokove snaga. Nepredviđena povećanja proizvodnje iz ovih izvora se često manifestiraju značajnim zagušenjima prijenosne mreže, a samim time i otežanim radom cijelog sustava. Općenito se može reći da je interna mreža unutar nekog sustava razvijenija od prekograničnih poveznica među susjednim sustavima. Stoga se nakon otvaranja međunarodnog tržišta električne energije zagušenja često javljaju na prekograničnim poveznim vodovima. Tradicionalan pristup rješavanja problema zagušenja najčešće je podrazumijevao izgradnju dodatnih prijenosnih kapaciteta. Ipak, zbog visokih kapitalnih troškova, ovo rješenje je u većini slučajeva neprihvatljivo. Alternativno, fokus se prebacuje na poboljšanje nadzora i upravljanja EES-om. U tu svrhu se počinju intenzivno primjenjivati i razvijati sustavi za nadzor, vođenje i zaštitu sustava na osnovu trenutnih vrijednosti procesnih veličina, tzv. *Wide Area Monitoring* (WAM) sustavi. Upotrebom WAM sustava i algoritama vezanih za obradu fazorskih podataka moguće je iskoristiti kapacitet prijenosne mreže bliže granicama stabilnosti i na taj način povećati prijenosni kapacitet vodova.

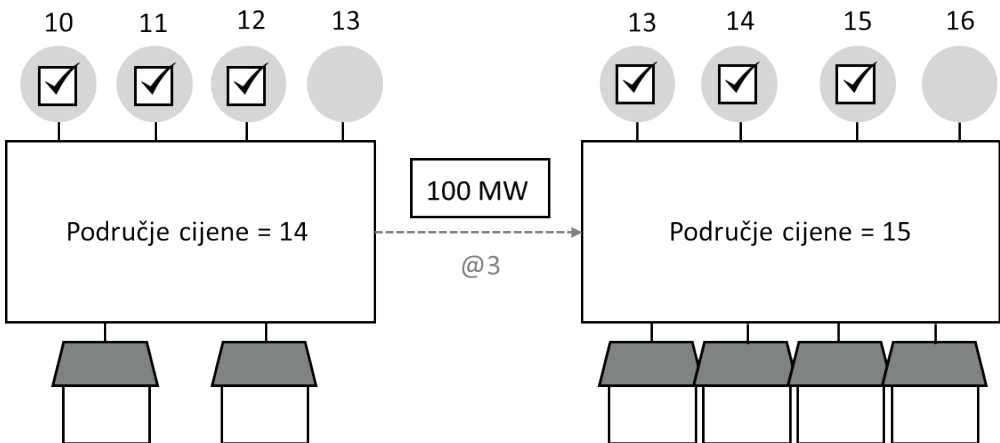
Ograničenja prijenosnih mogućnosti segmentiraju tržište električne energije. Kao rezultat toga, ako se troškovi proizvodnje razlikuju od jednog područja do drugog, električna energija ima različitu vrijednost u različitim točkama mreže. Signaliziranje lokalne tržišne vrijednosti električne energije može biti vrlo bitno za donošenje efikasne odluke o proizvodnji i potrošnji električne energije, kao i o lokaciji proizvodnih kapaciteta. S druge strane, segmentiranje tržišta može ograničiti broj konkurenata u pojedinim područjima, što izaziva strah od redukcije tržišne likvidnosti i moguće zlouporabe tržišne moći. Velike razlike u cijenama električne energije unutar jedne zemlje mogu stvoriti političke probleme. Dakle, brojna tržišta električne energije ne dopuštaju ograničenja prijenosne mreže pri određivanju cijena, iako operator sustava ta ograničenja mora uzeti u obzir. Tretiranje prekograničnih opterećenja i zagušenja mreže kao posljedice, vrlo je velik problem koji će se obrazložiti u nastavku.

11.1. Razdvajanje tržišta

Razdvajanjem tržišta nastaju odvojena tržišta u svakom području ograničenom mogućnošću prijenosne mreže. Norveško tržište koristi tzv. načelo cijepanja tržišta (Market clearing – cijena se mijenja između pojedinih zona. S lijeve strane, regionalna cijena je 12 €/kWh, dok na desnoj strani iznosi 15 €/kWh. Protok kroz spojni vod iznosi 100 MW i donosi

profit od 3 €/kWh, što operator sustava zadržava kao doprinos za troškove glavne prijenosne mreže. Tržište Nord Pool također je koristilo cijepanje tržišta u određenim područjima u Norveškoj, a nedavno i Švedskoj, Finskoj i Danskoj). Tu je riječ o dvjema zonama povezanim jednim spojnim vodom, no ekonomska načela primjenjuju se na obje. Na slici svaki krug predočava 100 MW proizvodnih kapaciteta, a svaka kućica 100 MW potencijalne potrošnje. Sa svakim proizvođačem povezana je ponuđena cijena u €/MWh. U zoni s lijeve strane potrošnja iznosi 200 MWh, u zoni s desne strane 400 MWh, što ukupno čini 600 MWh. Kada u sustavu ne bi bilo ograničenja prijenosne mreže, tržište (ili operator sustava) bi odabralo šest najjeftinijih proizvođača, odnosno one koji nude 10-14 €/kWh. Sistemska cijena bila bi jednaka najvišoj prihvaćenoj ponuđenoj cijeni, odnosno 14 €/kWh. No, takvim odabirom proizvođača stvorio bi se višak od 200 MW u lijevoj zoni, što bi dovelo do opterećenja od 100 MW veze između dviju zona. Stoga operator sustava treba na lijevoj strani ostaviti jednog proizvođača neiskorištenog, a bilo bi najučinkovitije da to bude najskuplji proizvođač (13 €/kWh). Kako bi nadomjestio proizvodnju razmatranog postrojenja, operator raspoređuje sljedeće najskuplje postrojenje na desnu stranu, postrojenje s cijenom od 15 €/kWh. Proizvođači izabrani za učinkoviti dispečing u skladu s ograničenjima prijenosa označeni su kvačicama.

Market clearing – cijena se mijenja između pojedinih zona. S lijeve strane, regionalna cijena je 12 €/kWh, dok na desnoj strani iznosi 15 €/kWh. Protok kroz spojni vod iznosi 100 MW i donosi profit od 3 €/kWh, što operator sustava zadržava kao doprinos za troškove glavne prijenosne mreže. Tržište Nord Pool također je koristilo cijepanje tržišta u određenim područjima u Norveškoj, a nedavno i Švedskoj, Finskoj i Danskoj.

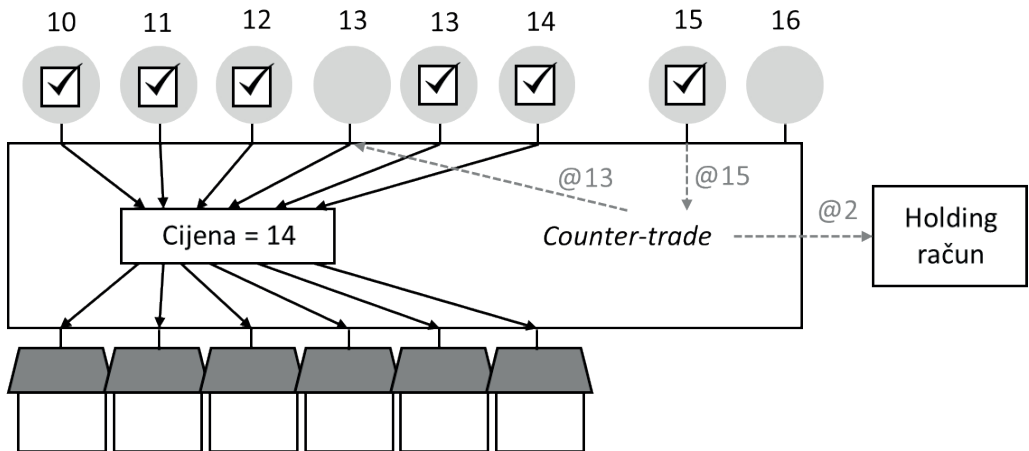


Slika 62. Cjenovne zone u Norveškoj (cijene u €/KWh)

Razdvajanje tržišta učinkovito je kada postoje likvidna promptna tržišta s obje strane ograničenja te kada je lokacija ograničenja relativno stabilna. Razdvajanje tržišta pokazuje vrijednost prijenosnih mogućnosti i utječe na odluke o investiranju u prijenosnu mrežu. Razdvajanje tržišta može stvarati problem ako je suviše rascjepkano ili ako zone nisu stabilne. U tržišnom segmentu određivanja cijena za svako područje konkurencija je najučinkovitija metoda smanjenja tržišne moći proizvođača. No, nije uvijek jednostavno procijeniti stanje konkurencije u nekom području. Ponekad, zbog fizičkog prijenosa električne energije elektroenergetskom mrežom, cijena koju proizvođač određuje u jednom području ovisi o proizvodnim uvjetima u drugim područjima. U Novom Zelandu i na PJM-tržištu u SAD-u, cijene se izračunavaju prema integriranom modelu cjelokupnog prijenosnog sustava kako bi se taj učinak prenio na cijene *poola*. Nord Pool se glede razumijevanja takvih međudjelovanja oslanja na vlastite sudionike, no u svakom slučaju proizvodni sektor nije dovoljno usredotočen na probleme konkurencije koji su uglavnom briga vlade.

11.2. Counter-trades

Pojedina tržišta električne energije zanemaruju stvarno stanje mreže i definiraju tržišta koja premošćuju jedno ili više ograničenja u slučaju prijenosa. Na takvim tržištima postoji samo jedna tržišna cijena i sudionici odabiru proizvođače neovisno o ograničenjima. Operator sustava rješava ograničenja tako da pronalazi odgovarajući par prodavatelja i kupaca po određenoj cijeni. Na **Error! Reference source not found.** predočen je općeniti pristup koji se koristi na takvim tržištima, za istu grupu proizvodnje i potrošnje kao i na



Slika 63. Ograničenja pri prijenosu – razmatrano od Countertradea (cijene u €/MWh)

Ponovno je potražnja sastavljena od 6 blokova, svaki od 100 MW, a kupci kupuju po 100 MW od svakog od 6 proizvođača. Ponovno isti odabiru najjeftinije proizvođače i **market clearing** cijena iznosi 14 €/kWh. Tada operator sustava daje upute proizvođaču s cijenom od 13 €/kWh neka obustavi proizvodnju. Operator to čini tako da prodaje energiju proizvođaču po cijeni iz njegove ponude pa da je proizvođaču svejedno hoće li kupiti ili proizvesti električnu energiju kako bi je prodao na tržištu. Zbog zadovoljavanja potražnje, operator sustava također mora kupovati električnu energiju od sljedećeg po redu najskupljeg proizvođača u desnoj zoni, po cijeni od 15 €/kWh. Dakle, operator sustava kupuje električnu energiju po 15 €/kWh (u zoni uvoza) i prodaje ju po 13 €/kWh (u zoni izvoza) i tako ostvaruje gubitak od 2 €/kWh. Takva se trgovina naziva **countertrade** jer ide obrnutim smjerom od stvarnog toka kroz međudjelovanja. Gubitak se prebacuje na neku vrstu **holding**-računa i treba je nadoknaditi korisnik sustava plaćanjem povećane naknade za prijenos, ili naknade za servis, koju određuje operator tržišta.

U Engleskoj i Walesu operator sustava usklađuje izlaz proizvođača (prema naprijed i nazad) s ograničenjem prijenosa. U okviru NETA-e i **poola**, cijena tih usklađenja je cijena koju nude sami proizvođači¹⁶⁵. Nastali troškovi pokrivaju se od naknade po kilovatsatu potrošnje (u **poolu**) ili proizvodnje i potrošnje (u NETA-i). Ti su troškovi sada mali s obzirom na to da su ograničenja prijenosa relativno rijetka¹⁶⁶. U Španjolskoj operator sustava usklađuje izlaz proizvodnih postrojenja, no pravila za određivanje cijena se razlikuju. Postrojenja s visokim troškovima dobivaju ponudenu cijenu kada su na to prisiljena (odnosno kada im operator sustava naloži da povećaju svoj izlaz), kao u Engleskoj i Walesu. Ipak, u suprotnom ne plaćaju tu cijenu kada kupuju električnu energiju (odnosno kada im operator sustava naredi da smanje izlaz). Umjesto toga, njegova se prodaja domaćem tržištu poništava, što je s financijskog stajališta jednako nabavi energije po cijeni na domaćem tržištu. Takav je pristup u prošlosti natjerao proizvođače da korigiraju vlastite cijene iz ponuda kako bi izbjegli gubitak mogućeg profita.

11.3. Određivanje cijena pri zagušenjima

Treća metoda za rješavanje ograničenja mreže je određivanje eksplicitne cijene za korištenje zagušenog dijela mreže. Rezultat je vrlo sličan razdvajanju tržišta, no umjesto definiranja zasebnih tržišnih cijena po područjima, tvrtka koja se bavi prijenosom definira točno određenu naknadu za opskrbu tržišta električnom energijom u slučaju ograničenja. Tako, na primjer, na područje na desnoj strani može predstavljati općenito tržište, s **market clearing** cijenom od 15 €/kWh. Prijenosna tvrtka će tada zaračunavati 3 €/kWh za svaku jedinicu prenesenu iz lijevog područja u desno, tako da će ukupna električna energija proizvede-

165 Unutar **poola** proizvođači šalju cijene za sav njihov izlaz. Unutar NETA-e, proizvođači obavještavaju operatera sustava o svom planiranom izlazu i šalju ponude za svoje povećanje odnosno smanjenje izlaza.

166 Ograničenja se pojavljuju u Engleskoj i Walesu tijekom nekih razdoblja niske potražnje koja se podudaraju s ispadima prijenosne mreže ili proizvodnih jedinica.

na i potrošena na lijevoj strani vrijediti 12 €/kWh (tržišna cijena od 15 €/kWh umanjena za naknadu za prijenos od 3 €/kWh). Takav se pristup većinom koristi pri prijenosu električne energije na državnim granicama (npr. oko Nizozemske). No, u praksi Statnett primjenjuje razdvajanje tržišta u Norveškoj nametanjem **bottleneck** naknade (usko grlo)¹⁶⁷ na ukupnu proizvodnju i potrošnju, umjesto izričitog definiranja cijena za pojedina područja. Ta naknada ovisi o području unutar kojeg električna energija ulazi ili izlazi iz prijenosnog sustava. Izračunava se kao razlika između cijene sustava i **market clearing** cijene. Trgovci vrednuju električnu energiju po cijeni sustava bez naknade za usko grlo, odnosno po regionalnoj cijeni, iako procedura poravnjanja ne koristi regionalne cijene. Ofgem je također predložio sličan pristup za sustav u Engleskoj i Walesu, zahtijevajući nadmetanje za prava nad prijenosnim mogućnostima u nacionalnoj mreži. Ipak, pokazalo se da je nemoguće dogovoriti kako i gdje će se definirati te mogućnosti. Relativno niski troškovi ograničenja prijenosne mreže također čini navedene sheme beskorisnima.

11.4. Pregled struktura

S vremena na vrijeme na prijenosnim mrežama dolazi do ograničenja prijenosa zbog promjene uzoraka i troškova proizvodnje i potražnje. Tržište električne energije može rješavati navedena ograničenja na više načina:

1. razdvajanjem tržišta,
2. prisiljavanjem postrojenja da rade odnosno da se isključe (**counter-trades**) i
3. određivanjem posebne cijene za zagušene dijelove mreže.

Razdvajanje tržišta pokazuje lokalnu vrijednost električne energije kada postoji likvidno i konkurentno promptno tržište unutar svake zone ili regije. Ti su signali najvrjedniji kada više puta dolazi do ograničenja mreže na istoj lokaciji, kao što je slučaj u Norveškoj. Ako se lokacija ograničenja ne može predvidjeti, teško je povući granice među zonama. Neka su tržišta, poput novozelandskog i PIM-a, usvojila uopćenu verziju koja definira cijenu električne energije u svakom čvoru prijenosnog sustava, a ne za šire zone. Alternativa je definiranje šireg tržišta i korištenje **counter-tradesa** za rješavanje ograničenja. Navedena se metoda pokazala zadovoljavajućom u Engleskoj i Walesu, kao i u Švedskoj te na nekim drugim tržištima. Španjolska se koristi sličnom metodom, no njezin pokušaj da svede na minimum troškove usvajanjem posebnih pravila za određivanje cijena uzrokovalo je novu, nepoželjnu promjenu cijena ponude. **Counter-trading** dobro funkcionira u sustavima gdje je ograničenja malo ili su povremena, s obzirom na to da nema potrebe složenog sustava za određivanje cijena. Također, može se dati prednost ovom pristupu kada regionalna ili zonska tržišta pate od nedostatka konkurencije ili likvidnosti. Ipak, redefiniranje tržišta ne smanjuje tržišnu moć velikih proizvođača u malim područjima. Takvi proizvođači i dalje mogu podizati cijene, no cijene koje nude imaju vrlo mali ili nikakav utjecaj na tržišne cijene.

167 Neformalno ime Statnettove tarife znane kao *capacity charge*.

Određivanje cijene zagušenja najbolje funkcionira kada postoji konkurencija u slučaju nekog zagušenog voda, odnosno kada su tržišta s obje strane ograničenja likvidna i konkurentna. Norveška se koristi *real-time* varijantom određivanja cijene zagušenja za razdvajanje svog tržišta i ta se shema često upotrebljava u okviru EU-a. Kod razmatranja shema rješavanja zagušenja kao bitna značajka javlja se priroda signala troškova koji se šalje korisnicima sustava. Pri razdvajanju tržišta i određivanja cijene zagušenja korisnici sustava plaćaju troškove zagušenja tako da je vrijednost električne energije u izveznoj zoni manja od vrijednosti u uveznoj zoni. U sustavu *counter-trades* jedino operator sustava vidi troškove individualnih ograničenja. Korisnici sustava vide samo naknadu koja se zaračunava za pokrivanje ukupnih troškova. Navedeni troškovi nude čitav niz poticaja:

1. lociranje novih proizvodnih kapaciteta u zonama s visokom cijenom te (ako je moguće) zatvaranje proizvodnih kapaciteta u zonama s niskom cijenom,
2. lociranje nove (industrijske) potrošnje u zonama s niskom cijenom te (ako je moguće) zatvaranje potrošnje u zonama s niskom cijenom,
3. plaćanje povećanog prijenosnog kapaciteta između zona s niskom i visokom cijenom.

Zbog toga je bitno snose li navedene troškove korisnici ili operator sustava. Lociranje proizvodnje i potražnje moglo bi biti učinkovitije ako korisnici sustava snose troškove ograničenja (što implicira usvajanje razdvajanja tržišta ili određivanje cijene zagušenja). No, u praksi pojedini investitori možda neće moći ili željeti prihvatiti takve poticaje ako prevladavaju neki drugi čimbenici. Na primjer, može biti riječi o nemogućnosti gradnje dodatnih prijenosnih sustava bez suradnje vlasnika postojeće monopolističke prijenosne mreže. Učinkovitost bi mogla biti veća ako prijenosna tvrtka (operator sustava) snosi dio troškova ili ukupne troškove za poticanje smanjenja zagušenja. Nadalje, odluke o preraspodjeli troškova zagušenja utjecat će na vrijednost investicija u objektima za proizvodnju i potrošnju električne energije tako da kreatori tržišta možda neće imati slobodne ruke. Uspješnost raspoređivanja tih troškova te odabir najprikladnije sheme rješavanja zagušenja ovisi o brojnim lokalnim čimbenicima.

11.5. Zaključak

Ne postoji univerzalni model tržišta električne energije. Pravila *poola* koja su se koristila u Engleskoj i Walesu od 1990. do 2001. godine zapisana su na približno 900 stranica teksta. Zajednički cilj bio je ponuditi jednostavniji sustav, no Balancing and Settlement Code, koji je zamijenio Pravila *poola* ima gotovo 1.000 stranica. Tržišta električne energije ne mogu biti jednostavna, budući da fizičkim elektroenergetskim sustavom nije jednostavno upravljati. Usprkos tome, moguće je identificirati nekoliko ključnih pitanja o tome kako tržište utječe na sudionike tržišta:

- Kako centralizirano upravljani elementi međudjeluju s bilateralnim ugovorima?
- Kako centralizirano upravljani elementi određuju tržišne cijene, cijene održavanja ravnoteže i odstupanja?
- Kako se nagrađuju investitori za izgradnju velikih proizvodnih kapaciteta (elektrana)?
- Kako tržište rješava fizička ograničenja prijenosne mreže?

Različita tržišta električne energije usvojila su različita rješenja navedenih problema, jer ne postoji neko univerzalno, najbolje rješenje. Stoga su kreatori tržišta birali između nekoliko opcija, od kojih svaka ima određene prednosti i nedostatke. Zapravo, kreatori tržišta trebaju racionalno pristupiti vrlo složenoj problematici kreiranja modela tržišta električne energije, tako da utvrde koja opcija u najvećoj mjeri zadovoljava lokalne potrebe i okolnosti..

PRILOZI

Prilog A – Plaćanje kapaciteta u Engleskoj i Walesu

Plaćanje kapaciteta u Engleskoj i Walesu

Od 1990. do 2001. godine elektroenergetski *pool* Engleske i Walesa plaćao je svim proizvođačima naknadu za troškove kapaciteta, za dostupnost postrojenja.

A.1. Nabavna cijena *poola*

Plaćanje proizvodnje električne energije zasnivalo se na rasporedu proizvodnje za dan unaprijed koji se sastavljao po Pravilima *poola* i djelovao kao tzv. otpremno tržište na kojem je cijena bila jednaka očekivanoj vrijednosti električne energije. Za svako sljedeće razdoblje postoji vrlo mala vjerojatnost, jednaka LOLP-u (vjerojatnost gubitka opterećenja) da će potražnja biti veća od proizvodnje, a u tom bi slučaju potražnju trebalo racionalizirati, a vrijednost električne energije raste do vrijednosti VOLL (vrijednost gubitka opterećenja). U svim drugim okolnostima potražnja se zadovoljava raspoređivanjem i dispečingom raspoloživih kapaciteta, a vrijednost energije je marginalna cijena sustava (SMP) u realnom vremenu. SMP su troškovi zadovoljavanja dodatne potrošnje iz proizvodnih kapaciteta. Pool ju je izračunao tako da je izračunao proizvodnju uz najniže troškove (na temelju cijena i količina koje su ponudili proizvođači) i dobio cijenu koju je nudio najskuplji proizvođač uključen u raspored.

Nabavna cijena *poola* = $[(1 - \text{LOLP}) \times \text{SMP}] + [\text{LOLP} \times \text{VOLL}]$

“LOLP x VOLL” element navedene formule predstavljao je nagradu za raspoloživost kapaciteta.

A.2. Naknada za raspoloživost

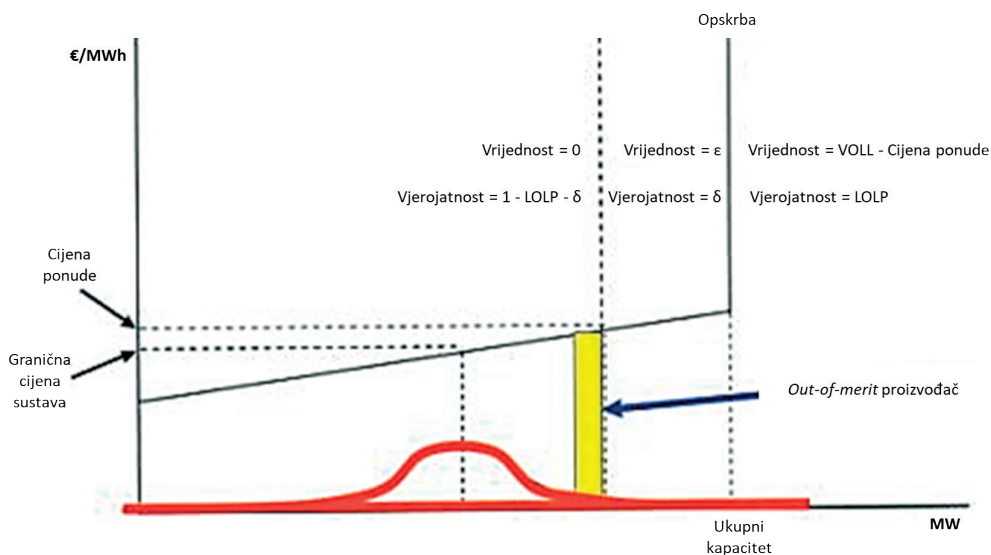
Kako bi se osigurala uravnoteženost poticaja, *pool* je plaćao sličnu naknadu za kapacitet koji nije koristio raspored za dan unaprijed, ali je bio raspoloživ po potrebi. Prema Pravilima *poola*, proizvođaču se plaćala cijena koju je ponudio za proizvedeni izlaz *out-of-merit*, odnosno kada nije bio pozvan prema rasporedu za dan unaprijed. Operator sustava poziva proizvođače *out-of-merit* u slučaju zagušenja, ispada sustava ili nepredviđenog povećanja potražnje. Veći dio vremena cijena koju nude proizvođači predstavlja realnu procjenu vrijednosti njihove proizvodnje. Marginalni troškovi u to vrijeme prelaze ponuđenu cijenu za vrlo mali iznos (€). Međutim, povremeno dolazi do gubitka opterećenja, i u tom slučaju svaki proizvedeni megavatsat određenog proizvođača imat će vrijednost jednaku VOLL-u, odnosno znatno veću od cijene iz ponude. Dakle, postoje sljedeće vrijednosti izlaza:

- Slučaj 1 – pretpostavlja se da postrojenje nije u funkciji → očekivana vrijednost izlaza = 0
- Slučaj 2 – pretpostavlja se da postrojenje radi i nema gubitka opterećenja → očekiva-

na vrijednost izlaza = ponuđena cijena +

- Slučaj 3 – pretpostavlja se da postrojenje radi, ali s gubitkom opterećenja → očekivana vrijednost izlaza = VOLL.

Sada će se uzeti u obzir očekivane vrijednosti raspoloživosti postrojenja. Na slici A.1. prikazana su tri slučaja. Uspoređene su tipične krivulje ponuda proizvođača (do razine ukupnog kapaciteta), tipična prognoza potražnje (koja definira marginalno postrojenje i SMP) te vjerojatnost distribucije potražnje (koja pokazuje da bi se moglo pozvati proizvođače *out-of-merit*).



Slika A.1. Naknada za raspoloživost

U slučaju br. 1 s lijeve strane proizvođačeve krivulje zasluga (engl. *merit order*) pozicije, raspoloživost proizvođača nema nikakvu ulogu budući da je tržišna vrijednost ispod njegove ponuđene cijene i njegov kapacitet nije potreban za zadovoljavanje potražnje.

U slučaju br. 2 potražnja je dovoljno velika da se pojavi potreba za tim proizvođačem, ali ipak ne tako velika da prelazi ukupni kapacitet. Tipični proizvođačev izlaz jednak je vrijednosti marginalnih troškova nekog jednako skupog ili skupljeg proizvođača. *Pool* će u svakom slučaju platiti stvarni izlaz postrojenja po njegovoj ponuđenoj cijeni (s tim da s njim dogovara dispečing *out-of-merit*). Vrijednost raspoloživosti postrojenja (€) je razlika između vrijednosti njegovog izlaza u to vrijeme i ponuđene cijene. U praksi marginalni troškovi marginalnog proizvođača nisu mnogo veći od ponuđene cijene ostalih proizvođača, tako da je € mali. Osim toga, vjerojatnost takvog slučaja prilično je mala. Dakle, vrijednost raspoloživosti postrojenja po sustavu dan unaprijed u slučaju 2. vjerojatno će biti zanemariva, iako je postrojenje u pogonu.

U slučaju br. 3, kada je došlo do nestanka opterećenja zato što potražnja prelazi mogućnosti proizvodnje, proizvodni kapacitet ima najveću vrijednost. Već je poznato da je vjerojatnost tog slučaja LOLP. Vrijednost izlaza takvog postrojenja ponekad je VOLL, ali će biti plaćeno po ponuđenoj cijeni za neplanirani izlaz prema ugovoru za dispečing postrojenja *out-of-merit*. Neto vrijednost raspoloživosti postrojenja stoga iznosi (VOLL - ponuđena cijena) za megavatsat kapaciteta.

Ukupan zbroj daje očekivanu vrijednost za dan unaprijed za megavatsat raspoloživog proizvodnog kapaciteta. Navedena vrijednost mijenja se svakih pola sata. Veća vjerojatnost nedostatnog kapaciteta znači plaćanje većeg iznosa za njegovu raspoloživost što potiče proizvođače da osiguraju raspoloživost postrojenja u vrijeme kada je to najpotrebnije.

Prilog B – Plaćanje kapaciteta u Španjolskoj

Plaćanje kapaciteta u Španjolskoj

Od uvođenja 1998., španjolski elektroenergetski *pool* nudi proizvođačima dodatnu naknadu kao poticaj za ulaganje u proizvodne kapacitete, s ciljem jamstva opskrbe svim potrošačima.

Metodologija plaćanja naknade za kapacitet nije objavljena.

B.1. Naknada za proizvodnu aktivnost

Sukladno čl. 16. Zakona o električnoj energiji (Zakon 54/1997) veleprodajna cijena električne energije jednaka je cijeni ponude prihvaćenoj zbog zadovoljavanja potražnje. Postoje i dodatne naknade za pomoćne službe i procese u koje su proizvođači uključeni, a čija se naknada ne smatra obveznom. Nadalje, postoji i plaćanje kapaciteta (poznato pod nazivom „plaćanje za jamstvo kapaciteta“) za proizvođače koji su raspoloživi da isporučuju električnu energiju.

U vrijeme uvođenja *poola* vrijednost plaćanja za kapacitet iznosila je u prosjeku 0,78 euro centi po kilovatsatu, a otada je dva puta smanjivana tako da sada iznosi 0,48 euro centi usprkos neprekidnom smanjivanju margine proizvodnih kapaciteta.

B.2. Naknada za kapacitet

B.2.1. Naknada za kapacitet za proizvođače

Sukladno Zakonu o električnoj energiji, komponenta plaćanja kapaciteta je iznos koji se određuje prema dugoročnim potrebama sustava za proizvodnim kapacitetima. Dakle, ta naknada treba odražavati potvrđenu raspoloživost proizvodnje. Španjolska legislativa razlikuje dvije vrste proizvodnih jedinica koje ostvaruju pravo na naknadu za kapacitet: redo-

viti režim, koji se sastoji od postrojenja iznad 50 MW instaliranih snaga te specijalni režim, koji se sastoji od postrojenja ispod 50 MW instaliranih snaga te onih iznad 50 MW koja nisu uključena u redoviti režim zbog izvora primarne energije kojim se koriste (snaga vjetra, sunca, biomasa).

U redovitom režimu proizvođači dostavljaju svoje ponude na tržište „dan unaprijed“ kako bi ostvarili pravo na naknadu. S obzirom na to da tu može biti proizvođača od kojih se vrlo rijetko zahtijeva proizvodnja, definiraju se odredbe za osiguranje radnih uvjeta postrojenja. Godine 1998. postrojenja su trebala dokazati da su pouzdana da bi na osnovi toga mogla ostvariti pravo na naknadu. Zato su radila najmanje 100 sati punim kapacitetom u proteklih pet godina. Taj je zahtjev kasnije izmijenjen, pa da bi danas ostvarile pravo na naknadu za kapacitet termoelektrane trebaju raditi 480 sati godišnje punim kapacitetom, a hidroelektrane 480 sati u pet godina.

Zahtjevi nametnuti termoelektranama iskrivljuju dispečing jer vršna postrojenja koja bi u normalnim uvjetima radila manje od traženih 480 sati nastoje ponuditi svoju proizvodnju ispod svojih varijabilnih troškova proizvodnje kako bi ispunila zahtjev. To istiskuje ekonomičnije oblike proizvodnje i povećava troškove zadovoljavanja potražnje. Nadalje, gubici kod nekih postrojenja mogu premašiti prihode, što znači da je određena rezervna postrojenja bolje zatvoriti nego da ostanu na tržištu i rade 480 sati.

Naknada za kapacitet postrojenjima u redovitom režimu definirana je na osnovi kilovata, a u slučaju termoelektrana na nju utječe koeficijent raspoloživosti (definiran kao postotak sati najvećeg opterećenja u kojima je postrojenje raspoloživo) te koeficijent produktivnosti kod hidroelektrana i termoelektrana.

Naknada po kilovatu dobiva se tako da se od iznosa koji potrošači plaćaju za kapacitet (koji definira vlada) oduzme iznos koji se plaća ostalim oblicima proizvodnje. Što je više raspoloživih kapaciteta u sustavu, to je manja naknada po kilovatu, i obrnuto. S porastom potražnje povećava se i količina novca koji se isplaćuje proizvođačima.

Proizvođači u specijalnom režimu nisu obvezni sudjelovati u *poolu*, barem ne u prijelaznom razdoblju. Proizvođači koji sudjeluju u *poolu* plaćeni su po reguliranoj tarifi. Proizvođačima u specijalnom režimu koji dostave ponude *poolu* plaćaju se unaprijed određeni iznosi kao naknada za kapacitet po kilovatu.

Proizvodne jedinice koje su sklopile bilateralne ugovore ili uvoze električnu energiju ne dobivaju naknadu za kapacitet.

B.2.2. Naknada za kapacitet za distributere, odabrane kupce, maloprodaju i inozemne sudionike

U 1998. svi su sudionici plaćali jednak iznos kao naknadu za kapacitet. Kako bi se potaknuo odabir povlaštenih kupaca, 1999. godine vlada je odlučila smanjiti iznos naknade povlaštenim kupcima, no nije smanjila iznos koji se isplaćuje proizvođačima, što znači da se

smanjenje naknada povlaštenim kupcima financira kroz povećanje naknade za kapacitet koju plaćaju drugi kupci.

Trenutno postoje dvije grupe kojima se zaračunava naknada za kapacitet:

- sudionici koji imaju pristup tarifnom režimu: povlašteni kupci, trgovci na malo i inozemni sudionici,
- sudionici u stalnom tarifnom režimu: distributeri.

Naknada za kapacitet mijenja se s vremenom i zaračunava se po kilovatsatu na osnovi broja tarifnih razdoblja koje plaćaju sudionici koji imaju pristup tarifnom režimu.

Ukupan iznos skupljen kao naknada za kapacitet od sudionika koji imaju pristup tarifnom režimu ovisi o njihovoj stvarnoj potrošnji, a u prosjeku iznosi 0,18 euro centi /kWh.

Iznos koji plaćaju distributeri definira se kao iznos potreban da se ostvari prosjek naknade od 0,48 centi/kWh. Tako iznos koji plaćaju distributeri ovisi o iznosu koji plaćaju sudionici koji imaju pristup tarifnom režimu.

Prilog C – Tržište električne energije hrvatske

C.1. Regulatorni okvir – EU *acquis communautaire*

U skladu s energetsom politikom EU, Republika Hrvatska preuzela je zajedničke obaveze u pogledu uvođenja tržišnih odnosa u energetske sektor, povećanja udjela obnovljivih izvora energije (OIE), te primjene mjera energetske učinkovitosti. Cilj takve energetske politike je stvaranje održivog i ekonomski efikasnog energetskeg sektora, koji će udovoljavati zahtjevima zaštite okoliša, te neće biti snažno ovisan o uvozu primarnih energenata izvan prostora EU.

Obaveze i ciljevi EU počeli su se u RH implementirati početkom 2000-tih godina, kada je kroz odgovarajuću zakonsku regulativu započelo uvođenje tržišnih odnosa u elektroenergetski, plinski i naftni sektor, nakon čega je uslijedilo restrukturiranje velikih energetskeg kompanija HEP-a i INE, te organizacijsko, računovodstveno, upravljačko i/ili vlasničko razdvajanje pojedinih djelatnosti.

Unutar elektroenergetskog sektora vertikalno integrirano poduzeće HEP je potom razdvojeno na tvrtke u njenom vlasništvu, organizirane unutar HEP Grupe, dok je novoosnovano poduzeće Hrvatski operator tržišta energije (HROTE) potpuno izdvojeno izvan organizacijske i vlasničke strukture HEP-a.

Ujedno je osnovana i Hrvatska energetska regulatorna agencija (HERA), što je trebalo jamčiti uvođenje tržišnih odnosa unutar elektroenergetskog sektora. U skladu s direktivama EU proces razdvajanja se nadalje nastavio izdvajanjem prijenosne kompanije, sada Hrvatskog operatora prijenosnog sustava (HOPS) izvan HEP Grupe, te podjelom imovine između ostalih tvrtki HEP Grupe i HOPS-a, ali je u skladu s tzv. ITO modelom zadržano 100 %-no

vlasništvo HEP Grupe nad HOPS-om.

Uz odgovarajući zakonski okvir, te nakon restrukturiranja vertikalno organizirane elektroprivrede i ulaska Hrvatske u EU, na tržištu se pojavilo u segmentu opskrbe električne energije nekoliko opskrbljivača koji su počeli nuditi svoje usluge kupcima električne energije u RH, u kategorijama kućanstava i poduzetništva, ali i veći broj trgovaca koji djeluju na veleprodajnom tržištu električne energije.

C.2. Javna usluga i tržište

U Hrvatskoj se razlikuju (a) javna usluga opskrbe tarifnih kupaca električnom energijom i (b) tržište električne energije. Prema Zakonu o tržištu električne energije opskrba tarifnih kupaca zajednička je i cjelovita zadaća nositelja obveze javne usluge opskrbe tarifnih kupaca električnom energijom. Tu zadaću u Hrvatskoj obavlja HEP grupa. Tarifni kupci električnu energiju plaćaju po cijenama reguliranim Zakonom o energiji i Tarifnim sustavom za usluge elektroenergetskih djelatnosti koje se obavljaju kao javne usluge. Otvaranjem tržišta smanjivati će se broj tarifnih kupaca.

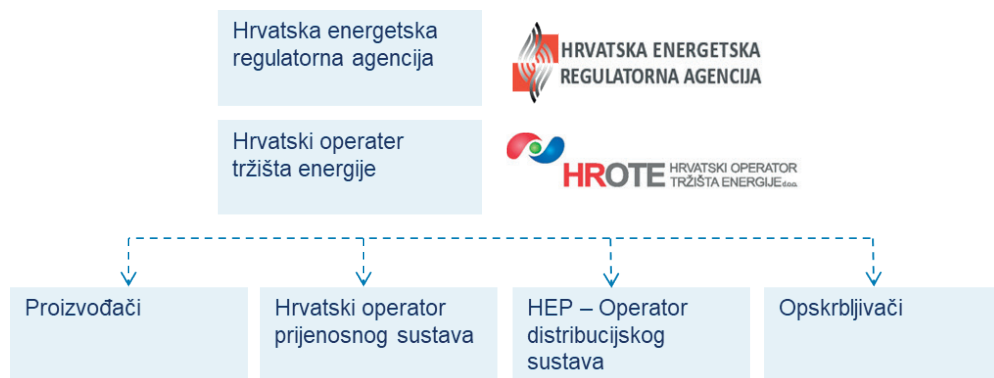
U Hrvatskoj postoje dvije vrste veleprodajnog tržišta električne energije. U početnoj fazi otvaranja odabran je model bilateralnog tržišta koji je Pravilima organiziranja tržišta električne energije nadograđen s modelom bilančnih grupa u kojem se trgovanje električnom energijom provodi bilateralnim ugovorima. Drugo tržište električne energije je organizirano tržište električne energije (CROPEX). Pravilima organiziranja tržišta električne energije utvrđuju se obveze i odgovornosti bilančnih grupa te se uređuju odnosi i odvijanje aktivnosti na bilateralnom tržištu električne energije. Tržišna pravila su obvezujuća za sve sudionike na tržištu električne energije. U 2020. godini CROPEX je na tržištu dan imao imala 22 registrirana člana, a volumen trgovanja iznosio je 6.076 GWh. Na CROPEX-ovom unutar-dnevnom tržištu u 2020. godini bilo je 14 registriranih članova koji su na CROPEX-a kupili 138,9 GWh.

C.3. Ključni igrači elektroenergetskog sektora

Sudionici na tržištu električne energije u Hrvatskoj (tržišni sudionici) su proizvođači, opskrbljivači, trgovci i povlašteni kupci. Proizvođač, opskrbljivač i trgovac moraju imati dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti. Dozvole za obavljanje energetske djelatnosti u Republici Hrvatskoj izdaje HERA. Organiziranje tržišta električne energije, te prijenos i distribucija električne energije su regulirane djelatnosti koje se obavljaju kao javne usluge:

- za organiziranje tržišta električne energije zadužen je HROTE;
- za prijenos električne energije, održavanje, razvoj i izgradnju prijenosnog sustava te vođenje elektroenergetskog sustava zadužen je Hrvatski operator prijenosnog sustava (HOPS);
- za distribuciju električne energije, održavanje, razvoj i izgradnju distribucijskog su-

stava zadužen je HEP-Operator distribucijskog sustava.

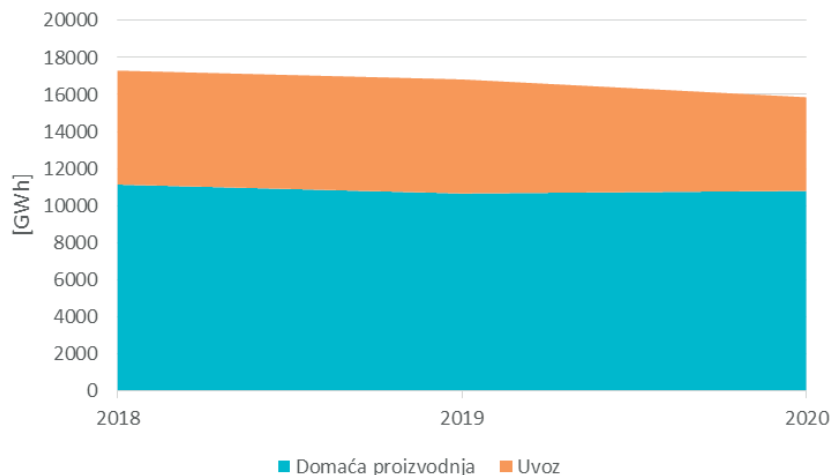


Slika C.1. Sudionici elektroenergetskog sektora

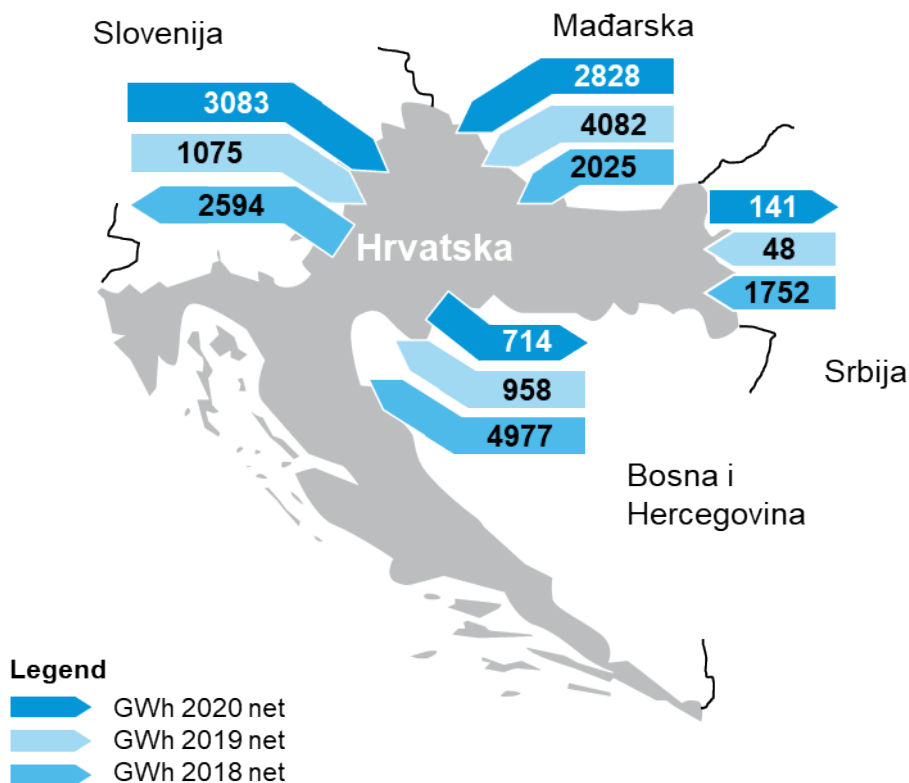
Regulirane energetske djelatnosti koje se obavljaju kao javne usluge su i proizvodnja električne energije za tarifne kupce te opskrba električnom energijom tarifnih kupaca. Obje ove djelatnosti obavlja HEP grupa u okviru zajedničke i cjelovite zadaće nositelja obveze javne usluge opskrbe tarifnih kupaca električnom energijom.

C.4. Elektroenergetski sustav Hrvatske

Ukupna potrošnja električne energije u Republici Hrvatskoj u 2020. godini iznosila je 17.272 GWh. Nakon četiri uzastopne godine rasta od 2015. do 2018. godine, 2020. je druga godina u kojoj se bilježi pad potrošnje. Naime, u 2019. godini ukupna potrošnja električne energije bila je za 1,0% manja od potrošnje u 2018. godini, a u 2020. godini za 4,9% manja od potrošnje u 2019. godini. Najveći dio ukupne potrošnje električne energije pokriven je proizvodnjom iz elektrana na teritoriju Republike Hrvatske (12.216 GWh, 70,7%), dok je ostatak pokriven uvozom električne energije (5.056 GWh, 29,3%) koji je bio među najnižima u posljednjih deset godina (2013. i 2014. godine neto uvoz bio je nešto niži). Od elektrana na teritoriju Republike Hrvatske, najveći udio u proizvodnji električne energije u 2020. godini imale su hidroelektrane (5.361 GWh, 43,9%). Na sljedećim grafovima prikazani su redom potražnja električne energije hrvatskog EES-a (Slika C.2.), razmjena električne energije sa susjednim državama od 2018.-2020. (Slika C.3.).

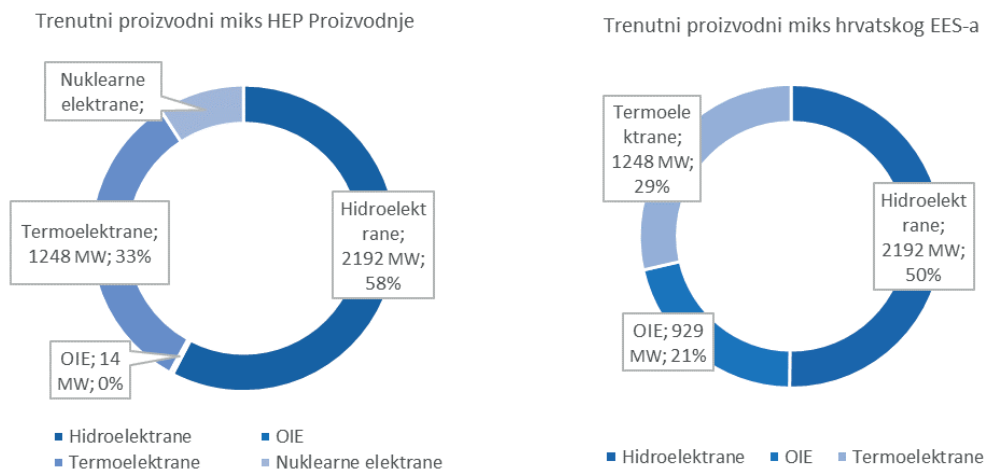


Slika C.2. Potražnja hrvatskog EES-a



Slika C.3. Razmjena električne energije sa susjednim državama

Tijekom posljednjih 5 godina instalirani proizvodni kapaciteti bilježili su stalne stope rasta, uglavnom zbog implementacije obnovljivih izvora energije (OIE) zbog izdašnih subvencija. Hidroelektrane i obnovljivi izvori energije čine više od dvije trećine ukupnih instaliranih kapaciteta. U prosjeku, potražnju za električnom energijom uglavnom pokrivaju hidroenergija i uvoz. Nuklearna elektrana Krško važan je dio hrvatskog EES-a. Portfelj termoelektrana gotovo je u potpunosti u vlasništvu HEP-a; većina elektrana su kogeneracijske jedinice na prirodni plin uz termoelektoranu na ugljen od 200 MW smještenu u Plominu. Slika C.4. prikazuje usporedbu proizvodnih mikseva HEP Proizvodnje i hrvatskog EES-a.

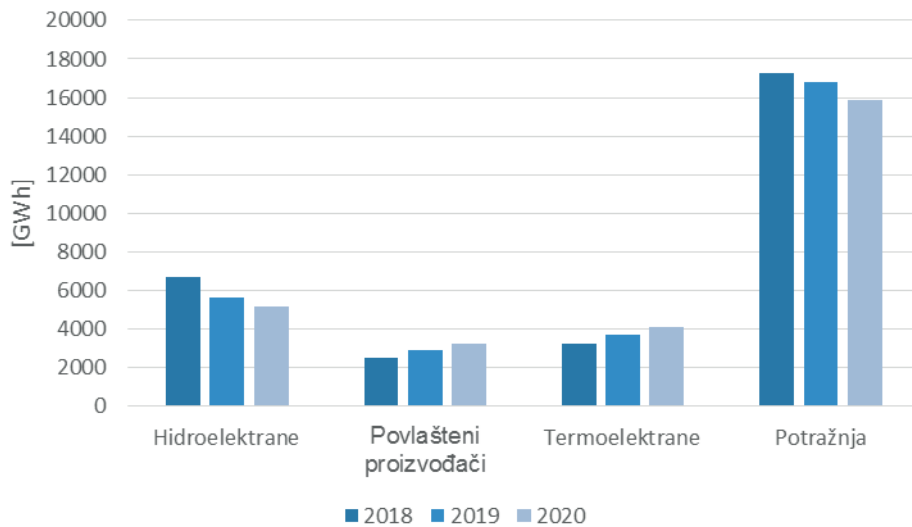


Slika C.4. Proizvodni miks HEP Proizvodnje i hrvatskog EES-a (2021.)

Priključna snaga svih elektrana na teritoriju Republike Hrvatske na kraju 2020. godine iznosila je 5.306 MW (2.202 MW hidroelektrana, 2.044 MW na fosilna goriva, 795 MW vjetroelektrana itd.) od čega se 3.262 MW odnosno 61% odnosi na proizvodna postrojenja električne energije koja koriste obnovljive izvore. Pritom su u 2020. godini proizvodna postrojenja električne energije koja koriste obnovljive izvore proizvela 8.133 GWh odnosno gotovo 67% od 12.216 GWh ukupno proizvedene električne energije u Republici Hrvatskoj, od čega je 3.287 GWh proizvedeno u sustavu poticanja. Posljednjih godina porastao je udio proizvodnje električne energije iz distribuiranih izvora. Tako je u 2020. godini isporuka električne energije iz distribuiranih izvora iznosila 1.415 GWh, što je za oko 5% više u odnosu na 2019. godinu i oko 34% više u odnosu na 2018. godinu. Pritom je približno 94% proizvodnje distribuiranih izvora bilo iz obnovljivih izvora energije. Udio isporučene električne energije iz distribuiranih izvora u ukupnoj potrošnji elektroenergetskog sustava (17.272 GWh) u 2020. godini iznosio je 8,2%.

Hrvatska elektroprivreda d.d. (dalje: HEP d.d.) je i dalje dominantni proizvođač električne energije s udjelom od 77,2% u proizvodnim kapacitetima, odnosno 76,6% u proizvedenoj električnoj energiji na teritoriju Republike Hrvatske. Na veleprodajnom tržištu Republike Hrvatske u 2020. godini HEP d.d. je sudjelovao s 39,4 TWh, dok je ukupni volumen trgova

vanja iznosio 63,9 TWh. Slika C.5. prikazuje ostvarenu proizvodnju elektrana hrvatskog EES-a u 2021. godini.



Slika C.5. Ostvarena proizvodnja elektrana hrvatskog EES-a (2021.)

POPIS KRATICA

AGIP – Azienda Generale Italiana Petroli
ANIDEL – Associazione Nazionale Imprese Produttrici e Distributrici di Energia Elettrica
BM – Balancing Mechanism
BOS – Balance of System
BWR – Boiling Water Reactor
CNEN – Comitato Nazionale per l'energia Nucleare
CNRN – Nazionale per le Ricerche Nucleari
COP – Conference Of Parties
D – deuterij
DSM – Demand Side Management
EES – Elektroenergetski Sustav
ENEL – Ente Nazionale per l'Energia eLettrica
ENI – Ente Nazionale Idrocarburi
ESCO – Energy Service Company
EU – European Union
GME – Gestore dei Mercati Energetici
H – hidroelektrane (graf)
HE – Hidroelektrana
He – helij
IPP – Independent Power Producer
IPPC – Integrated Pollution Prevention and Control
IRI – Integrated Resources Inc
JNC – Jedinstvena Nacionalna Cijena
kWh – Kilowatt Hour
LCP – Least Cost Planning
Li – litij
LOLP – Loss of Load Probability
MGP – Mercato del Giorno Prima
MO – Market Operator
MSD – Mercato dei Servizi di Dispacciamento
MW – Megawatt
MWh – Megawatt Hour

n – neutron
N – nuklearne elektrane (graf)
NETA – New Electricity Trade Arrangements
NGC – National Grid
NN – Niskonaponski
NORTEL – Northern Telecom Limited
NO_x – Dušikov oksid
O – obnovljivi izvori energije (graf)
ODS – Operator Distribucijskog Sustava
OECD – The Organisation for Economic Co-operation and Development
OIE – Obnovljivi Izvori Energije
OPS – Operator Prijenosnog Sustava
PJM – Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection LLC
PM – Pricematch
PPA – Power Purchase Agreement
PUR-PA – Public Utility Regulatory Policy Act
PWR – Pressurized-Water Reactor
RBMK – Reaktor Bolshoy Moshchnosti Kanalnyi
RETA – Refrigerating Engineers & Technicians Association
S – solarne elektrane (graf)
SAD – Sjedinjene Američke Države
SBP – System Buy Price
SELNI – Società Electronuclear Italiana
SIMEA – Società Italiana Meridionale Energia Atomica
SMP – System Marginal Price
SN – Srednjenaponski
SO – System Operator
SO₂ – Sumporov dioksid
SSP – System Sell Price
SSSR – Savez Sovjetskih Socijalističkih Republika
T – termoelektrane (graf)
T – tricij
TE – Termoelektrana
TPA – Third Party Access

TVA – Tennessee Valley Authority

V – vjetroelektrane (graf)

VN – Visokonaponski

VOLL – Value of Lost Load

Kratice država

AL – Albanija

BA – Bosna i Hercegovina

BG – Bugarska

HR – Hrvatska

HU – Mađarska

ME – Crna Gora

MK – Makedonija

RO – Rumunjska

RS – Republika Srbija

SI – Slovenija

KS – Kosovo

POPIS SLIKA

Slika 1. Krivulja opterećenja Commonwealth Electric Company.	14
Slika 2. Vremenski dijagram potreba za električnom energijom	75
Slika 3. Shema radijalne distribucijske elektroenergetske mreže.	80
Slika 4. Shema turbine Kaplan (princip).	24
Slika 5. Shema turbine Francis (princip)	25
Slika 6. Shema turbine Pelton (princip)	25
Slika 7. Shema klasičnog termoenergetskog postrojenja	26
Slika 8. Shema postrojenja kombiniranog ciklusa.	28
Slika 9. Globalna potrošnja primarne energije 2019. godine.	37
Slika 10. Shema tipičnog vjetroagregata	38
Slika 11. Osnovna shema fotonaponske ćelije	39
Slika 12. Shema termodinamičkog Sunčeva postrojenja linearne koncentracije	46
Slika 13. Određivanje uravnotežene cijene	63
Slika 14. Doprinosi različitih tehnologija u pokrivanju dnevne potrošnje električne energije (u MWh)	113
Slika 15. Evolucija instaliranih kapaciteta ENTSO-E područja (2010.-2020.)	114
Slika 16. Udjeli pojedinih tehnologija u europskom proizvodnom miksu	115
Slika 17. Akteri i ekonomski tokovi na tržištu električne energije	116
Slika 18. Struktura burze električne energije	119
Slika 19. Tržište „dan unaprijed“: oblikovanje marginalne cijene.	120
Slika 20. Djelatnost trgovine trgovačkog društva: primjer diversificiranog portfelja za pokrivanje potreba krajnjih kupaca	125
Slika 21. Podjela količine i točaka isporuke različitih tržišta, podaci iz 2019.	141
Slika 22. Komponente cijene električne energije za krajnjeg kupca.	143
Slika 23. Kretanje stvarne i imaginarnog cijene	151
Slika 24. Trajanje prekida kod korisnika niskog napona	152
Slika 25. Broj plaćenih naknada za izostanak poštivanja standarda komercijalne kvalitete	154

Slika 26. Razvoj normativa za reguliranje komercijalne kvalitete u sektorima električne energije i plina	154
Slika 27. Usporedba glavnih zemalja proizvođača električne energije iz nuklearnih elektrana	165
Slika 28. Referentna informatička struktura	170
Slika 29. Uporaba informativne imovine klijenta.	174
Slika 30. Moduli CRM	176
Slika 31. Moduli naplate.	178
Slika 32. Struktura simulatora za predviđanje srednjoročnih cijena	187
Slika 33. EU ETS afilijacija zemalja JIE regije	192
Slika 34. Kretanja potražnje za električnom energijom JIE.	194
Slika 35. Kretanja potražnje za električnom energijom po zemljama regije JIE	194
Slika 36. Odnos instalirane snage po tipu tehnologije zemalja JIE i ostatka ENTSO-e .	195
Slika 37. Evolucija proizvodnih kapaciteta po tipu tehnologije za JIE i ENTSO-e (2010.-2020.)	196
Slika 38. Proizvodni miksevi ENTSO-e područja i JIE regije	197
Slika 39. Kapaciteti termoenergetskog sektora JIE	197
Slika 40. Kapaciteti hidroenergetskog sektora JIE.	198
Slika 41. Evolucija kapaciteta OIE po zemljama JIE	199
Slika 42. Proizvodnja električne energije po tipu tehnologije za JIE.	200
Slika 43. Proizvodnja po tipu tehnologije zemalja JIE	200
Slika 44. Bilanca proizvodnje i uvoza/izvoza za zemlje JIE.	201
Slika 45. Razmjena električne energije zemalja JIE sa susjednim zemljama	202
Slika 46. Usporedba specifične potrošnje i specifičnih emisija za dva tipa termoelektrana	204
Slika 47. Ukupne i specifične emisije CO2 u Jugoistočnoj Europi, 2021.	205
Slika 48. Utjecaj potražnje, hidrologije i cijena goriva na cijene električne energije i na emisije CO2	206
Slika 49. Utjecaj cijena emisijskih dozvola na cijene električne energije i emisije CO2 .	207
Slika 50. Pomak proizvodnje s ugljena na prirodni plin uzrokovan rastom cijena emisijskih dozvola	208
Slika 51. Osnovne sastavnice statičkog indeksa energetske sigurnosti	212

Slika 52. Očekivani udio ne-kompetitivnih kapaciteta termoenergetskog sektora JIE u 2021..	216
Slika 53. Tržišna vrijednost električne energije promatrana s proizvodne strane, ukupni poticaji povlaštenim proizvođačima i pretpostavljeni troškovi uravnoteženja za zemlje JIE u 2021.	217
Slika 54. Proizvodnja po tipu tehnologije za zemlje JIE u 2021.	218
Slika 55. Ostvarena proizvodnja po tipu tehnologije i razmjena JIE u 2021.	218
Slika 56. Ukupne i specifične emisije CO2 elektroenergetskih sektora zemalja JIE u 2021..	219
Slika 57. Elektroenergetska ravnoteža za zemlje JIE u 2021.	219
Slika 58. Dimenzije indeksa elektroenergetske sigurnosti za zemlje JIE u 2021.	220
Slika 59. Indeksi elektroenergetske sigurnosti za zemlje JIE u 2021..	220
Slika 60. Usporedba dimenzija indeksa JIE i Hrvatske za 2021.	221
Slika 61. Slučaj rapidnog skoka cijena na tržištu Victorije, Australija.	245
Slika 62. Cjenovne zone u Norveškoj (cijene u €/KWh)	251
Slika 63. Ograničenja pri prijenosu – razmatrano od Countertradea (cijene u €/MWh)	252

POPIS TABLICA

Tablica 1. Električne tramvajske linije u uporabi ili izgradnji početkom 1895.	13
Tablica 2. Usporedba proizvodnje električne energije između Europe i SAD-a u milijunima kilovatsata.	17
Tablica 3. Duljina električnih vodova elektrificiranih željezničkih linija u pojedinim europskim zemljama (u kilometrima).	18
Tablica 4. Usporedba energetske učinkovitosti različitih opcija proizvodnje	28
Tablica 5. Obilježja suvremenih postrojenja na ugljen i kombiniranih ciklusa.. . . .	30
Tablica 6. Stanje nuklearnih postrojenja u prosincu 2020.	33
Tablica 7. Učinkovitosti silicijskih ćelija..	39
Tablica 8. Karakteristike postrojenja istodobne proizvodnje električne energije u malom opsegu.	43
Tablica 9. Svjetska proizvodnja vodika	48
Tablica 10. Predviđene obveze smanjenja u Kyotu (promjene u postocima efekta staklenika)53	
Tablica 11. Struktura tehničkih postrojenja.	57
Tablica 12. Usporedba aktualnih i budućih distribucijskih mreža..	136
Tablica 13. Usporedba broja tarifa ponuđenih korisnicima prema razini potrošnje u različitim europskim zemljama	152
Tablica 14. Scenariji analize osjetljivosti.	206

