



*Reform assistance to
Bosnia and Herzegovina*

*Podrška reformama u
Bosni i Hercegovini*

OKVIRNA ENERGETSKA STRATEGIJA FEDERACIJE BOSNE I HERCEGOVINE DO 2035.

Status dokumenta: Radna verzija v.02
Datum predaje verzije: 6.6.2017.

UVOD

Prethodna globalna i Evropska ekonomska kriza uz regionalni socio-politički aspekt negativno su utjecali na dinamiku razvoja Jugoistočne Evrope, pa samim time i Federacije BiH (FBiH) u okviru Bosne i Hercegovine. Uz karakter male, otvorene ekonomije, FBiH te BiH su nužno potrebne pametne investicije koje će značajnije i ciljano pokrenuti ekonomsku aktivnost, a gdje sektor energetike ima veliku ulogu.

Domaći i evropski energetski kontekst u trenutnom razdoblju pun je velikih odluka, izazova i neizvjesnosti. Zapadne zemlje EU predvode implementaciju politike čiste energije, značajno mijenjajući energetske paradigme, regulatorne mehanizme i investicijske potrebe. Pritisci na veleprodajne cijene električne energije na evropskim burzama danas otežavaju značajnije investicijske odluke u energetici, dok s druge strane EU agenda čišće energije iziskuje sredstva za dugoročnu prilagodbu proizvodnog portfelja i tehnologija ka manjim emisijama stakleničkih gasova.

Okvirna energetska strategija daje kontekst i smjer razvoja energetike u FBiH, te traži pravi balans u kontekstu „energetske trileme”. Pokretanje pravih investicija, tržišnih i regulatornih reformi u svim segmentima energetike, podržanih sa čvrstom i strukturiranom implementacijom od svih ključnih dionika, od kritične je važnosti za FBiH.

Smjernice za FBiH baziraju se na politikama održivog razvoja koje u balansu imaju tri aspekta; a) sigurnosti snabdijevanja, b) konkurentnosti cijena, i c) politike dekarbonizacije odnosno čišće energije. Uz ciljanu efikasnost sektora i efikasno korištenje resursa samo će na taj način FBiH, te Bosna i Hercegovina u cijelosti, omogućiti paralelnu konvergenciju preuzetim obavezama i politikama EU, te pozicionirati energetiku kao motor stabilnosti i održivog razvoja ekonomije. Sekundarni efekti dovest će do zapošljavanja, smanjenja javnog duga i povećanja konkurentnosti.

Cilj ovog dokumenta („Okvirna energetska strategija”) je prioritizacija ključnih energetske strateških smjernica FBiH s jasno postavljenim ciljevima i prioritetima za provedbu u narednim godinama, pri tome imajući u vidu načela slobodnog tržišta i tržišnih faktora koji se ne mogu centralno kontrolirati. Jasne strateške smjernice ovog dokumenta podloga su za prijavu i povlačenje, među ostalim, sredstava IPA i WBIF sredstava za energetiku u BiH, te i za privlačenje drugih investitora u energetski sektor.

Ovaj dokument sadrži strateške smjernice usuglašene s Radnom skupinom FBiH, te je nastao suradnjom mjerodavnih ministarstava, relevantnih institucija, istraživačkih centara, udruga i socijalnih partnera te drugih dionika energetskog sektora.

Krajnji rezultat ovog dokumenta je strateška analiza te pregled strateških prioriteta energetske politike FBiH u njenim ključnim segmentima, te daje nekoliko indikativnih scenarija razvoja proizvodnog miksa za razdoblje do 2035. godine.

Sadržaj

1	PRISTUP I METODOLOGIJA	5
1.1	Dodjela institucionalnih nadležnosti u energetsom sektoru Federacije BiH te Bosne i Hercegovine	5
1.2	Ključne informacije, te pristup izradi Okvirne energetske strategije	5
1.3	Metodologija izrade Okvirne energetske strategije	6
1.4	Podaci	7
2	SAŽETAK	8
2.1	Ulazne smjernice za izradu Okvirne energetske strategije	8
2.2	Sažetak prioriteta Okvirne energetske strategije Federacije BiH	8
3	OPĆI PODACI I MAKROEKONOMSKA KRETANJA	11
3.1	Ustrojstvo i opći podaci	11
3.2	Makroekonomska kretanja	11
3.2.1	Bruto društveni proizvod	11
3.2.2	Nezaposlenost	12
3.2.3	Direktna strana ulaganja i investicijska klima	13
4	GLOBALNI ENERGETSKI TRENDOVI	16
4.1	Električna energija	16
4.1.1	Globalni trendovi	16
4.1.2	Europski trendovi	17
4.1.3	Europske energetske politike	19
4.1.4	Dosadašnji rast proizvodnje iz OIE	21
4.1.5	Budući scenariji razvoja instalirane snage iz OIE	21
4.1.6	Tehnologije obnovljivih izvora energije	23
4.1.7	Trendovi u segmentu veleprodaje i snabdijevanja električnom energijom	24
4.1.8	Utjecaj trendova na transformaciju sektora i nove poslovne modele	25
4.1.9	Ključne implikacije globalnih trendova na okvirnu energetska strategiju	28
4.2	Nafta i gas	29
4.2.1	Tržište sirove nafte	29
4.2.2	Tržište prirodnog gasa	31
4.2.3	Prerada sirove nafte	33
4.2.4	Trendovi ulaganja i poslovni modeli naftnih kompanija	34
4.2.5	Ključne implikacije globalnih trendova nafte i gasa na okvirnu energetska strategiju	36
5	ENERGETSKI SEKTOR FEDERACIJE BIH	37
5.1	Presjek regulatorno-institucionalnog okvira	37
5.1.1	Ugovor o osnivanju Energetske zajednice	37
5.1.2	Inicijativa West Balkan 6 (Zapadni Balkan 6)	41
5.1.3	Zakonodavni okvir energetskeg sektora	42
5.2	Elektroenergetski sektor	43
5.2.1	Struktura tržišta električne energije	43
5.2.2	Instalirana snaga i proizvodnja električne energije	44
5.2.3	Veleprodajno tržište	48
5.2.4	Prijenos električne energije	50
5.2.5	Distribucija i snabdijevanja	52
5.2.6	Cijene električne energije	56
5.2.7	Indikativni scenariji razvoja proizvodnog miksa Federacije BiH	58
5.2.8	Razrada scenarija razvoja proizvodnog miksa Federacije BiH do 2035. godine	63
5.2.9	Regulatorni i institucionalni okvir	75
5.2.10	Strateške smjernice	80
5.3	Sektor uglja	81

5.3.1	Uvod.....	81
5.3.2	Rezerve uglja	83
5.3.3	Proizvodnja uglja i efikasnost rudnika	86
5.3.4	Scenariji razvoja sektora rudnika u Federaciji BiH	90
5.3.5	Kumulativni efekti indikativnih scenarija razvoja TE sektora.....	92
5.3.6	Regulatorni i intitucionalni okvir	93
5.3.7	Strateške smjernice	94
5.4	Obnovljivi izvori energije.....	95
5.4.1	Uvod.....	95
5.4.2	Bruto finalna potrošnja energije	95
5.4.3	Regulatorni i institucionalni okvir.....	105
5.4.4	Strateške smjernice	107
5.5	Sektor nafte i naftnih derivata	108
5.5.1	Struktura naftnog tržišta u FBiH.....	108
5.5.2	Istraživanje i proizvodnja ugljikovodika	108
5.5.3	Potrošnja naftnih derivata	112
5.5.4	Program obveznih rezervi naftnih derivata	114
5.5.5	Tržište maloprodaje naftnih derivata	116
5.5.6	Regulatorni i institucionalni okvir.....	117
5.5.7	Strateške smjernice	120
5.6	Sektor gasa.....	121
5.6.1	Stanje i trendovi u sektoru gasa za širu regiju.....	121
5.6.2	Struktura tržišta gasa u BiH i Federaciji BiH	123
5.6.3	Razvoj gasovodne infrastrukture u regiji i Federaciji BiH	129
5.6.4	Regulatorni i institucionalni okvir.....	131
5.6.5	Strateške smjernice	134
5.7	Toplinarstvo	135
5.7.1	Potrošnja toplotne energije	135
5.7.2	Proizvodnja toplotne energije.....	136
5.7.3	Toplinarska poduzeća u FBiH.....	137
5.7.4	Opcije razvoja sistema daljinskog grijanja.....	138
5.7.5	Ostali toplinski sistemi	142
5.7.6	Regulatorni i institucionalni okvir.....	142
5.7.7	Strateške smjernice	143
5.9	Energetska efikasnost.....	144
5.9.1	Europske direktive i Akcijski planovi	144
5.9.2	Ključni strateški elementi	146
5.9.3	Finalna potrošnja.....	146
5.9.4	Transformacija, prijenos i distribucija	148
5.9.5	Sistemi daljinskog grijanja	151
5.9.6	Međusektorske mjere	152
5.9.7	Regulatorni i institucionalni okvir.....	153
5.9.8	Strateške smjernice	154
	Spisak skraćenica.....	155
	Popis slika	158
	Popis tablica.....	160

1 PRISTUP I METODOLOGIJA

1.1 Dodjela institucionalnih nadležnosti u energetskom sektoru Federacije BiH te Bosne i Hercegovine

Bosna i Hercegovina (BiH) je država koja se sastoji od dva entiteta, Federacije Bosne i Hercegovine (FBiH) i Republike Srpske (RS), te Brčko Distrikta (BD) kao zasebne upravne jedinice. Energetski sektor je u nadležnosti entiteta. Prema Ustavu BiH, u nadležnost institucija BiH spada, između ostalog, reguliranje međuentitetskog transporta, što podrazumijeva i transport energije. Također, vanjska politika i ispunjavanje preuzetih međunarodnih obaveza je u nadležnosti BiH. Imajući u vidu naprijed navedeno, u kontekstu ovog dokumenta, nadležne institucije u energetskom sektoru su slijedeći:

- **Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa BiH (MVTEO)** je dio Vijeća ministara BiH, koje ostvaruje svoja prava i obavlja dužnosti kao organ državne vlasti. Kao što je navedeno u Zakonu o ministarstvima i drugim organima uprave BiH („Službeni glasnik BiH”, broj 5/03, 42/03, 26/04, 42/04, 45/06, 88/07, 35/09 i 103/09), MVTEO je nadležno, između ostalog, za obavljanje poslova i zadataka iz nadležnosti BiH koji se odnose na definisanje politike, osnovnih principa, koordiniranje djelatnosti i usklađivanje planova entitetskih tijela vlasti i institucija na međunarodnom planu u području energetike. MVTEO također ima i nadležnosti u oblasti koncesija za korištenje vodnih potencijala graničnih rijeka, kao i kada se koncesiono dobro prostire na području oba entiteta. U MVTEO je organizovan Sektor za energetiku koji obavlja poslove u okviru Odsjeka za primarnu energiju i politiku, Odsjeka za sekundarnu energiju i projekte, te Odsjeka za implementaciju projekata.
- **Ministarstvo komunikacije i prometa BiH** je dio Vijeća ministara BiH, koje ostvaruje svoja prava i obavlja dužnosti kao organ državne vlasti. Prema Zakonu o ministarstvima i drugim organima uprave BiH, Ministarstvo komunikacija i prometa BiH je nadležno, između ostalog, za međunarodni i međuentitetski promet i infrastrukturu, pripremanje ugovora, sporazuma i drugih akata iz oblasti međunarodnih i međuentitetskih komunikacija i prometa, odnose sa međunarodnim organizacijama iz oblasti međunarodnih i međuentitetskih komunikacija i prometa, pripremu i izradu strateških i planskih dokumenata iz oblasti međunarodnih i međuentitetskih komunikacija, prometa, infrastrukture i informacionih tehnologija, te za poslove kontrole neometanog transporta u međunarodnom transportu. U ovom ministarstvu je organizovan Odsjek za vazdušni, vodni i cjevovodni transport u okviru Sektora za transport.
- **Federalno ministarstvo energije, rudarstva i industrije (FMERI)**, u skladu sa nadležnostima propisanim Zakonom o federalnim ministarstvima i drugim organima uprave FBiH („Službene novine FBiH”, broj 58/02, 19/03, 38/05, 2/06, 8/06, 61/06, 52/09, 80/10 i 48/11), obavlja upravne, stručne i druge poslove utvrđene zakonom koji se odnose na ostvarivanje nadležnosti FBiH u oblastima industrije, energetike, rudarstva, geoloških istraživanja i poduzetništva. U okviru FMERI organizovani su Sektor energije i Sektor rudarstva.

Kantoni u FBiH imaju, prema kantonalnim ustavima, vlastita ovlaštenja o oblasti energije, koja se odnose na donošenje propisa o lokalnim postrojenjima za proizvodnju energije i osiguranje njihove dostupnosti.

1.2 Ključne informacije, te pristup izradi Okvirne energetske strategije

Ovaj izvještaj je dio projekta koji financira Odjel za međunarodni razvoj (DFID) Vlade Velike Britanije a predvodi ga PricewaterhouseCoopers u suradnji s ostalim partnerima. Krajnji cilj projekta je izrada Okvirne energetske strategije BiH na osnovi Okvirnih energetske strategije Republike Srpske, Federacije Bosne i Hercegovine te Brčko Distrikta

U okviru projekta izradit će se:

- **Strateška analiza postojećeg stanja energetskog tržišta,**
- **Ažuriranje postojeće energetske strategije Republike Srpske kroz dokument Okvirne energetske strategije RS,**
- **Izrada energetske strategije Federacije Bosne i Hercegovine kroz dokument Okvirne energetske strategije FBiH,**
- **Izrada energetske strategije Brčko Distrikta kroz dokument Okvirne energetske strategije BiH,**
- **Metodološko usklađenje Entitetskih dokumenata te izrada Okvirne energetske strategije BiH.**

Vremenski okvir za izradu Nacrta strateških dokumenata je 5 mjeseci. U proces izrade Okvirne energetske strategije uključene su radne skupine na svim razinama, a koje je svako od nadležnih tijela na projektu imenovalo i ovlastilo za rad na ovom projektu. Nivo Bosne i Hercegovine predstavlja Radna skupina koju predvodi Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa (MVTEO), nivo Federacije Bosne i Hercegovine predstavlja Radna skupina koju predvodi Federalno ministarstvo energetike, rudarstva i industrije (FMERI), nivo Republike Srpske predstavlja Radna skupina koju predvodi Ministarstvo industrije, energetike i rudarstva (MIER), te nivo Brčko Distrikta kojeg predstavlja Radna skupina predvođena od strane JP “Komunalno Brčko” d.o.o.

Tijekom procesa izrade Okvirne energetske strategije periodički su se izvještavali predstavnici Ministarstva vanjske trgovine i ekonomskih odnosa Bosne i Hercegovine, Ministarstva energije, rudarstva i industrije Federacije Bosne i Hercegovine, Ministarstva industrije, energije i rudarstva Republike Srpske, Vijeća Ministara BiH, te predstavnici donatora (Ambasada Velike Britanije u BiH) i drugih zainteresiranih strana poput Delegacije EU u BiH.

1.3 Metodologija izrade Okvirne energetske strategije

Okvirna energetska strategija (OES) za cilj ima identifikaciju ključnih prioriteta potrebnih za razvoj energetskog sustava u Federaciji BiH kao jedne od ključnih sastavnica energetske strategije na državnoj razini Bosne i Hercegovine.

Cjelokupan pristup životnog ciklusa uključuje šest zadataka, koji su predstavljeni na sljedećoj slici i opisani u nastavku.

Slika 1.3.1 Životni ciklus strateškog planiranja



Izvor: metodologija Projektnog tima

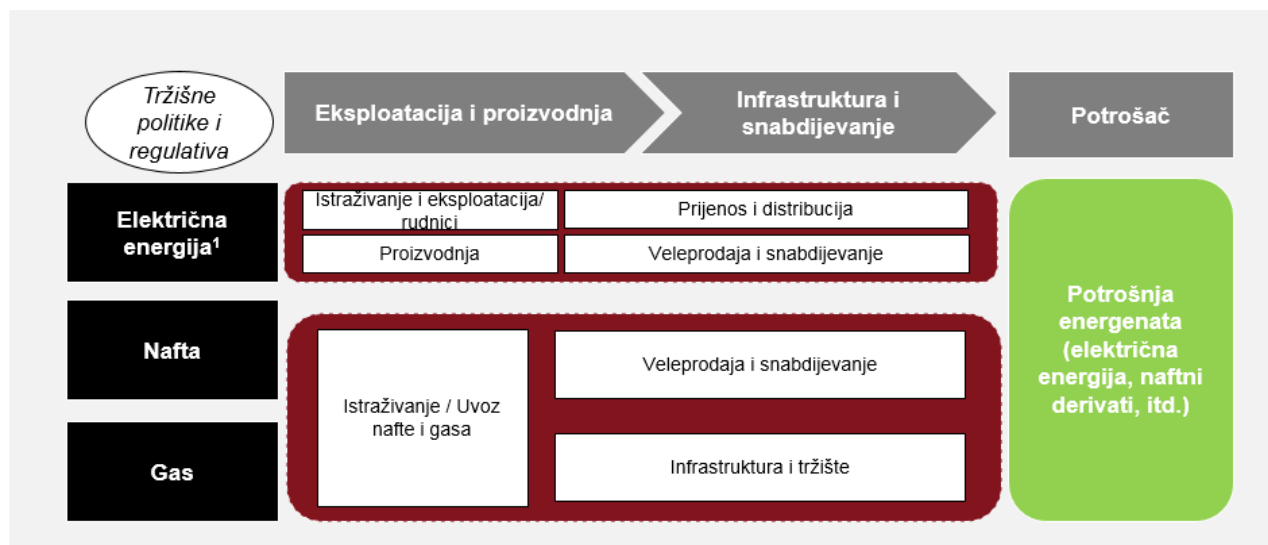
- Dijagnostika:** strateška analiza na temelju koje je napravljen presjek trenutnog stanja i jasno razumijevanje trenutne situacije energetskog sektora Federacije BiH. Ovaj zadatak se sastojao od aktivnosti prikupljanja podataka, razgovora s ključnim dionicima, analizu šireg regionalnog i europskog energetskog konteksta te identifikacije ključnih hipoteza i strateških prioriteta. Dijagnostika, odnosno strateška analiza, odnosila se na ključne segmente energetike.
- Strategija:** identifikacija strateških ciljeva, vizije te razrada ključnih strateških prioriteta u svim segmentima energetike (električna energija, nafta, gas, toplinarstvo energetska efikasnost, obnovljivi izvori energije, regulatorno-zakonodavni okvir, krajnji korisnik, itd.), zasnovana na razumijevanju trenutnog stanja te globalnih trendova koji mijenjaju industriju. Ovaj korak rađen je na temelju urađenih analiza i postavljenih hipoteza tijekom faze dijagnostike, te sukladno tome daje osvrt na ključne teme. Cilj ovog zadatka je identifikacija ključnih strateških prioriteta i opcija kao podloga za daljnje odlučivanje i implementaciju energetskih politika u Federaciji BiH koja čini jednu od ključnih sastavnica Okvirne energetske strategije na državnoj razini.
- Plan razvoja:** ova sastavnica strateškog planiranja stavlja fokus na daljnju i detaljnu razradu specifičnih strateških tema do nivoa operativnih, tehničkih i legislativnih planova. Ona predstavlja operativnu podlogu za implementaciju investicija i mjera u energetici. Akcioni plan uključuje definicije pokazatelja za praćenje i evaluaciju energetske politike te investicija izabranih od kreatora politike.
- Priprema:** priprema i provođenje akcionog plana (detaljni projekat i planiranje)
- Sprovođenje:** primjena programa definiranog na programskim razinama
- Praćenje i procjena:** praćenje rezultata i utjecaja programa i usporedba sa strateškim ciljevima definiranim tijekom planiranja

Ovaj dokument uključuje razvoj prva dva elementa životnog ciklusa strateškog planiranja:

- Faza 1 – Dijagnostika**
- Faza 2 – Izrada Okvirne energetske strategije Federacije BiH**

U sklopu projekta, sagledani su ključni segmenti energetskog tržišta duž lanca vrijednosti, kao što je prikazano na sljedećoj slici (Slika 1.3.2).

Slika 1.3.2 Presjek ključnih segmenata energetskeg tržišta i lanca vrijednosti



Napomena: 1) Uključeni su i pod-sektori
Izvor: analiza Projektnog tima

Za svaki od obrađenih dijelova energetskeg tržišta, dokument daje strateški osvrt na regulatorno-zakonodavni okvir.

U dijelu dokumenta koji se odnosi na segment električne energije obrađeni su europski i regionalni trendovi, tematika rudnika uglja, uređenje tržišta, bilans uvoza i izvoza električne energije, proizvodnja i proizvodni miks, elektroenergetska infrastruktura odnosno distribucija i prijenos, veleprodajno tržište, trgovina i snabdijevanje te odabrane implikacije na krajnjeg korisnika. Dodatno, u kontekstu tržišta električne energije, obrađuje se i tema obnovljivih izvora energije i toplinarstva, te energetske efikasnosti kao neizostavnog trenda, kako iz perspektive krajnjeg korisnika (potrošača), tako i kroz ostale elemente lanca vrijednosti.

U segmentu nafte, uz globalni kontekst, dokument je strukturiran na „upstream“ segment naftne industrije koji se odnosi na proces istraživanja i eksploatacije, i na „downstream“ segment koji se odnosi na uvoz nafte i naftnih derivata, preradu i rafinerijsko poslovanje, skladištenje i rezerve, distribuciju i snabdijevanje tržišta naftom i naftnim derivatima te implikacije na krajnjeg korisnika.

U segmentu gasa, uz globalne, europske i regionalne trendove, dokument daje osvrt na cjelokupno tržište i tržišno uređenje, presjek uvoznih aktivnosti, plan razvoja infrastrukture gasa, kretanje cijena za krajnje korisnike, itd.

Okvirna energetska strategija svojim analizama i smjernicama fokus stavlja i na problematiku tzv. „energetske trileme“, gdje se kroz prizme sigurnosti snabdijevanja, cjenovne prihvatljivosti te dekarbonizacije, odnosno čiste i održive energije obrađuju ključni energetske segmenti i pitanja.

1.4 Podaci

Tijekom izrade Okvirne energetske strategije Federacije BiH koristili su se:

- 1) Javno dostupni podaci (npr. podaci zavoda za statistiku na razini entiteta, države te EU, internet stranice institucija i privrednih subjekata, regulatorna izvješća, financijska i revizorska izvješća, globalne energetske baze podataka, itd.)
- 2) Dostavljeni podaci od Radne skupine uključujući i rezultate operativnih i strateških radionica
- 3) Analize i baze podataka Projektnog tima

Projektni tim GGF tijekom izrade ove studije nije obavljao revizorske procedure niti je, osim ako nije drugačije navedeno, dobivene financijske i operativne podatke od strane Radnih skupina ili preuzete iz službenih dokumenata podvrgavao procedurama provjere ili potvrde.

2 SAŽETAK

2.1 Ulazne smjernice za izradu Okvirne energetske strategije

U razdoblju ekonomske nesigurnosti, značajni resursi i fokus treba biti usmjeren na identifikaciju izvora i omogućavanje **održivog rasta**. To je moguće jedino uz jasno definirane prioritete, fokus na efikasnost i razvoj te dosljednu provedbu implementacije. Koherentnost strateških ciljeva i provedbe ima za cilj efikasno korištenje (oskudnih) resursa, kako finansijskih, tako i stručnih (ljudskih), te prirodnih. U skladu sa navedenim kontekstom, energetska sustav Federacije BiH može i mora nositi ključnu ulogu u unaprjeđenju ukupne ekonomije. Za suočavanje sa ključnim izazovima koje sektor ima i očekuje, potreban je fokusiran i dosljedan set strukturnih reformi, ponekad i izvan oblasti energetike.

Uzevši u obzir specifičnu ekonomsku situaciju Federacije BiH te Bosne i Hercegovine u cijelosti, jedan od glavnih prioriteta ugrađenih u cjelokupnu sektorsku strategiju mora biti **konkurentna** energetika koja u značajnoj mjeri čuva standard građana te pozitivno utječe na konkurentnost drugih gospodarskih grana. Tu se javljaju dva ključna izazova; potreba za restrukturiranjem ključnih dijelova sektora kao predušlov za stvaranje veće vrijednosti za krajnje korisnike, te pronalazak novih vrijednosti kroz razvoj novih poslovnih modela.

Proteklo razdoblje je pokazalo da proizvodnja električne energije u Federaciji BiH u pravilu osigurava **sigurnost snabdijevanja** domaće potražnje, unatoč činjenici da je zbog visokog udjela i volatilnosti energije iz hidroelektrana taj bilans osjetljiv. Ipak, kada uzmemo u obzir trendove sve intenzivnije integracije europskih tržišta, možemo konstatirati da sigurnost snabdijevanja nije značajno narušena niti u scenariju manjeg deficita. Iako aspiracije za razdoblje do 2035. godine stavljaju sigurnost snabdijevanja visoko na ljestvici prioriteta tom cilju je potrebno pristupiti vrlo oprezno uzevši u obzir negativna iskustva nekih europskih zemalja u scenarijima prekapacitiranosti te europske energetske trendove.

Strateški ciljevi održavanja konkurentnog energetskeg sustava te sigurnosti snabdijevanja moraju biti usklađeni s agendom **održivog razvoja odnosno smanjenja negativnih utjecaja na okoliš**, posebno imajući u vidu današnju poziciju Federacije BiH u odnosu na inicijative EU, energetske trendove te preuzete i buduće obaveze prema Energetskoj zajednici i drugim tijelima.

2.2 Sažetak prioriteta Okvirne energetske strategije Federacije BiH

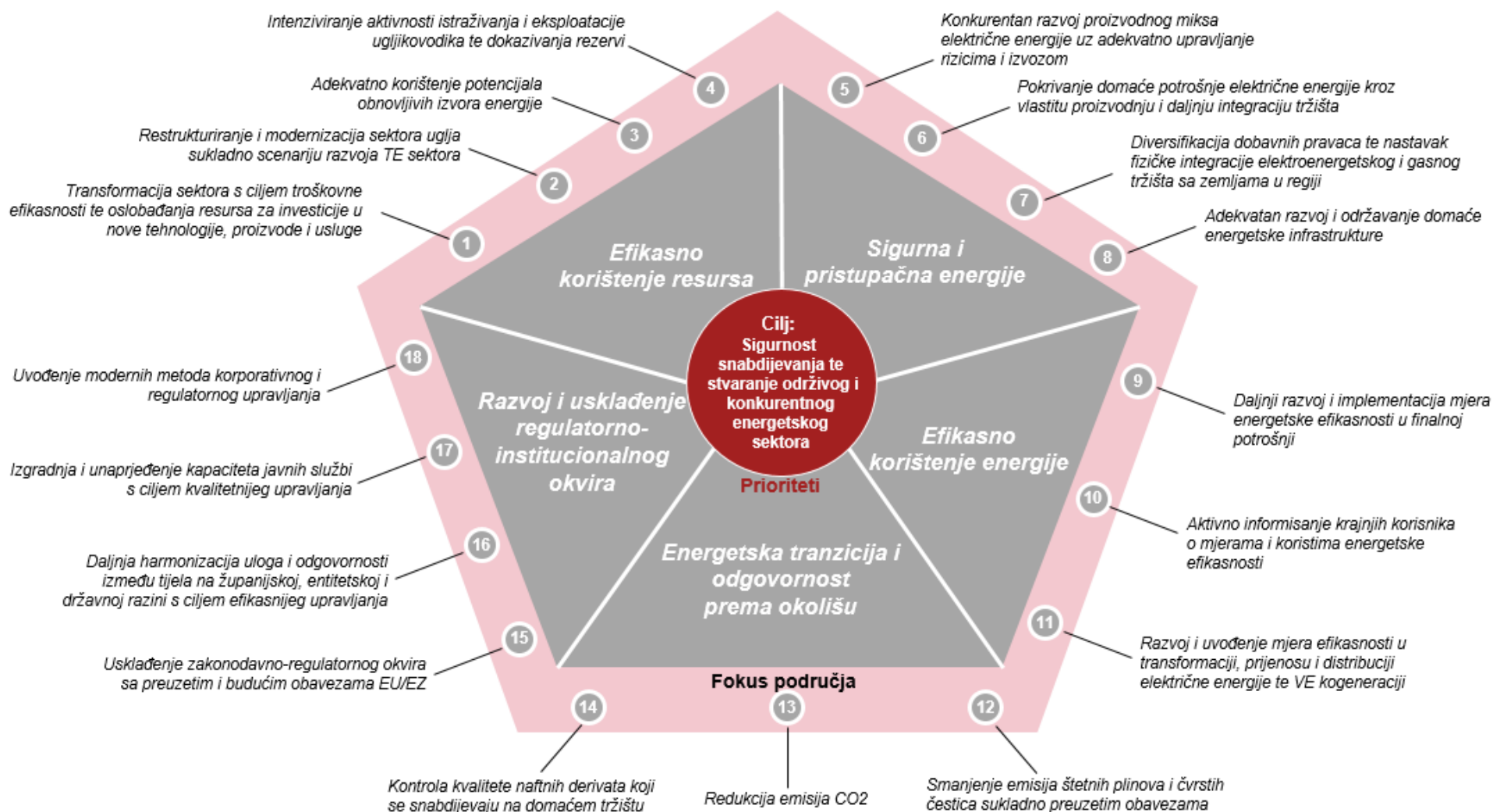
Dugoročni cilj energetike FBiH je svakako stvaranje konkurentnog i dugoročno održivog energetskeg sustava, u okvirima dostupnih kapaciteta, resursa i adekvatne dinamike. Stabilan energetska sustav potreban je za stabilnost i pokretanje drugih gospodarskih grana te čuvanje konkurentnosti gospodarstva u cijelosti. S ciljem postizanja navedenog cilja, definirano je pet ključnih prioriteta te povezanih fokus područja;

Efikasno korištenje resursa – uglj je dominantan prirodni resurs u proizvodnji električne energije i kao takav predstavlja jednu od ključnih osnova energetike. Iako dugoročni razvoj energetskeg sektora FBiH podrazumijeva smanjenje štetnih emisija i proizvodnje električne energije iz fosilnih goriva, i dalje je iznimno važno da se buduće aktivnosti eksploatacije i proizvodnje uglja provode efikasnije primjenjujući adekvatnu tehnologiju i metode rada.

Prirodni potencijali u segment nafte i gasa danas su potpuno neiskorišteni, stoga bi nastavak istražnih radnji s ciljem dokazivanja komercijalnih rezervi te potencijalnom eksploatacijom svakako doprinio današnjem bilansu. S druge strane, buduća snažnija orijentacija prema čistoj energiji, koja je danas bazirana dominantno na hidroenergetskim potencijalima, zahtijeva dobro gospodarenje prirodnim potencijalima. To podrazumijeva identifikaciju i mapiranje prirodnih resursa i kapaciteta u svim segmentima obnovljivih izvora energije, te procjenu mogućosti iskorištenja imajući u vidu održivost i utjecaj na okoliš ali i dugoročne ciljeve dekarbonizacije. Budući da efikasna transformacija obnovljivih izvora energije u električnu energiju podrazumijeva i iskorištavanje novih, inovativnih, tehnologija (koje postaju komercijalno sve dostupnije) važno je stvoriti optimalne uslove koji će potaknuti korištenje istih. Isto pravilo vrijedi i za ostatak energetskeg sektora u kojem digitalizacija, nove tehnologije i IT sustavi omogućavaju smanjenje troškova, kvalitetniji rad te nove poslovne modele. Procese prilagodbe na novu tržišnu realnost potrebno je pokrenuti na vrijeme, kroz sveobuhvatnu transformaciju energetskeg sektora i njenih ključnih dionika, a s ciljem postizanja efikasnosti te oslobođanja resursa za ulaganja u nove tržišne segmente i izgradnju modernih kompetencija.

Sigurna i pristupačna energija - dvije iznimno važne komponente tzv. energetske trileme u kontekstu ekonomske situacije i geopolitičke pozicije FBiH. Kada govorimo o energetskeg sigurnosti, važno je razumjeti da FBiH danas ne može samostalno postići energetska sigurnost u svim segmentima, primarno zbog nepostojanja vlastite proizvodnje nafte i gasa. Tu je prije svega važno aktivno upravljati fizičkom integracijom tržišta sa zemljama u okruženju, razumjeti i implementirati opcije diversifikacije dobavnih pravaca, te razvijati partnerske odnose sa privrednim subjektima koji snabdijevaju domaće tržište. U segmentu nafte i naftnih derivata, potrebno je uspostaviti sistem obaveznih rezervi. Isto tako, ne smije se zanemariti i adekvatno upravljanje vlastitom energetskeg infrastrukturom s ciljem unaprjeđenja kvalitete i sigurnosti snabdijevanja. Kada govorimo o električnoj energiji, onda u kontekstu FBiH govorimo o relativno visokom stupnju sigurnosti snabdijevanja koji je potrebno održavati i u narednom razdoblju balansirajući visok udio vlastite proizvodnje, integraciju sa regionalnim tržištima, trendove energetske efikasnosti i decentralizirane proizvodnje te ciljeve konkurentnosti i čistije energije.

Slika 2.2.1 Ilustrativan prikaz strateških prioriteta Federacije BiH



Izvor: analiza Projektnog tima, Radna skupina FBIH

Proizvodni miks FBiH je relativno cjenovno konkurentan, međutim u narednom razdoblju se mogu očekivati daljnji cjenovni pritisci (cijena proizvodnje uglja, „ETS“, deregulacija proizvodne cijene, itd.) koji bi mogli negativno utjecati na konkurentnost. Uz to, potencijalno snažno planiranje izgradnja (termo) kapaciteta u današnjim uvjetima cijena i EU politika podiže rizik rasta fiksnih troškova i potencijalnog pada iskorištenosti elektrana što bi stvorilo dodatani pritisak na cjenovnu konkurentnost. Stoga je razvoj proizvodnog portfelja potrebno je uskladiti s ekonomskim mogućnostima te tržišnim i regionalnim kontekstom. Zadržavanje prosječne proizvodne cijene na razinama današnje cijene HUPX-a, u dugom roku, smatralo bi se dobrim rezultatom, imajući u vidu sve pritiske.

Uz velike investicijske projekte, FBiH ima solidan hidroenergetski potencijal, te prilikom izgradnje drugih OIE projekata, čime se može stvoriti pozitivan multiplikatorski efekat na ekonomiju te potaknuti manje i srednje poduzetništvo. U tom kontekstu je važno aktivno upravljati modelima odnosno troškovima naknada za poticanje OIE koji stvaraju pritisak na krajnju cijenu električne energije, te poboljšati zakonski i regulatorni okvir u cilju lakšeg i bržeg ishodovanja dozvola za gradnju i eksploataciju OIE.

Efikasno korištenje energije - Ključni elementi strategije za energetska efikasnost predloženi su po uzoru na dugoročnu viziju EU zemalja, te na način da usklade realne interese FBiH te zahtjeve Direktive 2012/27/EU. Tri su ključne strateške poluge za postizanje ciljeva energetske efikasnosti, odnosno ušteda od u intervalu od 30,46 do 37,19 PJ do 2035. godine. Poluge se odnose na uštede u finalnoj potrošnji, uštede u procesu transformacije, prijenosa i distribucije električne energije, gasa i toplote, te kroz stvaranje uslova za visoko efikasnu kogeneraciju te promociju i ekspanziju efikasnih sistema daljinskog grijanja. Osim navedenih elemenata, bitno je poboljšati zakonski i regulatorni okvir za energetska efikasnost, definirati financijske mjere i institucionalni okvir za implementaciju, kao i provoditi info kampanje, edukacije i osposobljavanja.

Energetska tranzicija i odgovornosti prema okolišu – Ciljevi postizanja čišće energije i smanjenje negativnih utjecaja na okoliš visoko su na agendi FBiH koja je usvojila te kontinuirano implementira razne inicijative koje su direktno i indirektno povezane s očuvanjem okoliša. Konkretno, FBiH je do 2028. godine preuzela obavezu smanjenja SO₂ za 95%, NO_x za 64% i čvrstih čestica za 77% u odnosu na 2014. godinu za velika postrojenja za sagorijevanje. U terminima udjela OIE u bruto finalnoj potrošnji energije do 2020. godine, usvojen je cilj ostvarenja udjela od 41%. Na strani potrošnje, u izradi su i mjere energetske efikasnosti. Navedene inicijative iziskuju snažne investicijske zahvate, što sa strateškim ciljem sigurnosti snabdijevanja električne energije povećava kompleksnost tranzicije sektora. Za uspješnu energetska tranziciju potrebno je sustavno i dosljedno provoditi mjere očuvanja okoliša i racionalnijeg korištenja resursa. Konkretno, potrebno je uvođenje mehanizama redovite kontrole i praćenje ostvarenja pojedinih ciljeva. Uz već definisane inicijative i Akcione planove FBiH, potrebno je u vidu imati daljnje trendove u Europskoj Uniji koji se već provode, a koji će posljedično obuhvatiti BiH te FBiH. Sukladno tome, potrebno je konvergirati prema INDC scenarijima za redukciju emisija CO₂ postavljenima na nivou Bosne i Hercegovine u odnosu na 1990. godinu, te se pripremati i za mogući ulazak u sustav trgovanja emisijama CO₂ koje će troškovno dodatno opteretiti termo sektor u budućem razdoblju. Nastavno za termo sektor, EU je odobrila nove strože standarde smanjenja emisija LCP BREF u 2017. godini koje će isto tako biti potrebno uzeti u obzir kod strateškog planiranja proizvodnog miksa. U segmentu naftnih derivata, potrebno je kontinuirano provoditi kontrole kvalitete uvoznih proizvoda koji se plasiraju na tržište. Energetska tranzicija FBiH, posebno u segmentu električne energije, predstavlja kompleksan proces u kojem je kroz dosljednu implementaciju potrebno konvergirati zadanim ciljevima i obavezama imajući u vidu socijalnu komponentu i potrebnu dinamiku. Kao idući korak, svakako se predlaže izrada analiza strateškog utjecaja na okoliš („SEA“) te strategije zaštite okoliša i prirode koja će adekvatno pratiti i energetska strategiju.

Razvoj i usklađenje regulatorno-institucionalnog okvira – Usklađivanje zakonodavstva sa pravnom stečevinom Evropske unije je kompleksan zadatak, obzirom da podrazumijeva obimne i suštinske promjene te sveobuhvatnu reformu energetskega sektora, te harmonizaciju uloga i odgovornosti na državnoj, entitetskoj i županijskoj razini. Osnovni strateški cilj jeste ubrzano usklađivanje zakonodavstva sa *acquisom*, odnosno transponiranje i implementacija obaveza preuzetih Ugovorom o uspostavi Energetske zajednice. Cilj FBiH je uskladiti energetska sektor sa Trećim energetska paketom, te budućim EU direktivama. Adekvatno uređenje tržišta u srednjem i dugom roku potaknut će veću efikasnost i konkurentnost, te će se ostvariti učinkovitije funkcioniranje administrativnog aparata, a najveće benefite toga imat će krajnji korisnici. Moderan energetska sektor zahtijeva da svi njegovi dionici aktivno doprinose u njegovom razvoju; javne službe kroz postavljanje transparentnog i učinkovitog zakonskog okvira te praćenje njegove implementacije, a regulatori kroz transparentnu aplikaciju poticajnih regulatornih mehanizama koji će adekvatnom dinamikom poticati regulisane privredne subjekte da unaprjeđuju svoje poslovanje. Iznimno važno je i postavljanje novih standarda kulture upravljanja prema ciljevima koji se trebaju transponirati na javne privredne subjekte. Javne institucije moraju biti adekvatno kapacitirane i kontinuirano graditi svoje kompetencije kako bi mogli pratiti razvoj sektora te pružati adekvatnu podršku.

3 OPĆI PODACI I MAKROEKONOMSKA KRETANJA

3.1 Ustrojstvo i opći podaci

Ovo poglavlje daje presjek nekoliko ključnih informacija o ustrojstvu Bosne i Hercegovine te Federacije Bosne i Hercegovine, te osnovna makroekonomska kretanja. Makroekonomski podaci važan su element u izradi strateških dokumenata, u kontekstu razvoja gospodarstva i ekonomskog standarda, te budućih ekonomskih kretanja koja imaju snažnu korelaciju sa sektorom energetike. Bosna i Hercegovina se sastoji od entiteta Federacije Bosne i Hercegovine (50,95% teritorija) i Republike Srpske (48,09% teritorija), te Brčko Distrikta (0,96% teritorija). Federacija BiH i Republika Srpska su entiteti koji imaju vlastite Ustave, koji treba da budu u saglasnosti s Ustavom Bosne i Hercegovine.

Tablica 3.1.1 Osnovne informacije

	FBIH
Površina (km ²)	26.109,7
Stanovništvo	2.334.348
Uređenje	10 kantona
	79 opština

Izvor: web stranica, Federalni zavod za statistiku

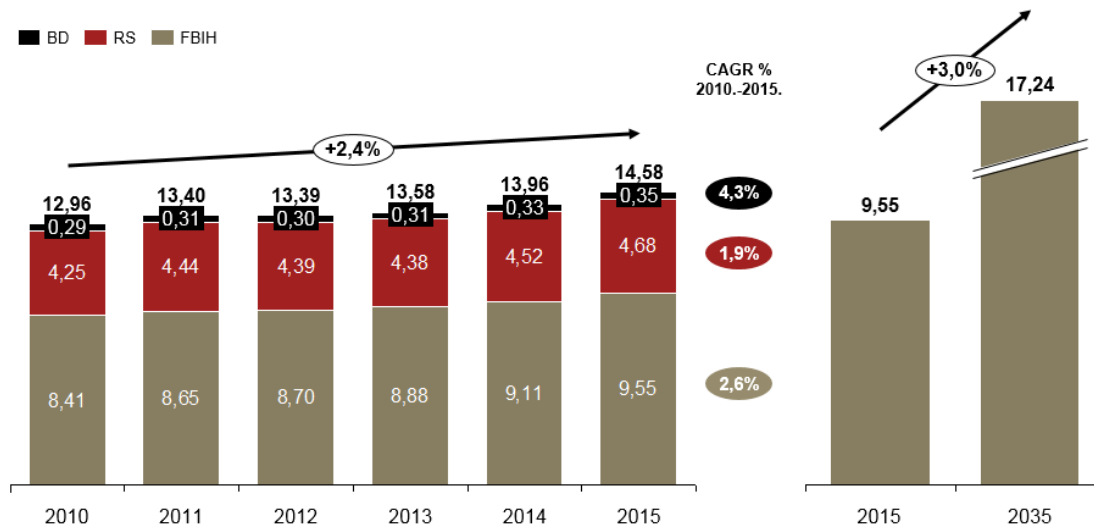
Federacija BiH je entitet koji se dijeli na deset kantona (Unsko-sanski, Posavski, Tuzlanski, Zeničko-dobojski, Bosanokopodrinjski, Srednjobosanski, Hercegovačko-neretvanski, Zapadno-hercegovački, Sarajpostoevski i Kanton 10), koji se dalje administrativno dijele na 79 opština. Zakonodavnu vlast u FBIH čini Parlament Federacije BiH, koji se sastoji od Predstavničkog/Zastupničkog doma i Doma naroda. Izvršnu vlast vrše predsjednik i dva potpredsjednika Federacije BiH, kao i Vlada Federacije BiH. Glavni grad je Sarajevo.

3.2 Makroekonomska kretanja

3.2.1 Bruto društveni proizvod

Kao glavni makroekonomski pokazatelj razvijenosti neke zemlje uzima se bruto domaći proizvod (BDP). Slika 3.2.1 prikazuje kretanje BDP-a u tekućim cijenama u BiH, izraženo u milijardama eura, s podjelom po entitetima i Brčko Distriktu. U 2015. godini BDP Bosne i Hercegovine iznosio je 14,6 milijardi eura, od čega je isti za Federaciju BiH iznosio 9,6 milijardi eura. Iako BDP Bosne i Hercegovine u razdoblju od 2010. do 2015. godine ostvaruje stabilan rast u prosjeku od 2,4% godišnje, u istom razdoblju prosječna stopa rasta Federacije BiH iznosi oko 2,6 % godišnje, što je iznad BiH prosjeka. Također, napravljena je i bazna procjena rasta BDP-a Bosne i Hercegovine do 2035, koja je za potrebe ovog dokumenta aplicirana i na Federaciju BiH. Rezultati procjene razvoja BDP-a do 2035. godine za FBIH ukazuju na prosječnu godišnju stopu rasta od 3% u baznom scenariju.

Slika 3.2.1 Historijsko kretanje i procjena stope rasta BDP-a u milijardama EUR u BiH i FBIH, 2010.- 2035. godina



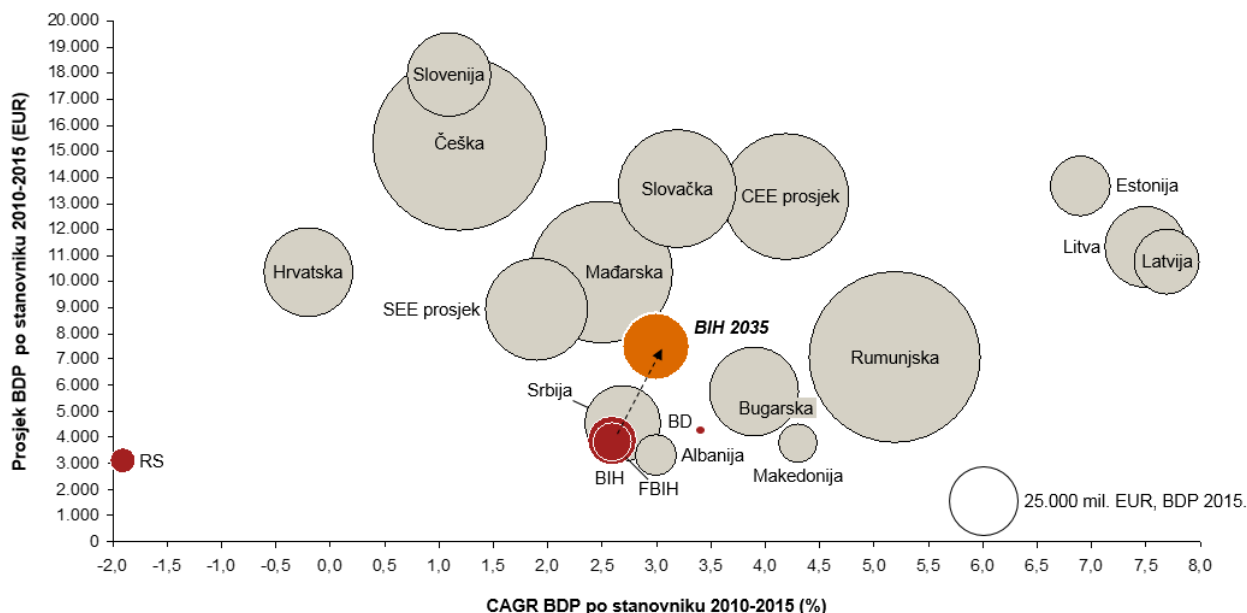
Napomena: prognoza do 2035. godine je konsenzus dugoročne stope rasta BDP-a BiH prema Oxford Economics, Economist intelligence unit, Dun&Bradstreet

Izvor: BDP prema proizvodnom, dohodovnom i rashodovnom pristupu 2015, BHAS, analiza Projektnog tima

BDP po stanovniku 2015. godine u BiH je iznosio 4,2 hiljade eura, dok je u istom razdoblju u Federaciji BiH bio nešto niži, na razini od oko 4 hiljade eura. Na razini FBIH, kao i na razini BiH, u razdoblju od 2010. do 2015. godine je zabilježen rast BDP-a po stanovniku od 2,6%.

Uspoređujući s ekonomijama jugoistočne Europe, Federacija BiH ima nizak BDP po stanovniku te će joj trebati značajniji rast od 3% godišnje kako bi do 2035. godine dosegla današnji standard JIE regije.

Slika 3.2.2 Komparativna analiza BDP-a i BDP-a po stanovniku, 2010.-2015. godina



Napomena: prognoza do 2035. godine je konsenzus dugoročne stope rasta BDP-a BiH prema Oxford Economics, Economist intelligence unit, Dun & Bradstreet

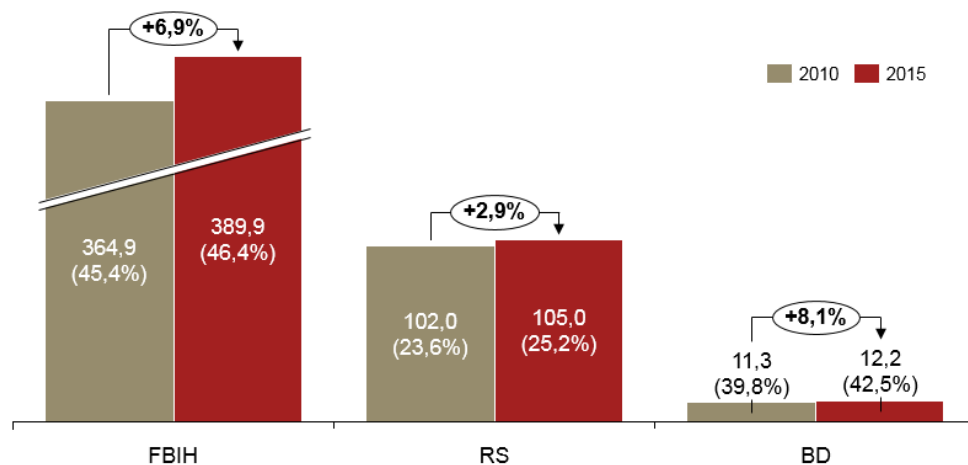
Izvor: Federalni zavod za statistiku FBIH-BDP u 2015 proizvodni princip, Godišnjak RS 2016-BDP, Nacionalni račun za BDP za BD 2015, Eurostat, analiza Projektnog tima

3.2.2 Nezaposlenost

Analizirani su podaci o nezaposlenosti na razini svakog entiteta i Brčko Distrikta, za period od 2010. do 2015. godine. Stopa nezaposlenosti je računata kao omjer broja nezaposlenog i ekonomski aktivnog stanovništva (ukupan zbroj zaposlenih i nezaposlenih osoba).

Stopa nezaposlenosti na razini BiH je visoka, otprilike 27%, i kontinuirano raste što predstavlja veliki izazov za ekonomiju i prosperitet zemlje, s obzirom da nezaposlenost predstavlja gubitak vrijednog resursa. Osim ekonomskog, visoka nezaposlenost je i društveni problem (Slika 3.2.3)

Slika 3.2.3 Kretanje stope nezaposlenosti u hiljadama stanovnika, 2010.-2015. godina



Napomena: Stopa nezaposlenosti = broj nezaposlenih/radno sposobno stanovništvo

Izvor: "Makroekonomski pokazatelji po kantonima FBiH 2015", Statistički godišnjak Republike Srpske, drugo izmijenjeno izdanje, 2016, Bilten-statistički podaci BD, BHAS

FBIH ima znatno veću stopu nezaposlenosti od one na razini države. U 2010. godini nezaposlenost je iznosila 45,4%, s ukupnim brojem nezaposlenih ljudi u iznosu od oko 365 hiljada. U 2015. godini broj nezaposlenih se povećao na gotovo 390 hiljada, te je tada stopa nezaposlenosti iznosila 46,4%.

Broj nezaposlenih osoba u 2010. godini u RS je iznosio 102 hiljade, a u 2015. je taj isti broj narastao na 105 hiljada. Dakle, stopa registrirane nezaposlenosti se povećala s 23,6% u 2010. na 25,2% u 2015. godini, što je i dalje znatno niža stopa nezaposlenost od stope u BiH. U Brčko Distriktu se broj nezaposlenih povećao s 11,3 hiljade u 2010. godini na 12,2 hiljade u 2015. godini. Sukladno tome, registrirane stope nezaposlenosti su bile 39,8% u 2010. i 42,5% u 2015. godini.

3.2.3 Direktna strana ulaganja i investicijska klima

U svijetu je, kao rezultat kontinuiranog procesa globalizacije, došlo do povećanja važnosti direktnih stranih ulaganja (eng. *Foreign Direct Investment* – FDI), pogotovo za zemlje u tranziciji kao što je Bosna i Hercegovina.

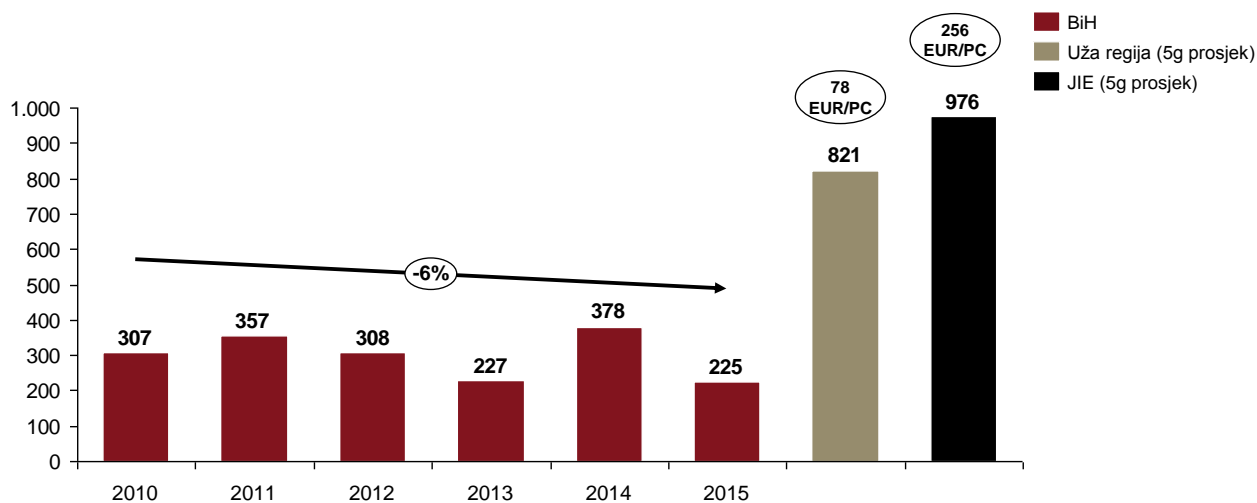
Zbog ograničenog internog finansijskog i investicijskog kapaciteta, interes svih zemalja u razvoju je i postizanje povoljnije investicijske klime te boljih uvjeta poslovanja, budući da direktna strana ulaganja imaju pozitivan utjecaj na opravak i razvoj slabijih ekonomija.

Direktna strana ulaganja svakako pozitivno utječu na gospodarski rast, kao i na rast produktivnosti, iz razloga što osim kapitala, strana ulaganja mogu uključivati i transfer znanja, moderne tehnologije i druge nematerijalne imovine. Također, nove strane tvrtke mogu utjecati na poboljšanje poslovanja domaćih kompanija zbog jačanja konkurencije i poticanja razvoja tržišta. U dugom roku, ovakva ekonomska kretanja stvaraju pozitivne eksternalije, pa i smanjenje nezaposlenosti u ekonomiji u koju se ulaže.

Slika 3.2.4 prikazuje tok direktnih stranih ulaganja u Bosnu i Hercegovinu u zadnjih 6 godina. Vidljivo je da se iznosi ulaganja kreću između 300 i 400 miliona eura godišnje, izuzev 2013. i 2015. godine kada su ulaganja bila dosta niža.

Uspoređujući s drugim zemljama regije, vidljivo je da su ulaganja u BiH još uvijek znatno niža.

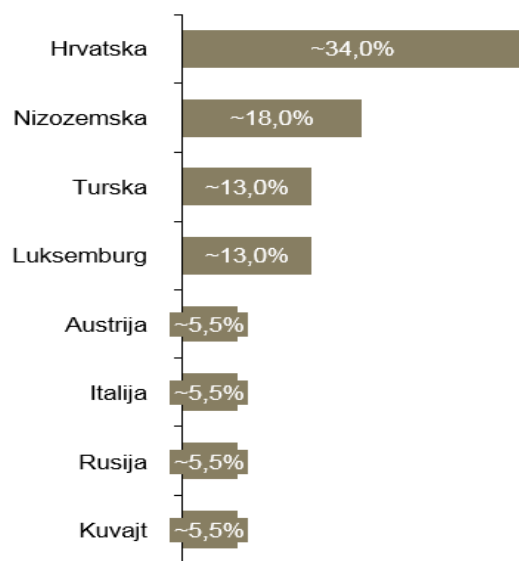
Slika 3.2.4 Prosječna godišnja direktna strana ulaganja u milionima EUR, 2010.-2015. godina



Napomena: Uža regija podrazumijeva: Hrvatska, Srbija, Crna gora, Makedonija, Slovenija; 2) JIE regiju čine Albanija, BiH, Bugarska, Hrvatska, Crna Gora, Grčka, Makedonija, Moldavija, Rumunjska, Srbija, Slovenija
Izvor: World Investment Report 2016, IBRD - Doing Business 2017, analiza Projektnog tima

Prosječna direktnih stranih ulaganja u zemlje bivše Jugoslavije (BiH, Hrvatska, Srbija, Crna Gora, Makedonija, Slovenija) za period 2010-2015. godine iznosi 821 milion eura, a za JIE regiju (Albanija, BiH, Bugarska, Hrvatska, Crna Gora, Grčka, Makedonija, Moldavija, Rumunjska, Srbija, Slovenija) iznosi 976 miliona eura. Od stranih ulagača u BiH, u 2015. godini u najviše su uložile Hrvatska i Nizozemska, s udjelom od preko 50% u ukupnim stranim ulaganjima.

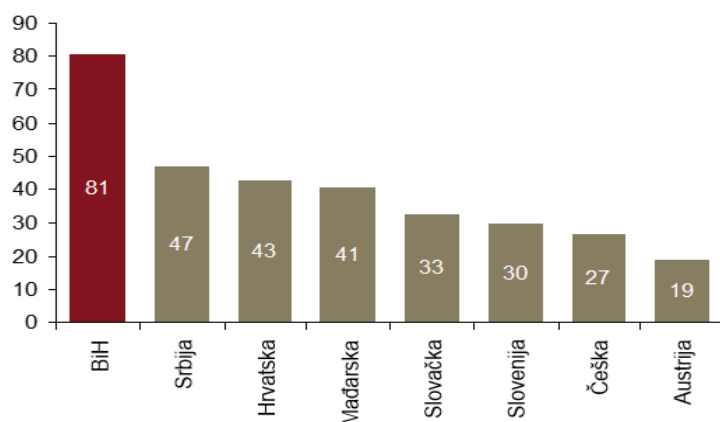
Slika 3.2.5 Struktura zemalja koje su ulagale u BiH, 2015. godina



Izvor: fipa.gov.bas – DSU stanje i performanse

Prema dokumentu „*Doing Business 2017*“ Međunarodne banke za obnovu i razvoj (*International Bank for Reconstruction and Development – IBRD*), u kojem je napravljeno rangiranje svjetskih zemalja po elementu poslovanja, Bosna i Hercegovina je na 81. mjestu. Ključni parametri ocjenjivanja su pokretanje biznisa, sticanje kredita, rješavanje likvidnosti i rješavanje postupka dobivanja građevinskih dozvola (Slika 3.2.6).

Slika 3.2.6 Rang po lakoći poslovanja, 2016. godina



Izvor: World Investment Report 2016, IBRD - Doing Business 2017, analiza Projektnog tima

Kao što je ranije u tekstu spomenuto, direktna strana ulaganja u Bosnu i Hercegovinu su značajno manja nego u drugim zemljama regije, ponajviše zbog manje povoljne investicijske klime i administrativno-pravnih barijera. U tablici su navedene i opisane glavne barijere investiranja u sektor energetike u BiH kao i strateške smjernice za poboljšanje (Tablica 3.2.1).

Tablica 3.2.1 Presjek postojećeg stanja i smjernica za smanjenje prepreka za ulaganje

Barijera	Situacija	Strateška smjernica
Transparentnost procesa	<ul style="list-style-type: none"> Kompleksnost i netransparentnost procesa ishođenja potrebnih dozvola i odobrenja Investitori nisu u mogućnosti dobiti brzu i kvalitetnu informaciju, posebice na stranom jeziku 	<ul style="list-style-type: none"> Definirati jasan i transparentan proces ishođenja dozvola s ciljem olakšavanja procesa investitorima
Neusklađen i nedovoljno razvijen zakonodavni okvir	<ul style="list-style-type: none"> Različita primjena zakona na različitim nivoima Postupak dodjeljivanja statusa „općeg (javnog) interesa” nije harmoniziran na državnom nivou Niska usklađenost procedura koje omogućuju prava na korištenje/gradnju na zemljištu na međuentitetskim razinama 	<ul style="list-style-type: none"> Unaprijediti zakone na svim nivoima te harmonizirati procedure koje olakšavaju mogućnost prava na korištenje zemljišta ili gradnju na istom na državnoj razini
Potrebna dokumentacija i trajanje postupka	<ul style="list-style-type: none"> Za izgradnju jednog objekta je potrebno nabaviti više od 50 dozvola Nedovoljni kapaciteti u institucijama nadležnim za dobivanje dozvola utječu na trajanja postupka Ponekad proces ishođenja sljedećeg odobrenja traje dulje od roka važenja prethodnog 	<ul style="list-style-type: none"> Smanjiti kompleksnost procesa te unaprijediti efikasnost rada institucija Nakon toga procijeniti potrebu za daljnjom izgradnjom kapaciteta Produljiti rok važenja pojedinog odobrenja (dokumenta) kako bi se u tijeku važećeg moglo ishoditi sljedeće
Koncesije i naknade	<ul style="list-style-type: none"> Na razini države postoji 14 Zakona (državni, entitetski, županijski, Brčko Distrikt) o koncesijama koji su uglavnom neusklađeni i proturječni, te postoji prostor za snažniju suradnju između države i entiteta Relativno visoke naknade za hidroelektrane sa snažnim utjecajem na profitabilnost i investicijsku aktivnost 	<ul style="list-style-type: none"> Uskladiti zakone o koncesijama te unaprijediti suradnju između države i entiteta Razmotriti optimizaciju visina pojedinačnih naknada za HE, u skladu sa dobrim praksama, te s ciljem poticanja investicija

Izvor: USAID Nacrt Izvještaja o režimu ishođenja dozvola i preprekama za ulaganje u energetske infrastrukturne projekte u BiH, analiza Projektnog tima

4 GLOBALNI ENERGETSKI TRENDOWI

4.1 Električna energija

Globalni energetska sektor je posljednjih nekoliko godina u fazi velike promjene i tranzicije. Promjena je primarno uzrokovana globalnim politikama čišće energije te rapidnim razvojem novih tehnologija koje postaju komercijalno sve dostupnije. Ipak, sami trendovi razvijenih zemalja značajno se razlikuju od zemalja u razvoju koje su glavni nositelji rasta.

4.1.1 Globalni trendovi

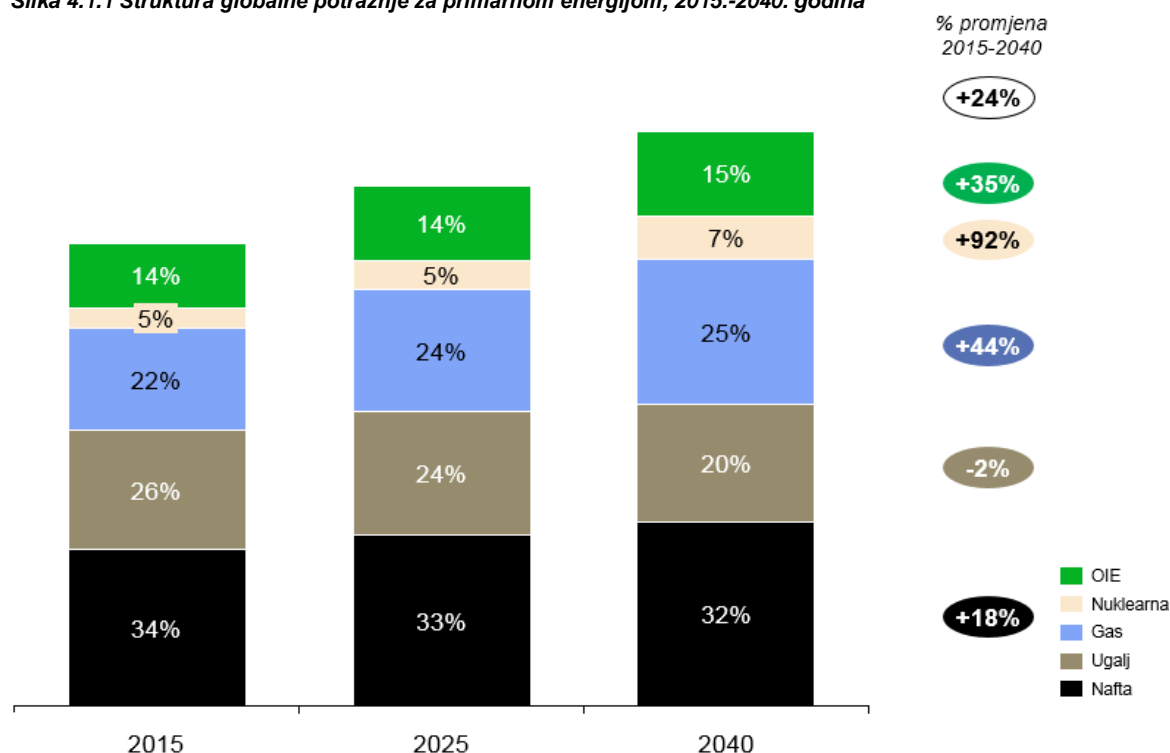
Predviđa se da će globalna potražnja za primarnom energijom do 2040. godine porasti za 24% u odnosu na 2015. godinu. Međutim, važno je napomenuti da će rast potražnje dolaziti primarno iz Kine i Indije, te zemalja u razvoju, čija industrijalizacija i brzo rastuće ekonomije stvaraju novu potražnju.

U kontekstu same strukture potražnje na globalnoj razini, očit je trend smanjenja udjela nafte i uglja, koji sa 60% učešća u 2015. godini pada na 52% u 2040. godini. Unatoč smanjenju relativnih udjela, očekuje se da će do 2040. godine potražnja za primarnom energijom iz nafte u apsolutnim iznosima porasti za 18%, dakako primarno zbog ekonomija u razvoju te zbog porasta potražnje u sektoru transporta i petrokemijskoj industriji. Unatoč tome što će konvencionalna vozila i dalje biti najzastupljenija, zbog raznih sistema poticaja, električna i hibridna vozila će u budućnosti činiti 15-20% ukupnog voznog parka te će se na taj način smanjiti potrošnja nafte.

S druge strane, uz relativni pad udjela uglja u strukturi primarne potražnje za energijom na 20%, padat će i njegov apsolutni doprinos.

Potražnja za obnovljivim izvorima energije će prema prognozama do 2040. godine porasti za 35% u odnosu na 2015. godinu, čime će se njihovo učešće u potražnji za primarnom energijom povećati na 15%. Najveći porast očekuje se za kategorije nuklearne energije i gasa, čiji će zajednički udjeli u ukupnoj potražnji za primarnom energijom premašiti 30%.

Slika 4.1.1 Struktura globalne potražnje za primarnom energijom, 2015.-2040. godina

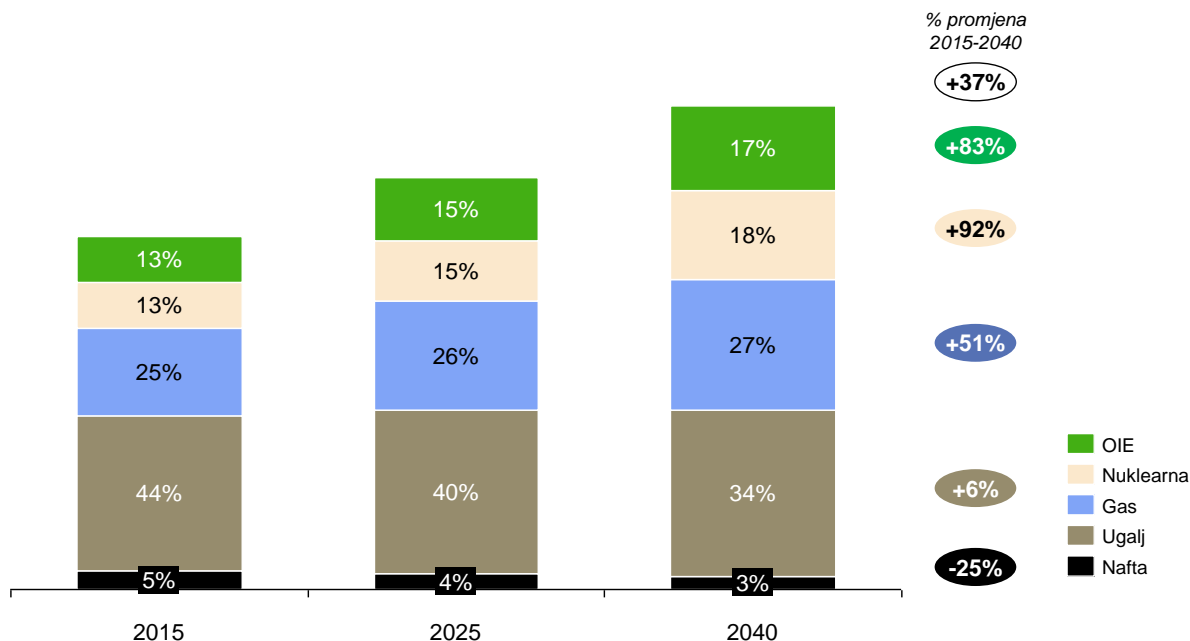


Izvor: ExxonMobil, analiza Projektnog tima

Kada govorimo o trendovima u globalnoj strukturi proizvodnog miksa, oni su konzistentni.

Prirodni gas će u idućih desetak godina dominirati u ukupnom rastu ponude, te će istisnuti ugalj kao drugo najkorištenije gorivo. Pretpostavka je da će do 2040. godine nuklearna energija i OIE pokriti otprilike 22% globalne opskrbe energijom, slično kao i prirodni gas, dok će ostatak pokriti nafta i ugalj. Globalnu strukturu miksa karakterizira snažna uloga gasa u budućnosti. Stoga je potrebno uzeti u obzir važnost gasa i za Bosnu i Hercegovinu, te stvaranje uslova kroz modernizaciju i izgradnju gasovoda, te nastavak harmonizacije tržišnog i regulatornog okvira sukladno dobrim EU praksama. Učešće uglja u globalnom proizvodnom miksu past će na 34%, dok rast ostvaruju proizvodni kapaciteti koji koriste gas, te nuklearnu energiju kao gorivo.

Slika 4.1.2 Globalna struktura proizvodnog miksa, 2015.-2040. godina



Izvor: ExxonMobil, analiza Projektnog tima

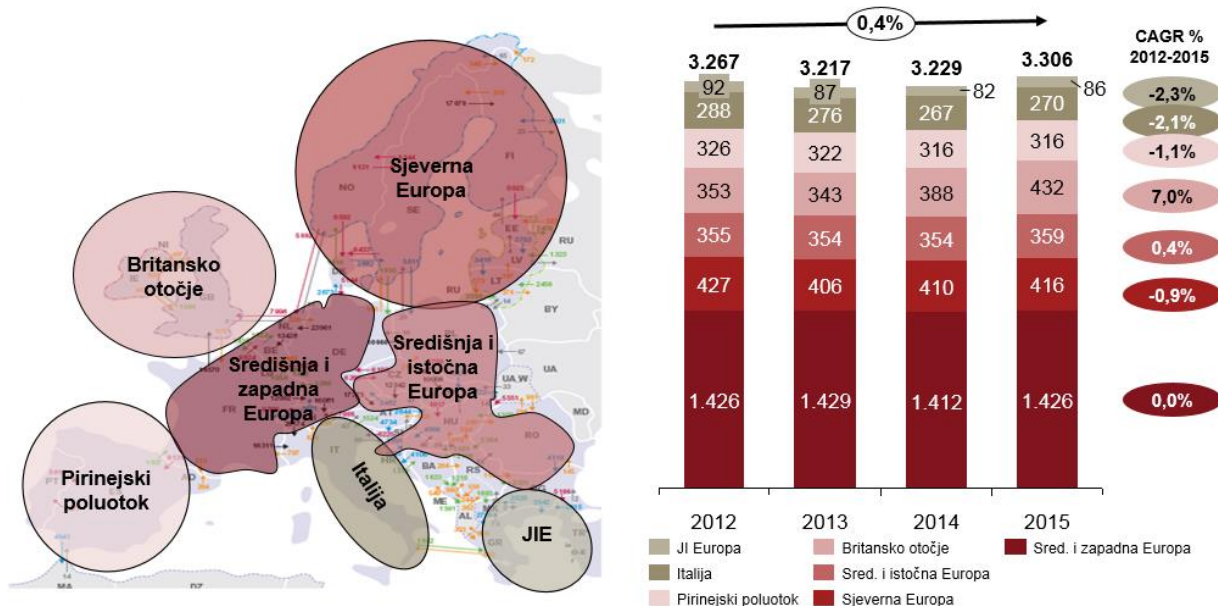
Kada se odmaknemo od globalne slike te fokus stavimo na razvijene zemlje, tada je trend rasta i proizvodnje suprotan. Sektor električne energije u razvijenim (industrijaliziranim) zemljama svijeta našao se u poziciji da istovremeno mora raditi na aktivnostima optimizacije efikasnosti, a s druge strane kontinuirano inovirati. Ključni razlozi pokretanja inicijativa optimizacije efikasnosti dolaze iz stagnacije prihoda od krajnjih korisnika.

U SAD-u prema podacima EIA (*Energy Information Administration*), stopa rasta prodaje električne energije od 2002. godine rasla je tek oko 1% godišnje s time da je u posljednjih pet godina zabilježila i negativne stope. Takva dinamika predstavlja značajan zaokret u odnosu na razdoblje 1980-1990ih godina kada su stope potražnje za električnom energijom rasle i preko 2% godišnje.

4.1.2 Europski trendovi

Prema podacima Eurostata, krajnja potrošnja električne energije se u posljednjih desetak godina smanjila u 22 od 28 članica EU. Trend se vidi i kroz stagnaciju proizvodnje električne energije u Europi, koja se već nekoliko godina kreće oko 3.300 TWh godišnje.

Slika 4.1.3 Proizvodnja električne energije po regijama u Europi u TWh, 2012.-2015. godina



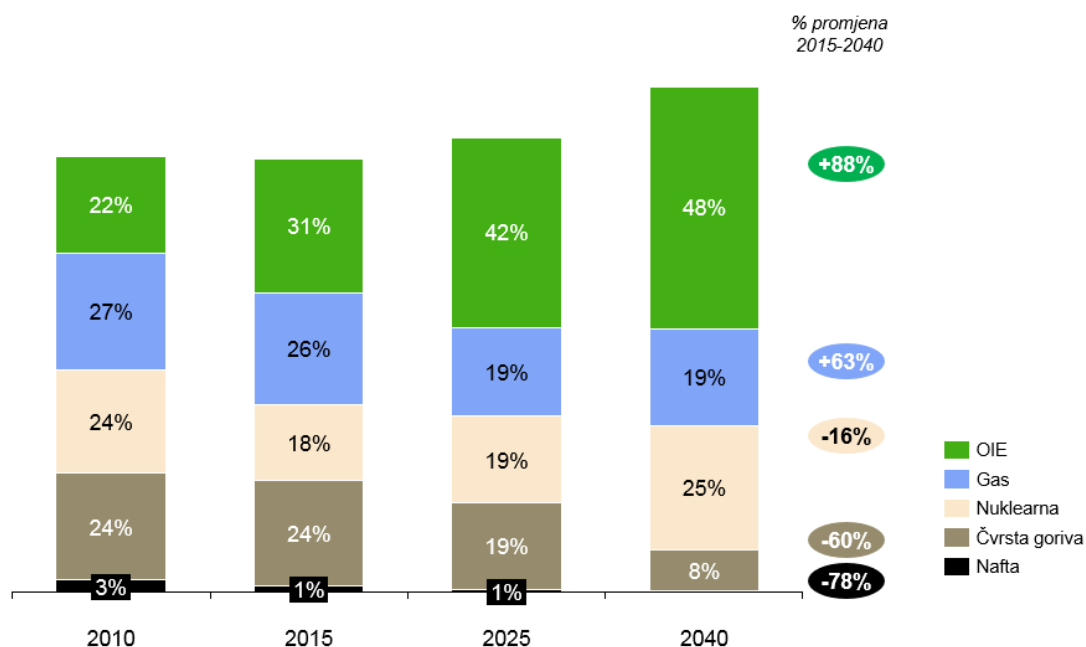
Izvor: ENTSO-E statistički podaci, analiza Projektnog tima

Trend pada potrošnje električne energije u razvijenim zemljama može se potkrijepiti brojnim razlozima:

- sve veći fokus na mjere energetske efikasnosti, kako u primarnoj potrošnji, tako i u segmentima transformacije, prijenosa i distribucije, te visokoučinkovite kogeneracije, itd.,
- zamjene stare, manje efikasne opreme novom,
- dostupnost nove, efikasnije tehnologije,
- demografski razlozi poput pada populacije,
- deindustrijalizacija Europe, zbog seljenja energijski intenzivnih industrijskih grana izvan europskih granica

U kontekstu strukture europskog proizvodnog portfelja, prema podacima iz 2015. godine, dominaciju je imala proizvodnja iz elektrana na konvencionalna goriva s ~51% udjela, zatim obnovljivih izvora energije uključujući i hidroelektrane s 31% udjela te iz nuklearnih elektrana s udjelom od ~18%. Projekcije referentnog scenarija za 2040. godinu ukazuju na nastavak dominacije i snažan rast obnovljivih izvora energije prema 48% udjela u ukupnoj proizvodnji, što u apsolutnim terminima označava porast od 88%. Rast udjela proizvodnje se očekuje i iz nuklearnih elektrana, na ~25% u 2040. godini. Očekivano, udio proizvodnje iz elektrana na uglj će imat snažnu dinamiku pada na oko 8% udjela u 2040. godini, što dolazi od 60% pada ukupne proizvodnje iz uglja u razdoblju 2015. - 2040. godine. Uspoređujući kontekst FBiH i europske trendove, važno je naglasiti da je prema podacima iz 2015. godine udio proizvodnje iz OIE u FBiH bio značajno veći od europskih pokazatelja.

Slika 4.1.4 Projekcija kretanja strukture proizvodnog miksa proizvodnje u Europi, 2010.-2040. godina

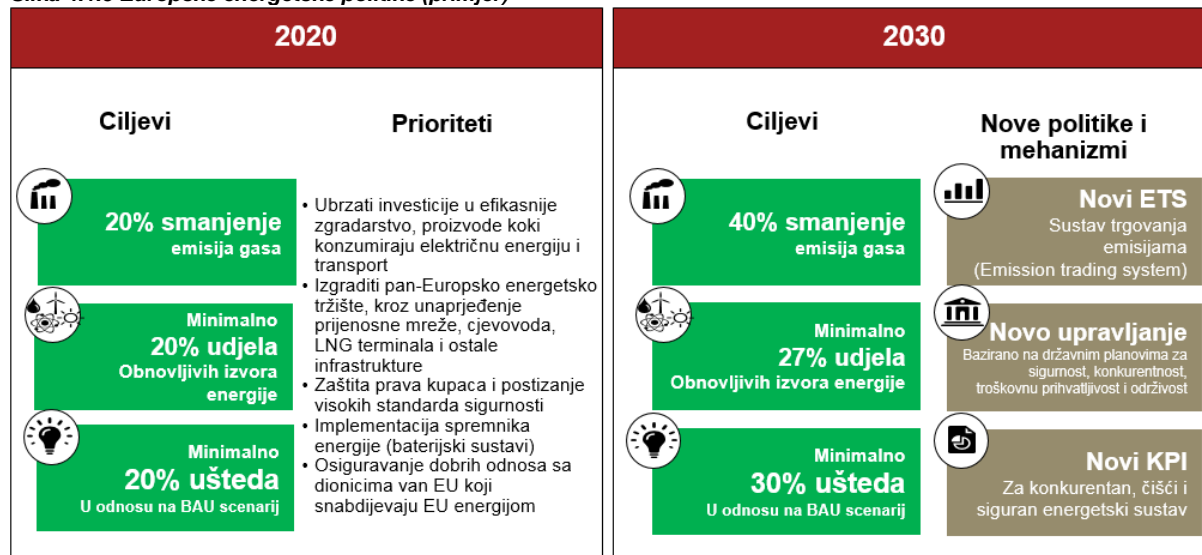


Izvor: European Commission EU Reference Scenario 2016., analiza Projektnog tima

4.1.3 Europske energetske politike

Nastavno na očite promjene u dinamici i strukturi ponude i potražnje energije, Europa već niz godina predvodi i stimulira politiku “dekarbonizacije”, odnosno poticanja čišće energije. Kao i prethodno navedeni, ovaj trend i smjer razvoja energetike ima značajan utjecaj na formiranje energetske strategije u svim aspektima.

Slika 4.1.5 Europske energetske politike (primjer)



Napomena: Neki aspekti će biti pravno obvezujući, kao što je smanjenje emisija I redovit pregled tog cilja. Međutim, nacionalni ciljevi neće biti obvezujući prema dogovoru postignutom u Parizu; BAU – eng. “*Business as usual*” (da se nastavi postojeće stanje)
Izvor: BP Statistical Review of World Energy June 2015; Climate Action Tracker; EC - Energy Roadmap 2050; EC – Clean Energy for All Europeans („Winter Package“)

Jedna od politika je provođenje energetske-klimatskog paketa „20-20-20“, iz 2008. godine na razini Europske Unije, koji je postavio sljedeće ciljeve za 2020. godinu:

- smanjenje emisija stakleničkih gasova za minimalno 20% u odnosu na razine iz 1990. godine.
- obavezujući ciljevi povećanja udjela OIE u bruto finalnoj potrošnji na 20%, uključujući i 10% udjela biogoriva,
- povećanje energetske učinkovitosti do 2020. godine, odnosno smanjenje finalne potrošnje za 20% u odnosu na projicirane razine do 2020. godine. Iako ova mjera inicijalno nije adresirala cjelokupnu temu energetske efikasnosti, ona je kasnije kroz Direktivu inkorporirana u neobvezujućoj formi.

Europske politike se nastavljaju u istom smjeru kroz „*Energy Roadmap 2050*“ u aspektu smanjenja emisija stakleničkih gasova, povećanja udjela OIE, te mjerama energetske efikasnosti. Naglasak se stavlja i na nove politike i mehanizme, poput sustava trgovanja emisijama („ETS“), nove paradigme upravljanja sektorom energetike popraćenu jasnim indikatorima uspješnosti za konkurentan, čišći i sigurniji energetski sustav. Sukladno EU mapi puta za nisko-ugljičnu ekonomiju do 2050. godine, cilj je EU do 2050. smanjiti emisije stakleničkih gasova za 80% ispod razina iz 1990. godine. Kao međukoraci za ostvarenje vizije do 2050. je smanjenje stakleničkih gasova za 40% do 2030. i 60% do 2040. godine.

Nastavno na energetske-klimatski paket, u 2016. godini Europska komisija je predstavila dokument „Čista energija za sve Europljane“ također poznat kao „Zimski energetski paket“. Cilj novih mjera je očuvanje konkurentnosti Europske unije uslijed tranzicije na čišće oblike energije. Naglasak je stavljen na tri glavna cilja koji uključuju povećanje energetske efikasnosti, preuzimanje globalnog vodstva u korištenju energije iz obnovljivih izvora i pružanje boljih uvjeta potrošačima. Smjernice Zimskog energetskog paketa se odnose na sljedeće kategorije:

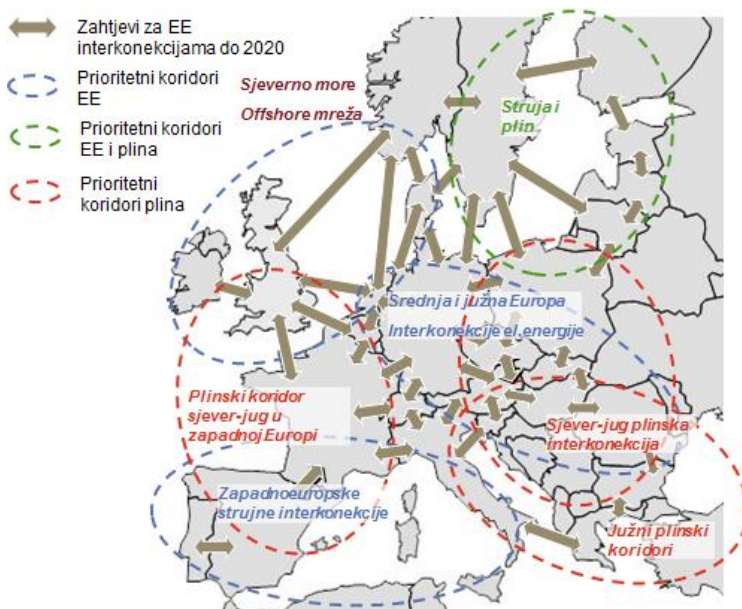
- Energetska efikasnost
 - Uštede zbog EE na 30% do 2030. godine
 - Produljenje obveze uštede energije nakon 2020., koja je propisana Direktivom o energetske efikasnosti, gdje se opskrbljivači i distributeri energije obvezuju na godišnje uštede od 1,5%
 - Predlaganje mjera za povećanje energetske efikasnosti zgrada
 - Promoviranje energetske efikasnosti kroz eko- dizajn i energetske označavanje
- Obnovljivi izvori energije
 - 27% udjela OIE do 2030. godine na razini EU, koji nije obvezujući na razini pojedinih država članica
 - Povećanje udjela OIE koji imaju varijabilnu proizvodnju te razvoj veleprodajnog tržišta
 - Poticanje investicija za razvoj za električne mreže do 2030. godine
 - Financijsko poticanje korištenja biomase i njezine efikasne konverzije ili osiguravanja prioriteta pristupa mreži postrojenjima na biomasu

- Pružanje boljih uvjeta potrošačima
 - Implementiranje mjera s ciljem povećanja transparentnosti tržišta el. energije
 - Omogućavanje potrošačima veću kontrolu oko odabira opskrbljivača energijom i omogućavanje lakšeg pristupa pametnim tehnologijama za kontrolu i smanjenje potrošnje
 - Promjenom regulative omogućiti potrošačima da postanu mali proizvođači el. energije
 - Implementacija mjera energetske efikasnosti i praćenje implementacije u zgradarstvu kako bi se smanjilo energetska siromaštvo

Uz EU politike čistije energije te energetske efikasnosti, velik fokus se stavlja i na uspostavu jedinstvenog energetskog tržišta u segmentu električne energije i gasa. Kada govorimo u električnoj energiji, od 2004. godine, napori za integracijom europskog tržišta primarno su se fokusirali na inicijative „*market coupling-a*“, počevši od ključnih, najvećih tržišta pa prema ostatku Europe.

Prema studiji¹ PwC Strategy& (tada Booze&Co) i PwC tima za strategiju, godišnji benefiti inicijative povezivanja tržišta u domeni „*market coupling-a*“, dakle burzi, iznosili bi između 2-4 milijarde eura godišnje u scenariju povezivanja svih europskih tržišta. U 2013. godini, između 58%-66% navedenih benefita je već bilo realizirano, dominantno inicijativama velikih tržišta na sjeverozapadu Europe i Nordijskoj regiji.

Slika 4.1.6 Ilustrativan prikaz razvoja europske energetske infrastrukture



Izvor: Datamonitor: Power Assets Database 2011, icis.com, Enerlytics – Kraftwerke, analiza Projektnog tima

Međutim „*market coupling*“ inicijativa omogućuje samo dio ukupnih koristi integracije. Potpuna integracija tržišta omogućila bi kratkoročno i dugoročno trgovanje energijom, obnovljivim izvorima energije, uslugama balansiranja i sigurnosti snabdijevanja, bez obzira na političke granice. Takva integracija tržišta, uz značajnije veće koristi, iziskuje i puno dublje metode integracije poput korištenja modela financijskih osiguranja za transmisiju (eng. *Financial transmission rights*), te naravno političkih konsenzusa. Procjena Europske Komisije je da bi puna integracija energetskih tržišta na godišnjoj razini stvarala neto uštede između 15-40 milijardi eura do 2030. godine. Na strani rizika, ukoliko se razvoj prijenosne mreže zaustavi na 50% ciljanog optimuma, oko 15% neto ušteda bi bilo ugroženo, dok bi scenarij u kojem sve zemlje teže ka postizanju sigurnosti snabdijevanja unutar svojih granica, ciljane uštede na Europskoj razini bile niže za oko 20%.

Činjenica da je Europa krenula u smjeru ojačavanja integracije energetskog tržišta treba imati utjecaj i na strategiju Bosne i Hercegovine, prvenstveno u segmentima balansiranja ciljeva sigurnosti snabdijevanja, čiste energije i cjenovne konkurentnosti.

¹ Benefits of an integrated European energy market – Prepared for Directorate-General Energy European Commission, Revised July, 2013, Booz&Co (danas PwC's Strategy&)

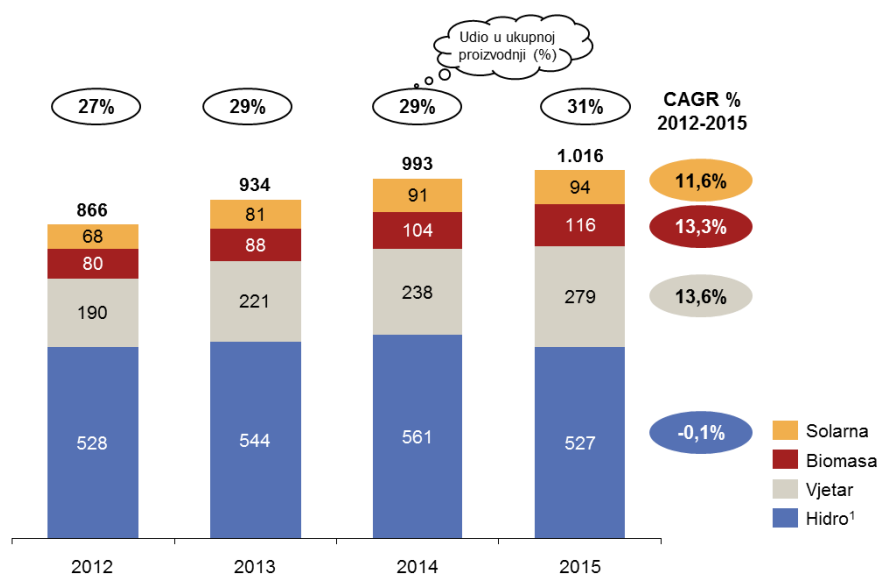
4.1.4 Dosadašnji rast proizvodnje iz OIE

Rast obnovljivih izvora energije (OIE) rezultat je energetske politike, novih društvenih paradigmi, ali i pada cijena tehnologije. U Europi se, kao i u svijetu, postepeno povećava udio proizvedene električne energije iz obnovljivih izvora energije. U obnovljive izvore se ubrajaju sve hidroelektrane (male i velike) te ostali obnovljivi izvori energije (vjetar, sunce, biomasa, geotermalna energija).

Zemlje u kojima se iz OIE proizvodi više od polovice električne energije su zemlje sjeverne Europe, poput Danske, Norveške, Švedske i Islanda, te Švicarska, Austrija, Portugal i Španjolska.

U 2012. godini udio OIE u Europi je iznosio 27%, dok je do 2015. narastao na 31% ukupne proizvodnje, odnosno povećao se za 4 postotna poena.

Slika 4.1.7 Proizvodnja iz OIE i udio u ukupnoj proizvodnji u TWh, 2012.-2015. godina



Izvor: ENTSO-E Statistical Report 2015., Acer Market Monitoring Report 2015.

Napomena: 1) U hidro energiju se ubrajaju i velike i male hidroelektrane

Proizvodnja iz hidro potencijala je stabilna već nekoliko godina. Međutim, zbog volatilne hidrologije, količina padalina u pojedinom razdobljima oscilira. U razdoblju 2012.-2015. vidljive su značajne stope rasta učešća tehnologija vjetra, solara te biomase u ukupnoj strukturi OIE.

Rast proizvodnje iz vjetroelektrana i elektrana na biomasu iznosi otprilike 13,5% godišnje, dok je proizvodnja iz solarnih elektrana rasla godišnjom stopom od 11,6%.

4.1.5 Budući scenariji razvoja instalirane snage iz OIE

U narednom razdoblju se očekuje nastavak dosadašnjih trendova. Prema desetogodišnjem planu razvoja ENTSO-E (*European Network Transmission System Operators for Electricity*), napravljene su, među ostalim, projekcije razvoja instalirane snage OIE do 2030. godine.

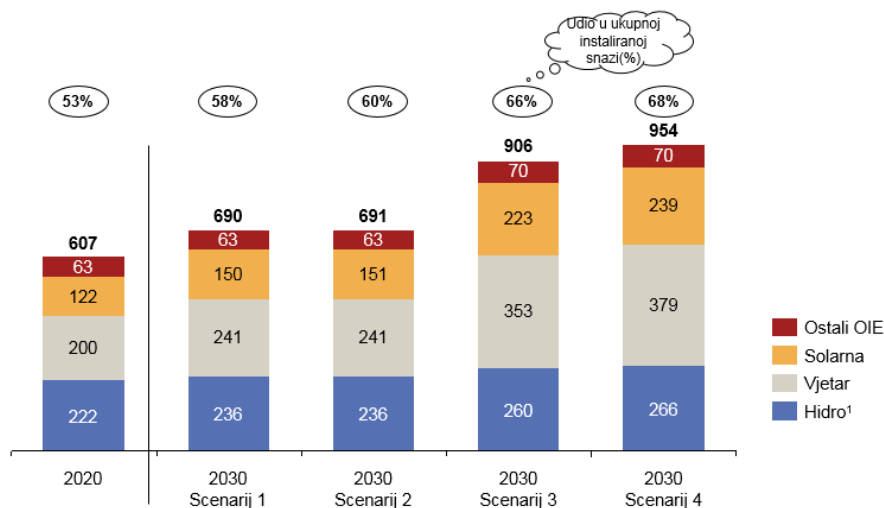
Prilikom procjena za OIE (solari, vjetar, biomasa, tokovi rijeka, itd.), u obzir su uzeti i obavezujući nacionalni ciljevi potaknuti EU direktivama te mehanizmi poticaja za OIE. S obzirom na visoke cijene izgradnje novih hidro postrojenja, u procjenu su uključeni samo veliki hidro projekti koji su već potvrđeni i u izgradnji.

Za razdoblje do 2030. godine razrađena su četiri različita scenarija:

- **Prvi scenarij (S1)** prezentira viziju u kojoj se predviđa najsporiji napredak. U ovom scenariju nije postignut cilj vezan za emisije CO₂. Pretpostavka je da svaka zemlja djeluje individualno izvan politika i koordinacije na EU razini, te je uključena pretpostavka sporog ekonomskog napretka
- **Drugi scenarij (S2)** je scenarij ograničenog napretka, gdje su bolji ekonomski i financijski uvjeti nego u S1, ali i dalje ne osigurava dovoljno potpora za smanjenje emisija CO₂. Pretpostavka je da će u ovom scenariju energetska efikasnost biti djelomično razvijena te će zbog toga ukupna potražnja energije biti manja nego u S1. Također se u ovom scenariju očekuje veći instalirani kapacitet OIE zbog primjena dodatnih politika za promociju OIE nakon 2020. godine.
- **Treći scenarij (S3)** je scenarij takozvane „zelene tranzicije“. Prema ovom scenariju, pretpostavka je da zemlje imaju više financijskih sredstava za provođenje postojećih energetske politika. S obzirom na očekivanu veliku ekspanziju obnovljivih izvora energije, očekuje se da će cijena energije iz OIE biti na konkurentnoj razini.

- **Četvrti scenarij (S4)** je scenarij „zelene revolucije“, prema kojem će mnogo investicija ići u održivu energiju. Proizvodni miks je određen europskom vizijom za ostvarenje ciljeva koji su postavljeni zbog provođenja politike dekarbonizacije do 2050. godine. I u ovom scenariju će cijene energije iz OIE biti konkurentne zbog većeg udjela instaliranih OIE kapaciteta.

Slika 4.1.8 Projekcije instalirane snage OIE u Europi u GW, 2025.-2030. godina



Napomena: 1) Odnosi se na ukupnu instaliranu snagu iz hidroelektrana
 Izvor: ENTSO-E TYNDP Draft Executive Report 2016.; ENTSO-E TYNDP 2016 modeling data

Prema procjenama, ukupni instalirani kapacitet OIE će za S1 i S2 biti oko 690 GW, dok se u S3 i S4 povećava na između 900 i 1000 GW, što znači da će, ovisno o scenariju, OIE zauzimati ~ 60 – 70% ukupne instalirane snage u Europi. Sukladno tome, očekuje se i smanjenje emisija CO₂ za 50 – 80% u odnosu na razine emisija iz 1990. godine. U scenarijima S3 i S4 najviše se povećava instalirana snaga vjetra kako bi se na taj način pokrilo planirano povećanje potražnje energije.

U terminima instalirane snage, rast udjela OIE će imati značajan utjecaj na razvojne planove visokonaponske mreže do 2030. godine, posebno se odnoseći na direktno spajanje OIE na mrežu i fizičko opterećenje mreže koja je poveznica između OIE i centara opterećenja – velikih potrošača. Iz tog se razloga, prema ENTSO-E Desetogodišnjem planu predviđaju investicije u iznosu od 150 milijardi eura, od čega je 80 milijardi već uključeno u nacionalne i/ili međudržavne sporazume do 2030. godine. Pretpostavka je da će ulaganje u mrežu indirektno utjecati na smanjenje CO₂ emisija za 8% do 2030. godine omogućavajući veći ulazak OIE u sustav i integraciju u europsko tržište.

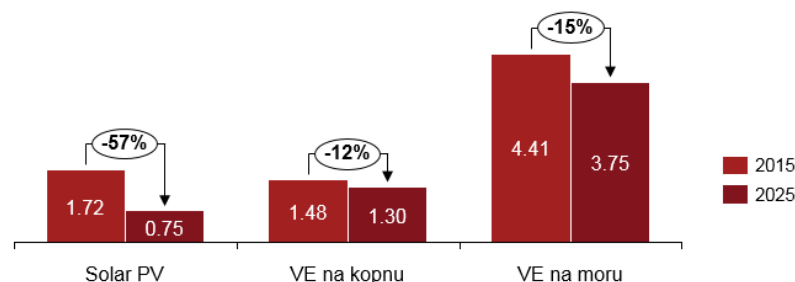
Također, distribuirani izvori energije će zahtijevati dodatnu automatizaciju i izgradnju naprednih mreža u distribucijskom sustavu.

4.1.6 Tehnologije obnovljivih izvora energije

Budućem razvoju OIE u prilog ide i snažan trend pada cijena tehnologija obnovljivih izvora. Značajan potencijal za poboljšanje tehnologija imaju vjetroelektrane i solarne elektrane. Samim time bi se smanjili i troškovi investicija, povećala učinkovitost te bi se ostvarila još veća konkurentnost na tržištu u odnosu na fosilna goriva.

U 2015. godini najveći troškovi ulaganja su bili za vjetroelektrane na moru i iznosili su 4.410 eura po kW. Procjena je da će do 2025. ti isti troškovi ulaganja pasti za 15%, dok će se troškovi ulaganja u vjetroelektrane na kopnu smanjiti za 12%, a troškovi za solarne elektrane za 57%. Nastavak investiranja u poboljšanje tehnologije VE, kao u npr. turbine, poboljšanu pouzdanost i sustav upravljanje, ili duže lopatice, dovest će do povećanja kapaciteta vjetroelektrana na kopnu i moru. Tehnološkim inovacijama će se poboljšati učinkovitost solarnih elektrana, a smanjiti troškovi ravnoteže sustava (BoS - eng. *Balance of System*).

Slika 4.1.9 Troškovi ulaganja u hiljadama EUR/kW, 2015.-2025. godina

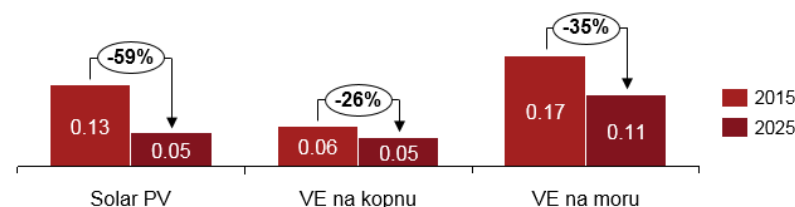


Izvor: IRENA – The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025

S obzirom na povećanje proizvodnje iz solarnih elektrana, a pogotovo iz vjetroelektrana, očekuje se i smanjenje prosječne cijene proizvodnje električne energije iz navedenih elektrana (LCOE – eng. *levelised cost of electricity*). Glavni faktori LCOE su suma svih troškova za životnog vijeka elektrane i ukupna količina proizvedene električne energije tijekom životnog vijeka elektrane.

Do 2025. godine bi se LCOE električne energije iz solarnih panela (PV) mogla smanjiti za čak 59%, dok bi cijene električne energije iz VE na kopnu i na moru mogle pasti za 26% i 35%.

Slika 4.1.10 Prosječna cijena proizvodnje električne energije u EUR/kWh, 2015.-2020.godina



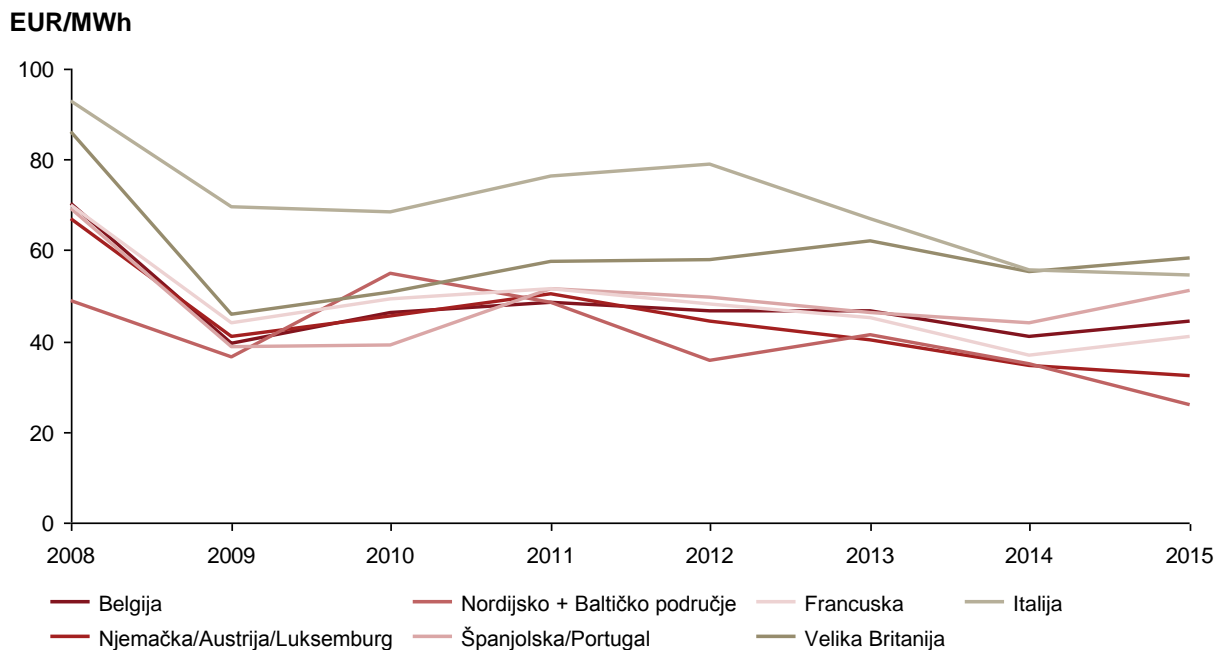
Izvor: IRENA – The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025

4.1.7 Trendovi u segmentu veleprodaje i snabdijevanja električnom energijom

Evropska politika poticaja OIE, dodatno stimulirana i pojeftinjenjem tehnologije, uz sve benefite stvara i brojne izazove na tržištu električne energije. Neki od tih izazova javljaju se u segmentu balansiranja tržišta, nastanka periodičkih negativnih cijena električne energije, u srednjem roku kroz pritisak na krajnju cijenu električne energije zbog mehanizma poticaja, itd.

Jedan od većih efekata aktualnih trendova su i niske veleprodajne cijene električne energije na europskim burzama. Iako je nakon prvog kvartala 2016. godine, kada su cijene bile iznimno niske, došlo određenog porasta, generalni trend ukazuje da bi dionici na energetskom tržištu trebali i dalje računati na relativno niske veleprodajne cijene na burzama, barem u srednjem roku.

Slika 4.1.11 Kretanje cijena električne energije na različitim europskim burzama u EUR/MWh, 2008.–2015. godina



Izvor: ACER, analiza Projektnog tima

Na „Day ahead“ tržištu (dan unaprijed) trend pada veleprodajnih cijena električne energije se nastavio i u 2015. godini, među ostalim, i zbog povećanja proizvodnje električne energije nastale iz OIE. Niže cijene električne energije u 2015. godini u odnosu na 2008., uglavnom su rezultat viška kapaciteta u nekim područjima, povećanog instaliranog kapaciteta električne energije iz OIE, koja ima vrlo niske ili nikakve granične/varijabilne troškove.

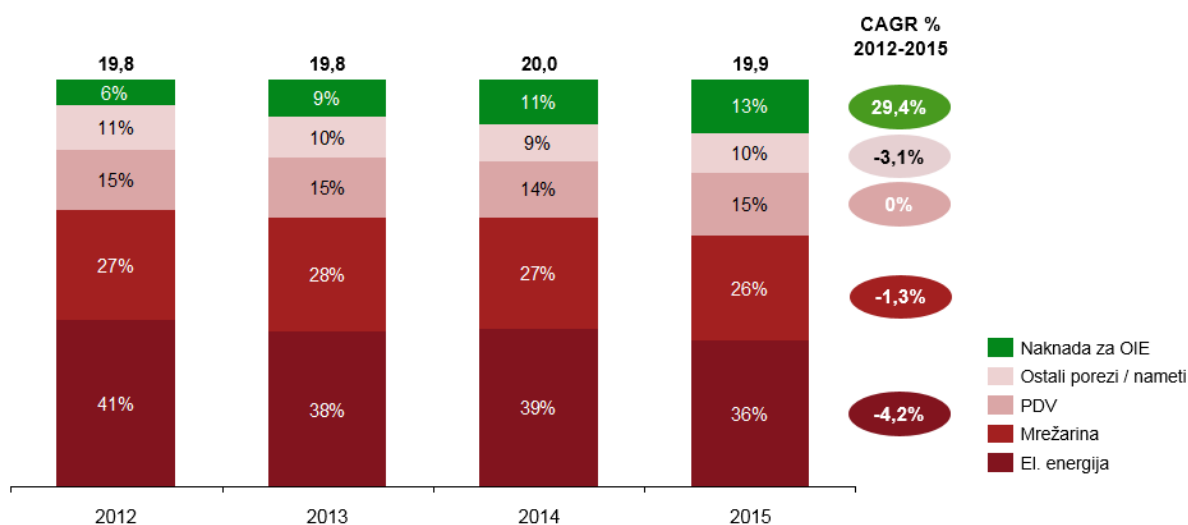
Na unutardnevnim tržištima, cijena bi trebala reflektirati ponudu električne energije za kraće vremenske intervale. S povećanjem udjela proizvodnje električne energije iz OIE, koji je nepredvidljiv, povećana je i potražnja za fleksibilnim resursima kako bi se prilagodili proizvodnji iz OIE i predviđanjem pogrešaka (npr. vrijeme), što može rezultirati razdobljima visokih cijena na unutardnevnom tržištu

Iz perspektive elektroprivreda i trgovaca električnom energijom (eng. *traders*), niske veleprodajne cijene stvaraju brojne prilike ali i prijetnje. Elektroprivrede koje imaju deficite te uvoze električnu energiju, zbog niskih cijena imaju relativno niske ulazne troškove u odnosu na prosječne maloprodajne cijene. Slično vrijedi i za trgovce. Međutim, elektroprivrede koje imaju visok stupanj proizvodnje ili čak suficit, ukoliko nemaju troškovno konkurentan portfelj, danas imaju prijetnju gubitka tržišnog udjela zbog nemogućnosti konkuriranja niskim veleprodajnim cijenama, ili pak visoke fiksne troškove zbog niskih utilizacija nekonkurentnih blokova elektrana. Poznati su brojni slučajevi državnih i privatnih elektroprivreda u Europi koje je trenutna situacija prisilila na financijske otpise, zatvaranje i/ili konzerviranje elektrana i radikalna restrukturiranja.

S druge strane, analiza ukazuje da pad veleprodajnih cijena ne dolazi do krajnjih korisnika. U razdoblju 2012. – 2015. godine krajnja cijena električne energije u Europi je stagnirala, međutim njena struktura se značajno promijenila. Udio naknada za OIE u ukupnoj cijeni porastao je sa 6% na 13% dok je udio cijene električne energije pao sa 41% na 36% udjela.

Razlog tomu je prvenstveno rast naknada za obnovljive izvore koji se prelijevaju na krajnje korisnike. Iako je to novi namet, očito je da su europske zemlje gotovo konsenzusom prihvatile da su spremne financirati tranziciju na zelenu energiju kao dio strateškog cilja.

Slika 4.1.12 Krajnja cijena električne energije za kućanstva u Europi u EURcent/kWh, 2012.-2015. godina



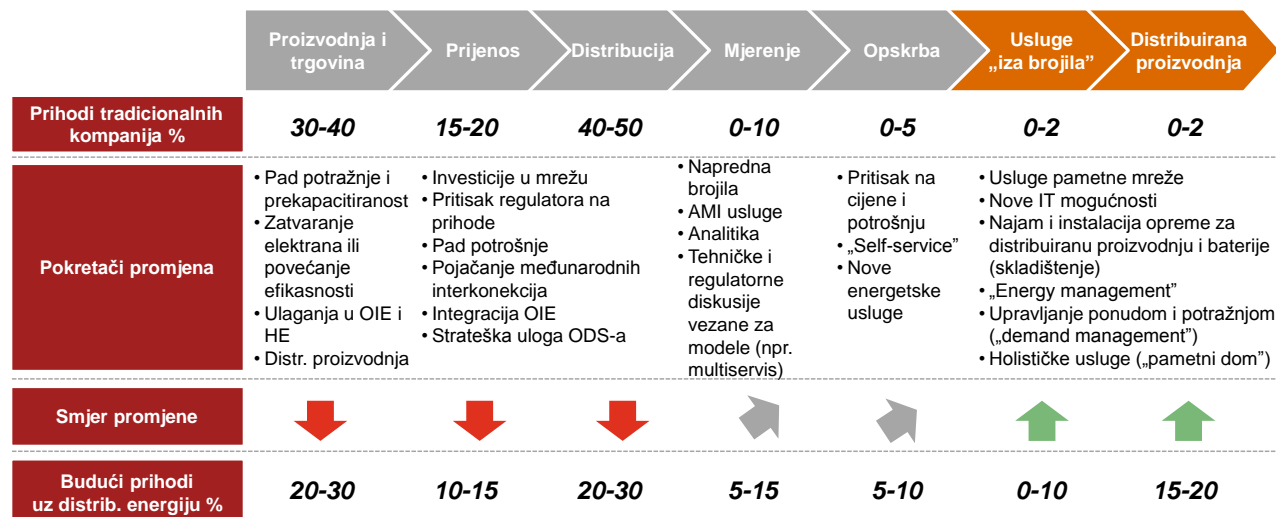
Izvor: ENTSO-E Statistical Report 2015., ACER Market Monitoring Report 2015, analiza Projektnog tima

4.1.8 Utjecaj trendova na transformaciju sektora i nove poslovne modele

Prema istraživanju konsultantske kuće PwC, preko 70% predsjednika uprava energetskih subjekata u Europi smatra da postojeći poslovni modeli nisu održivi. Isto tako, konsenzus je da se promjene trebaju uvoditi postepeno, ali i kontinuirano budući da je sama transformacija energetskog sektora kompleksna i utječe na brojne ekonomske i socijalne čimbenike.

Novi trendovi već su počeli mijenjati vrijednost pojedinih segmenata elektroenergetike u tradicionalnom lancu vrijednosti, pa se tako očekuje da će udio vrijednosti tradicionalne "centralizirane proizvodnje" pasti sa 30%-40% na 20%-30% udjela u cijelom lancu vrijednosti. Još snažniji pritisak se očekuje na mrežnu djelatnost, dok se rast vrijednosti seli na usluge iza brojlara, te distribuiranu proizvodnju.

Slika 4.1.13 Promjena poslovnih modela i strukture prihoda



Izvor: analiza Projektnog tima

Uz posljedice novih paradigmi u sektoru energetike, poput (i) pada cijena električne energije koje ne omogućavaju adekvatne povrate na (velike) investicije (ROIC, ROI) i imovinu (ROA, RORAB), (ii) promjene strukture tržišta gdje se linearni sustavi zamjenjuju decentraliziranom energijom i proizvodnjom;

- penetracijom koncepta "prosumera" koji samostalno namiruju dio svojih potrebe za električnom energijom;
- sve snažnijim ulaskom malih investitora u projekte obnovljivih izvora energije;
- investiranjem u baterijske sustave;

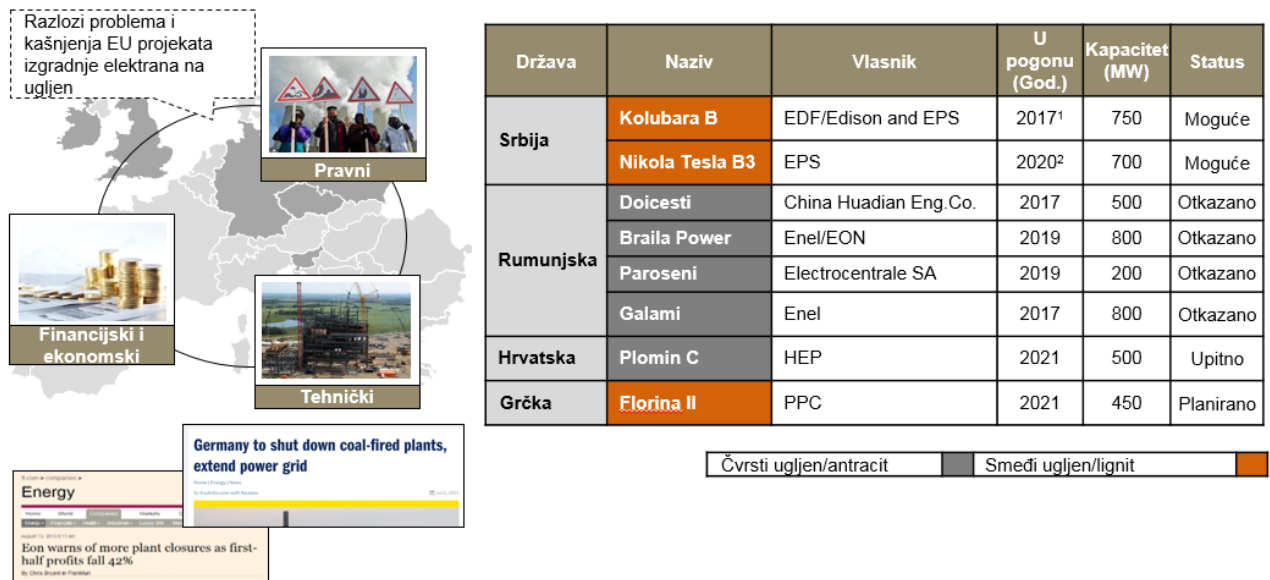
te (iii) osnaživanjem koncepta jedinstvenog europskog tržišta sa većim interkonekcijskim kapacitetima i suradnjom, dovele su elektroprivrede u položaj da (i) restrukturiranjem pronalaze rješenja za pritiske na bruto marže, (ii) u

značajnijoj mjeri zaustave ili odgode velike investicijske projekte, (iii) da pokrenu procese dekomisija ili konzervacija elektrana prije kraja njihovog životnog vijeka, (iv) rade financijske otpise ili pak snose gubitke zbog niskih utilizacija elektrana koje na današnjem tržištu više nisu konkurentne, (v) da jačaju nova znanja i kompetencije

- novi proizvodi i usluge;
- naprednije “trading” aktivnosti;
- veći naglasak na tržišne i marketinške aktivnosti u domeni maloprodaje (retencija i akvizicija korisnika);
- M&A i partnerstva;

te da temeljito preispitaju poslovne strategije i modele poslovanja koji postaju sve više upitni.

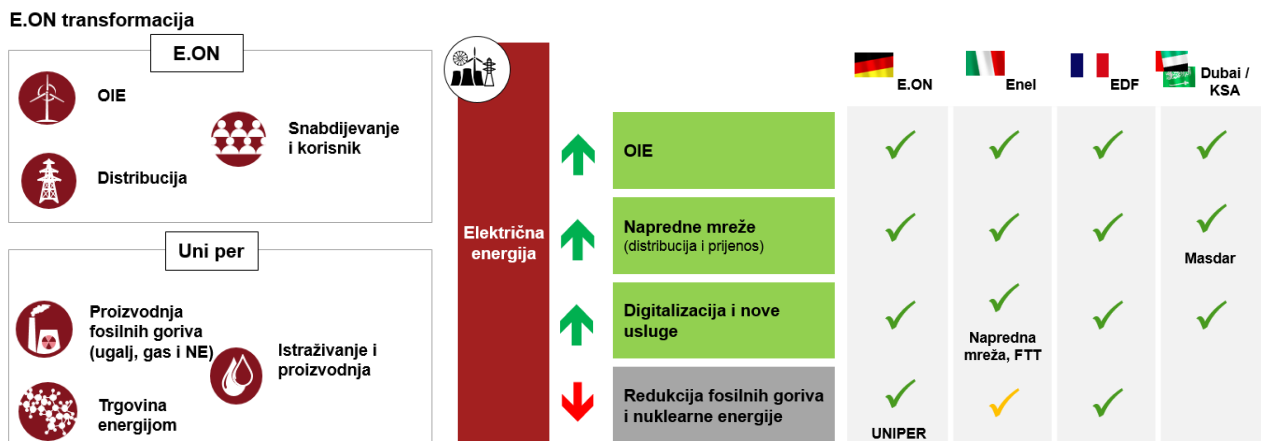
Slika 4.1.14 Ilustrativan prikaz trendova u domeni investicijskih odluka elektroprivreda



Izvor: Datamonitor: Power Assets Database 2011, icis.com, Enerlytics – Kraftwerke | Invest Essentials | Project Overview, May 2012 | comsar.com, sourcewatch.org, web stranice elektroprivreda, analiza Projektnog tima

Slijedom događaja, javila se neizbježna potreba za temeljitim restrukturiranjem i transformacijom, ne samo elektroenergetskih kompanija, već i cijelog sektora, gdje prednjači zapadna Europa. Posebno su interesantni primjeri Njemačkih kompanija E.on i RWE koje su, potaknute radikalnim promjenama na domaćem tržištu, bile primorane implementirati veće zahvate restrukturiranja.

Slika 4.1.15 Ilustrativni primjer restrukturiranja elektroprivrede i promjene fokusa u poslovnim modelima



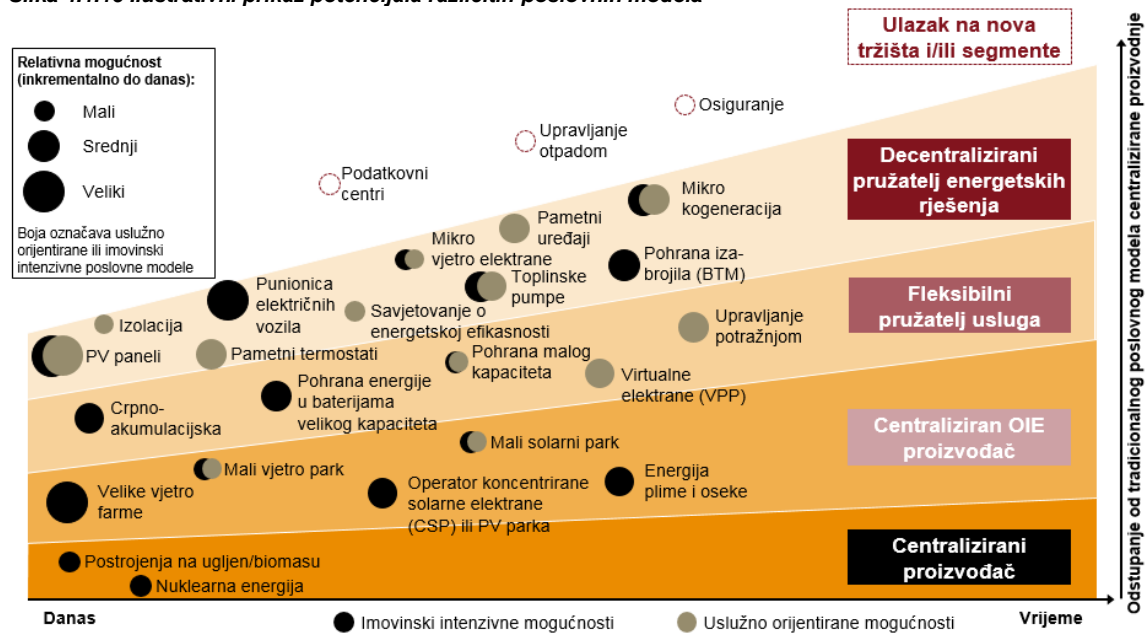
Izvor: analiza Projektnog tima

Njihova strategija bila je upravljačko i vlasničko razdvajanje kompanija po ključu temeljnog poslovanja, kompetencija te budućih izvora dodane vrijednosti u energetici. U oba slučaja tradicionalne kompanije su napravile izdvajanje “*spin-off*” dijela svog poslovanja te, pojednostavljeno, razvojile djelatnosti proizvodnje električne energije iz fosilnih goriva, od djelatnosti novih proizvoda i usluga, obnovljivih izvora energije, distribucije i snabdijevanja. Na taj način se postiglo nekoliko ključnih efekta: investitori su dobili veću transparentnost portfelja potrebnu za ulagačku sigurnost, menadžment je dobio jasniju sliku za alokaciju investicijskih sredstava i postavljanje ciljeva, te se ostvario bolji fokus za razvoja kompetencija koje se u mnogočemu razlikuju u starom i novom dijelu poslovanja.

Očito je da prilika za nadomještanja gubitaka od stagnacije potrošnje i prihoda tradicionalnog segmenta, dolazi kroz nove usluge omogućene tehnologijom. Tehnološke inovacije poput novih baterijskih sustava/spremnika, “*smart home*” aplikacije na pametnim telefonima, i dr. napreduju tempom koji je iznenadio, ne samo krajnje korisnike već i tehnološki sektor koji radi na razvoju istih.

Budući da javne elektroprivrede danas dominantno zauzimaju za njih karakterističan segment tržišta centralizirane proizvodnje i centralizirane proizvodnje iz OIE, za očekivati je kako će razvoj tržišta novih proizvoda i usluga u Bosni i Hercegovini, po uzoru na naprednije ekonomije nositi i niz manjih investitora te globalnih igrača (npr. Google, NEST, telekom operateri, itd.) koji će biti prisutni kroz partnerstva ili direktno stvarati novu ekonomsku vrijednost.

Slika 4.1.16 Ilustrativni prikaz potencijala različitih poslovnih modela



Izvor: analiza Projektnog tima

U kontekstu Bosne i Hercegovine, već se danas uočava potreba za pripremom i realizacijom investicijskih aktivnosti u smjeru novih tehnologija poput spremnika/baterija (eng. *storage*) električne energije, hidro-agregata, „PSH“ (eng. *pumped storage hydro*) posebice s obzirom na očekivani rast instaliranih kapaciteta vjetroelektrana, izgradnju novih nuklearnih blokova u Mađarskoj koja će dovesti do rasta ponude noćne energije, ne samo iz Mađarske, već iz Ukrajine i Bugarske. Dodatno hidro agregati mogu imati važan zadatak ne samo u sekundarnoj regulaciji nego i tercijarnoj.

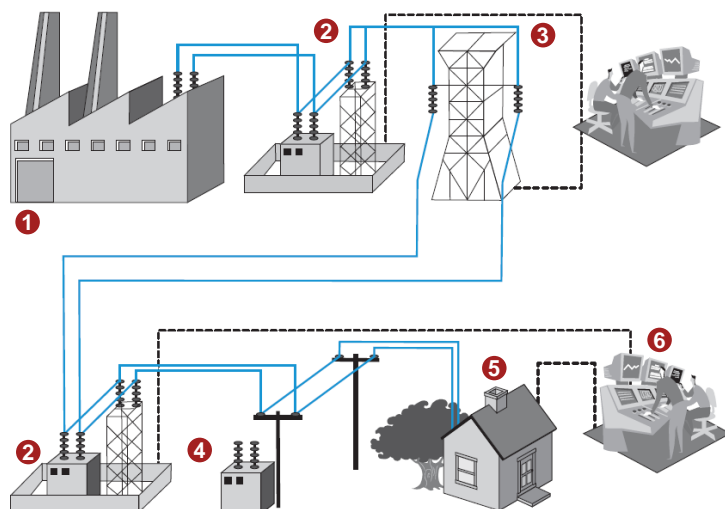
Stoga elektroprivrede, pogotovo one u javnom vlasništvu, te drugi dionici tržišta moraju ubrzano graditi kompetencije i sklapati strateška partnerstva koja će im omogućiti prisutnost u novom spektru lanca vrijednosti.

Potrebno je naglasiti da bi cijeli sektor imao koristi što skorijeg uvođenja novih procesa odnosa sa korisnicima (njihove retencije i akvizicije), te novih proizvoda i usluga dodane vrijednosti. Uspješna implementacija novih poslovnih modela u energetici u srednjem roku vratit će se kroz lojalnost i stabilniju korisničku bazu, te na strani korisnika kroz veće zadovoljstvo i dobivenu vrijednost.

Kako bi se novi poslovni modeli uspješno implementirali na tržištu potrebna je i moderna infrastruktura. Uloga OPS i ODS kompanija je iz tog aspekta od iznimne važnosti budući da oni predstavljaju “kičmu” sustava. Napredni proizvodi i usluge zahtijevaju dvosmjernu komunikaciju i agilnu infrastrukturu kakvu pružaju napredne mreže “*smart grid*” i nova paradigma upravljanja imovinom i mrežnih servisa koje kompanije moraju usvojiti.

Cilj energetske politike je stvaranje institucionalnog okvira te ozračja koje će pravovremeno poticati promjenu fokusa i potrebne aktivnosti ključnih dionika na energetskom tržištu na područja gdje će se u budućnosti stvarati nova vrijednost.

Slika 4.1.17 Prilagodba mrežnih kompanija



Jučer	Danas
1 Veliki centralizirani proizvodni pogoni	Integracija distribuirane proizvodnje i „mikro-mreža“
2 Lokalno upravljanje trafostanicama	Automatizacija i daljinsko upravljanje trafostanicama
3 Monitoring mreže i upravljanje opterećenjem	Monitoring ukupnog stanja mreže
4 Decentralizirana kontrola distribucije	Centralna kontrola distribucije
5 Ručno očitavanje	Daljinsko očitavanje
6 Selektivni podaci i kontrola	Pregled nad cijelom mrežom i daljinsko upravljanje

Izvor: analiza Projektnog tima

4.1.9 Ključne implikacije globalnih trendova na okvirnu energetska strategiju

- ✓ snažne stope rasta OIE, međutim bez dominacije u 2035. godini na globalnoj razini
- ✓ EU predvodi agendu dekarbonizacije u svijetu kontinuiranom implementacijom obvezujućih politika i direktiva
- ✓ dugogodišnja tendencija i ulaganje u uspostavu jedinstvenog europskog energetskog tržišta
- ✓ stagnacija potrošnje u Europi, pad utilizacije konvencionalnih elektrana te pritisak na marže elektroprivreda
- ✓ pritisak na veleprodajne cijene električne energije
- ✓ rast naknada za OIE koje se prelijevaju na krajnje korisnike
- ✓ zaustavljanje većih investicijskih projekata zbog niskih cijena električne energije i povrata
- ✓ jasan trend pada prihoda u tradicionalnim dijelovima elektroenergetskog lanca vrijednosti
- ✓ inicijative restrukturiranja i transformacije kompanija i sektora s ciljem prilagodbe poslovnih modela
- ✓ potreba za stvaranjem agilnih i modernih ODS kompanija
- ✓ potreba za stvaranjem institucionalnog okvira koji će pravovremeno potaknuti i usmjeriti transformaciju sektora

4.2 Nafta i gas

Nafta i gas su najznačajniji globalni energenti, gdje nafta sačinjava oko 32%, a prirodni gas oko 22% udjela u ukupnoj svjetskoj potrošnji energije u 2015. godini. Zbog relativno velikog udjela ugljikovodika u ukupnoj svjetskoj potrošnji energije, promjene u cijeni ovih energenata potencijalno mogu imati izrazito velike makro-ekonomske posljedice.

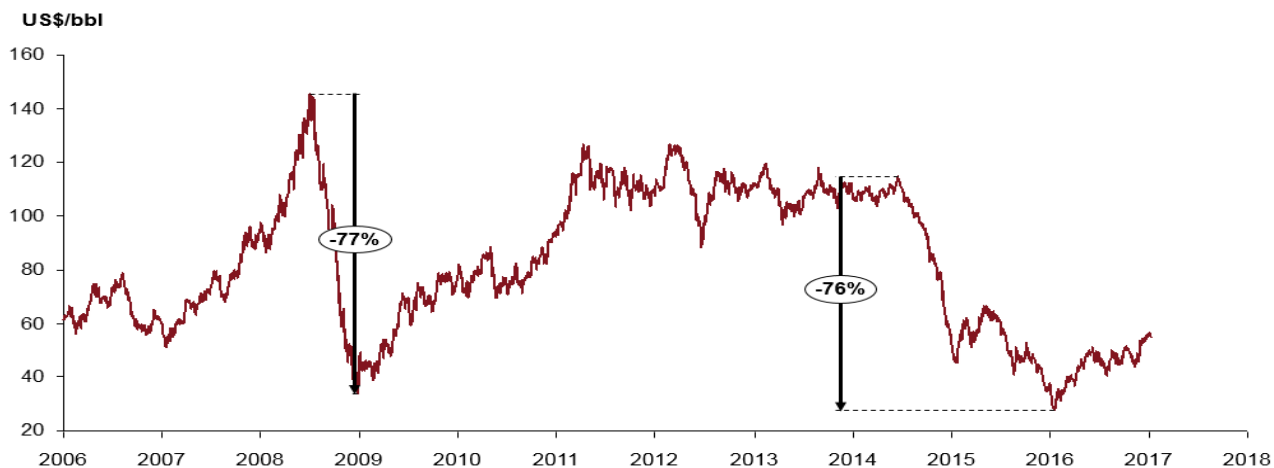
4.2.1 Tržište sirove nafte

Sirova nafta je ključna sirovina jer se njezinom preradom dobiva niz proizvoda koji se redovito koriste u svakodnevnom životu. Najveći udio ukupne potrošnje nafte u 2015. ima sektor transporta, oko 65%. Nafta se ujedno koristi u različitim industrijama poput petrokemijske, farmaceutske i kozmetičke, gdje je ulazna sirovina za proizvodnju krajnjih proizvoda. Zbog široke primjene sirove nafte i naftnih derivata u navedenim sektorima, te u transformaciji energije, cijena ima direktan utjecaj na gotovo sve industrije.

Radi izrazito heterogene strukture ponude sirove nafte, te različitih potreba kupaca, ne postoji jedinstvena cijena sirove nafte. U tu svrhu, najčešće se koriste referentne cijene („*benchmarks*“) poput Dated Brenta u Sjevernom moru, WTI u SAD-u i Dubai-a na Bliskom Istoku i Aziji. Pojednostavljeno, regionalne sirove nafte utvrđuju svoju cijenu na temelju diferencijala sa srodnim međunarodnim *benchmarkom*. Kretanje cijene Brent nafte od 2006. do 2017. godine (Slika 4.2.1) prikazuje veliku volatilnost, poglavito u 2008. i 2014. godini. Cijena nafte pod nazivom „*Dated Brent*“ zapravo predstavlja cijenu nafte temeljenu na trgovanju fizičkim teretima nafte iz četiri ležišta u Sjevernom moru (Brent, Forties, Oseberg i Ekofisk) i financijskih instrumenata temeljenih na cijeni Dated Brenta (*Futures, Contracts for Differences, Dated-to-Front Line*, itd.).

Utjecaj na cijenu sirove nafte na globalnom tržištu imaju ponuda/potražnja i različiti geopolitički i ekonomski događaji. U posljednjih 25 godina, volatilnost cijene sirove nafte uvelike se povećala zbog promjena trendova ponude i potražnje. Do 2000. godine ponuda i potražnja imale su ujednačen rast što je održavalo stabilnu i nisku cijenu. U periodu od 2000.-2008. godine potražnja je imala snažniji rast u odnosu na ponudu što je kulminiralo povijesno najvišom cijenom nafte u 2008. godini, 144.3 \$/bbl. Globalna financijska kriza u 2008. godini prouzročila je pad cijene nafte od 77% (Slika 4.2.1), nakon kojega je OPEC (eng. *Organization of the Petroleum Exporting Countries*) smanjio proizvodnju u cilju stabilizacije cijena. U narednom periodu razvitak novih tehnologija i visoke cijene nafte rezultirale su povećanjem ponude u odnosu na potražnju. Prekomjerna ponuda i natjecanje najvećih proizvođača sirove nafte za ostvarenje što većeg tržišnog udjela, u 2014. godini prouzročili su pad cijene nafte na globalnom tržištu od 76%. Odnos ponude i potražnje, te geopolitički i financijski čimbenici će izgledno nastaviti imati najznačajniji utjecaj na cijenu nafte.

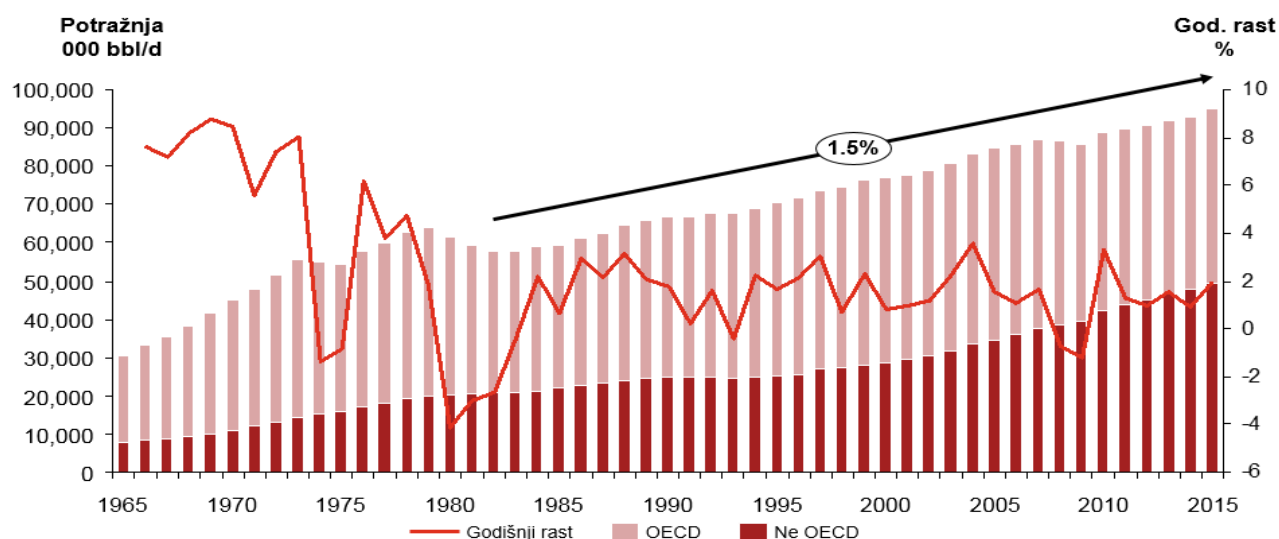
Slika 4.2.1 Dnevne spot cijene Brenta u US\$/bbl, siječanj 2006. – kolovoz 2016. godine



Izvor: Bloomberg

Potražnja sirove nafte, od početka 1980ih, ostvaruje prosječni porast na godišnjoj razini od oko 1,5% (Slika 4.2.2). U grafu koji promatramo, vidljivo je kako je rast zabilježen u zemljama koje pripadaju grupi „*Organization of Economic Cooperation and Development*“ (OECD), ali također i u zemljama koje nisu članice te grupe. Međutim, rast potražnje u OECD zemljama usporava i nova potražnja prvenstveno dolazi iz zemalja koje nisu dio OECD grupacije, predvođena Kinom, Indijom i sl. Rast potražnje nafte varira ovisno o regiji, pa je tako potražnja u Sjevernoj Americi i Europi zabilježila pad od oko 2% u odnosu na 2003. godinu, dok je u ostatku svijeta rast potražnje na godišnjoj razini iznad 2%. Ustaljen rast potražnje za sirovom naftom je nužan za stabilizaciju i povećanje cijena nafte u narednom periodu.

Slika 4.2.2 Globalna potražnja za naftom i godišnja stopa rasta, 1966.–2015. godina



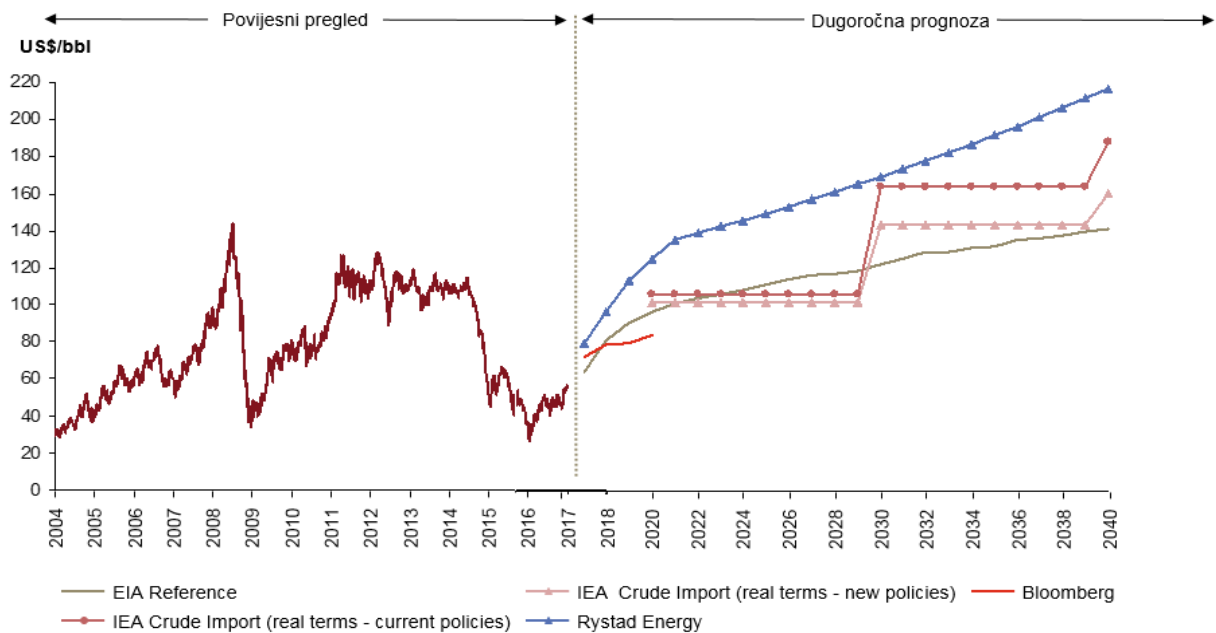
Izvor: BP Statistical Review of World Energy June 2016

Krajem 2016. i početkom 2017. godine cijena Brent sirove nafte na tržištu pokazuje znakove oporavka nakon pada 2014. godine, što je rezultat normalizacije ponude i potražnje primarno zbog dogovora članica OPEC-a i Rusije o smanjenju proizvodnje i prirodnog pada proizvodnje u SAD-u zbog izostanka ulaganja u razradu ležišta. Međutim, navedeno smanjenje proizvodnje u kraćem periodu neće imati velikog utjecaja na cijenu nafte zbog velikih količina sirove nafte u skladištima, koje se procjenjuju na 3.1 milijardu barela na globalnoj razini. To je povećanje inventara od 17% u odnosu na Lipanj 2014. godine koje se mora smanjiti prije bilo kakvog održivog povećanja cijene sirove nafte. S druge strane očekuje se smanjenje brzine rasta potražnje za sirovom naftom zbog smanjenja potražnje u razvijenim državama i zbog smanjenja rasta potražnje u najvećim uvoznicima nafte; Kine i Indije. Prema IEA (eng. *International Energy Agency*), potražnja za sirovom naftom u 2016. godini je narasla za 1.6 miliona bbl/dan, što je iznad predviđanja ranijih godina koja su predviđala rast oko 1.3 miliona bbl/dan, ali prema predviđanjima za 2017. godinu očekuje se usporavanje s predviđenim rastom od 1.4 miliona bbl/dan. Procjene kretanja ponude i potražnje u 2017. predviđaju njihovu konvergenciju što će imati pozitivnog utjecaja na cijenu sirove nafte.

Prema projekcijama kretanja cijene nafte iz različitih izvora (Slika 4.2.3), očekuje se da će cijena nafte rasti u narednom periodu. Predviđanja Međunarodne Energetske Agencije (IEA) uzimaju u obzir učinke provedbe novih regulativa (eng. NPS – *new policy scenario*) koje su donesene na konferenciji o klimatskim promjena u Parizu 2015. godine, i predviđanja koja se temelje na postojećim regulativama (eng. CPS – *current policy scenario*). Cilj novih regulativa je ograničenje koncentracije stakleničkih gasova na oko 450 ppm, što je procijenjena maksimalna dopustiva koncentracija stakleničkih gasova da bi se globalno zatopljenje zadržalo ispod 2°C. U 2015. godini potrošnja sirove nafte iznosila je 92.5 miliona bpd (barela po danu), uz konstantan rast tijekom posljednjih 30 godina od 35 miliona bpd. Ukoliko se nastavi takav trend, u 2040. se očekuje potrošnja od oko 120 miliona bpd, dok CPS scenarij predviđa potražnju od 117 miliona bpd, te NPS scenarij od 103 miliona bpd. Zbog niže procjene potražnje nafte, procjena cijene sirove nafte prema NPS scenariju je nešto konzervativnija u odnosu na CPS scenarij. Ostale procjene također ukazuju na povećanje cijene sirove nafte, ali razlika u procjenama je velika, pa je prema tome cijena nafte u budućnosti neizvjesna.

Generalno, procjene ukazuju da će cijene nafte u narednom desetljeću rasti u odnosu na trenutni period početkom 2017. godine.

Slika 4.2.3 Prognoza kretanja cijena Brenta u US\$/bbl, 2004.-2040. godina



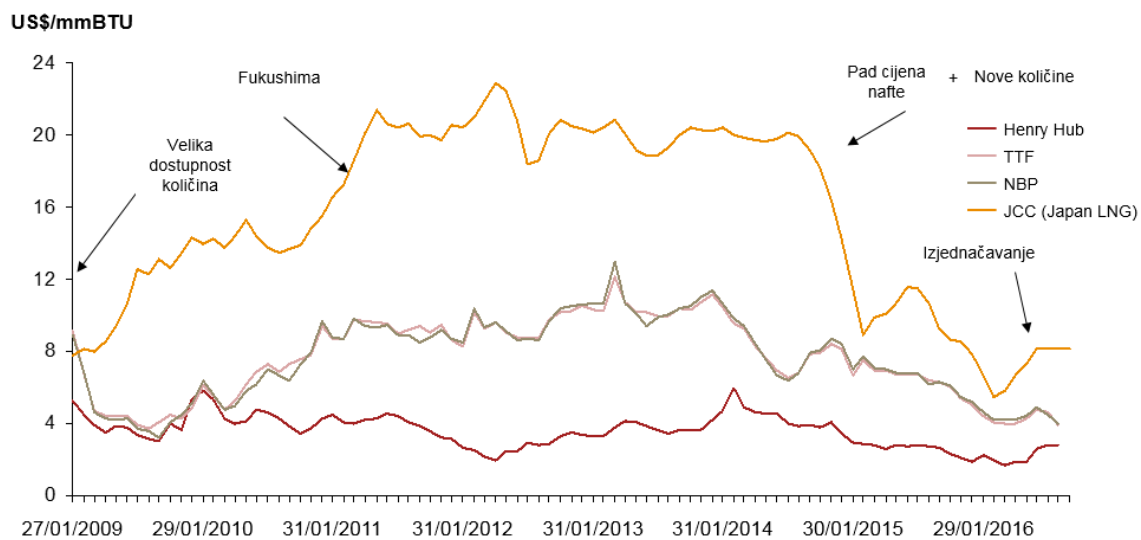
Izvor: EIA-AEO-January 2017, IEA World Energy Outlook 2016, Rystad Energy, Bloomberg CPF at January 2017

4.2.2 Tržište prirodnog gasa

Proizvođači prirodnog gasa susreću se s vrlo sličnim izazovima kao i proizvođači sirove nafte. Stabilnost u sektoru nafte ključna je i za proizvođače gasa. Prema prosječnim mjesečnim cijenama gasa na pojedinim tržištima (Slika 4.2.4), može se primijetiti pad cijene gasa u odnosu na razine iz 2014. godine. Pad cijene nafte je djelomično uzrokovao navedeni pad, ali kako regionalne burze gasom i utjecaj LNG-a dovode do veće likvidnosti i mogućnosti „spot“ nabave prirodnog gasa i polaganu dislokaciju od cijena nafte, taj utjecaj slabi. Istovremeno, dolazak novih količina LNG-a na tržište prirodnog gasa dovodi do pritiska na cijene. LNG trenutno sačinjava oko 10% ukupne potrošnje gasa u svijetu s prosječnom godišnjom stopom rasta od 6.6%, u periodu od 2000. do 2014. godine.

Prednost LNG-a je mogućnost prijevoza pomorskim transportom na globalnoj razini. Međutim, za očekivati je da će gasovodi i dalje imati značajnu ulogu. Tako su za Europu bitni novi izvori i pravci snabdijevanja poput Sjevernog toka 2, Turskog toka, TANAP-a, TAP-a, IAP-a, itd. Kroz veći dio prošlosti trgovina LNG-om se odvijala pomoću dugoročnih ugovora, ali posljednjih godina trgovina LNG-om kratkoročnim ugovorima se značajno povećala. Taj se trend može pripisati rastućoj ulozi burzi gasa u SAD, EU i Aziji te stvaranje „spot“ tržišta gasa. U 2015. godini trgovina kratkoročnim ugovorima je dosegla 26% ukupne trgovine LNG-om što je veliki skok u odnosu na 2005. godinu kada je trgovina kratkoročnim ugovorima iznosila svega 8% ukupne trgovine LNG-om. Zbog mogućnosti transporta velikih količina prirodnog gasa, očekuje se daljnje povećanje zastupljenosti LNG-a u budućnosti.

Slika 4.2.4 Prosječna mjesečna cijena gasa na odabranim tržištima u US\$/mmBTU, siječanj 2009. – kolovoz 2016. godine

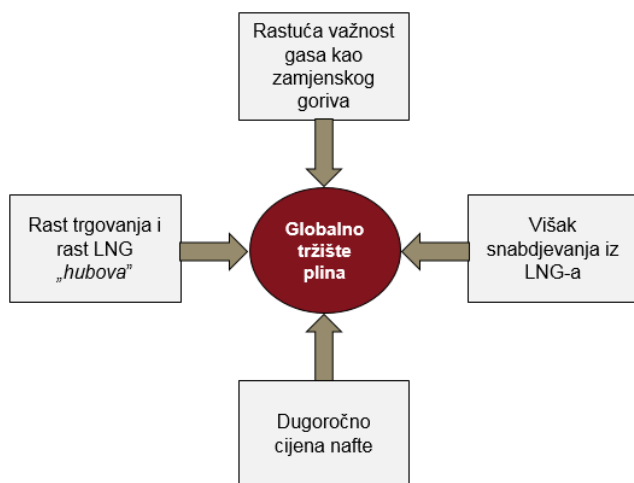


Izvor: Bloomberg

Prirodni gas kao nisko ugljično gorivo potencijalno će dobivati na značaju u narednom periodu kao poveznica između sadašnjosti i nisko ugljične budućnosti. Postoje višestruki razlozi zbog kojih se smatra da će prirodni gas u narednim desetljećima postati drugi najzastupljeniji izvor energije nakon tekućih goriva. Procjenjuje se da su trenutne potvrđene rezerve prirodnog gasa dovoljne za preko 50 godina prema sadašnjoj potrošnji, te također postoji potencijal otkrivanja novih rezervi gasa u pojedinim regijama svijeta što osigurava dostatnost u narednim desetljećima. Sigurnost snabdijevanja je ključan iz više aspekata i jedan je od glavnih preduvjeta za ekonomski razvoj. Prirodni gas omogućuje snabdijevanje iz više izvora ali i razvijanje domaće proizvodnje. Trenutno najzastupljeniji način snabdijevanja gasom je putem gasovoda jer omogućuje efikasan transport velikih količina gasa, ali mali broj dobavnih pravaca smanjuje fleksibilnost kupaca i u nekim slučajevima sigurnost snabdijevanja. Zbog velikog smanjenja volumena gasa kada je u tekućem stanju, LNG predstavlja jedan od glavnih načina diversifikacije snabdijevanja gasom, a rast kapaciteta ukapljivanja, poglavito u Australiji i Sjevernoj Americi, doprinosi proširenju tržišnog natjecanja i diversifikaciji izvora snabdijevanja. Održivost je jedna od glavnih prednosti prirodnog gasa u odnosu na druga fosilna goriva. Prema sadašnjem trendu emisija stakleničkih gasova, cilj sprečavanja povećanja globalnog zatopljenja iznad 2°C u odnosu na pred-industrijsko razdoblje je nedostižan. Povećanjem energetske efikasnosti i prelaskom s uglja na prirodni gas, emisije stakleničkih gasova bi se znatno smanjile. Primjerice, elektrane koje koriste gas proizvode upola manje emisija ugljičnog dioksida u odnosu na elektrane koje koriste uglj. Gas ima potencijal postanka najzastupljenijeg globalnog energenta u narednim desetljećima zbog njegove dostatnosti, mogućnosti osiguranja snabdijevanja i održivosti korištenja.

Uloga gasa važna je za Europu zbog dostizanja ciljeva smanjenja emisija stakleničkih gasova i diversifikacije energetske izvora korištenjem gasa umjesto ostalih fosilnih goriva. Zbog predviđenog rasta potražnje prirodnog gasa od 20% do 2035. godine i smanjenja proizvodnje prirodnog gasa u Europi od 42% u istom periodu, ovisnost o uvozu će se značajno povećati. Povećanje broja dobavnih pravaca je od posebne važnosti za EU koja trenutno sačinjava oko 13% svjetske potražnje gasa ali raspolaže tek s oko 1% dokazanih svjetskih rezervi. Trenutno EU se oslanja na četiri zemlje Rusiju, Norvešku, Alžir i Katar iz kojih uvozi oko 90% prirodnog gasa i LNG-a (eng. *liquefied natural gas* – ukapljeni prirodni gas). Svjetski razvoj tržišta LNG-a i jedinstveno tržište u Europi koje omogućuje izgradnju novih interkonekcija gasovoda između zemalja EU, otvara mogućnost diversifikacije uvoznih pravaca i povećava sigurnost snabdijevanja.

Slika 4.2.5 Tržišna dinamika koja oblikuje tržište gasa

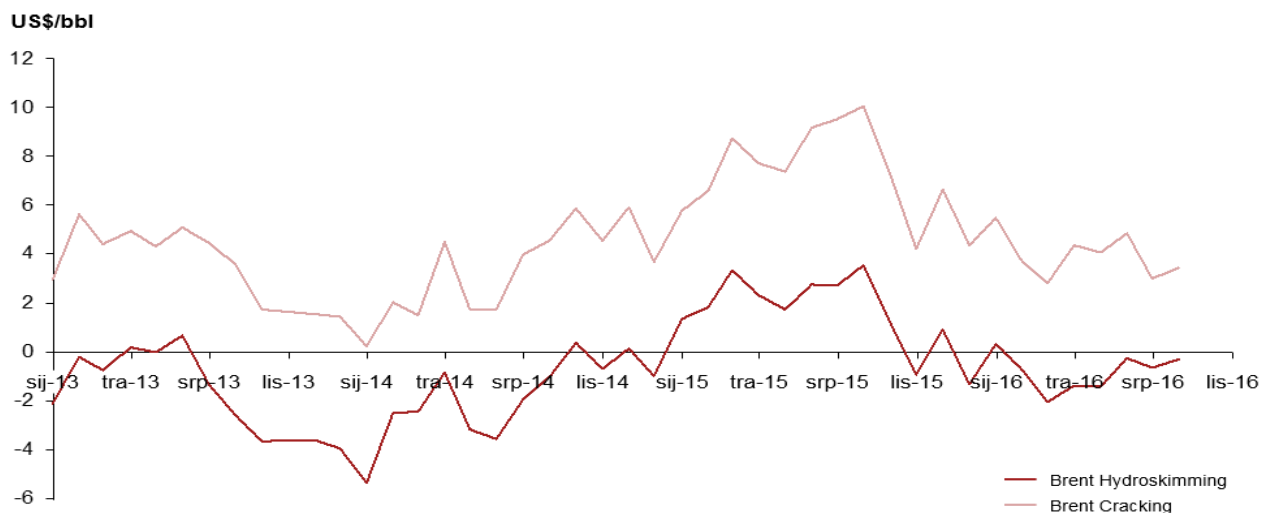


Izvor: analiza Projektnog tima

4.2.3 Prerada sirove nafte

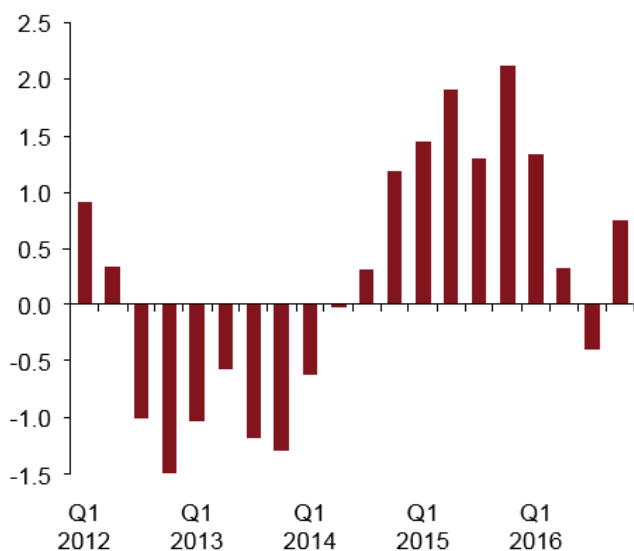
Pad cijena nafte u 2014. godini prouzročio je povećanje rafinerijskih marži (Slika 4.2.6), zbog kojih rafinerije veće kompleksnosti u Sjeverozapadnoj Europi poboljšano posluju. Rafinerijske marže u najvećem dijelu ovise o cijeni ulazne sirovine, stupnju modernizacije koja utječe na vrstu proizvedenih derivata i cijeni derivata na tržištu, te one služe kao glavni indikator profitabilnosti poslovanja rafinerije. Rafinerije veće „kompleksnosti“ proizvode više lakih derivata koji postižu višu cijenu na tržištu, što poboljšava i rafinerijske marže. Cijene naftnih derivata generalno prate trend cijena sirove nafte radi visokog udjela cijene sirove nafte u trošku derivata, no tržište naftnih derivata prati i svoje zakone dinamike ponude i potražnje, tako da su moguća i odstupanja u ovom pogledu. Nakon pada cijena nafte u 2014. godini, proizvodnja naftnih derivata se povećava jer prerađivači nastoje iskoristi povoljnije tržišne okolnosti, te je prerada veća od potražnje (Slika 4.2.7), što je prouzrokovalo značajno veće količine naftnih derivata u skladištima (Slika 4.2.8). Povećanje količine naftnih derivata u skladištima diljem svijeta dovodi do pritiska na cijene derivata što, posljedično, vrši pritisak na rafinerijske marže.

Slika 4.2.6 NWE Rafinerijske marže u US\$/bbl, siječanj 2013.–kolovoz 2016. godine

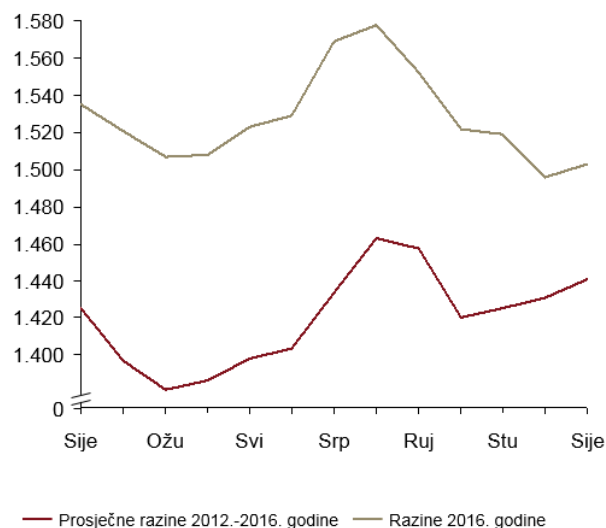


Izvor: IEA, BP, Wood Mackenzie

Slika 4.2.7 Globalna bilanca proizvodnje i potražnje naftnih derivata u mil. bbl/d, 2012.-2016. godina



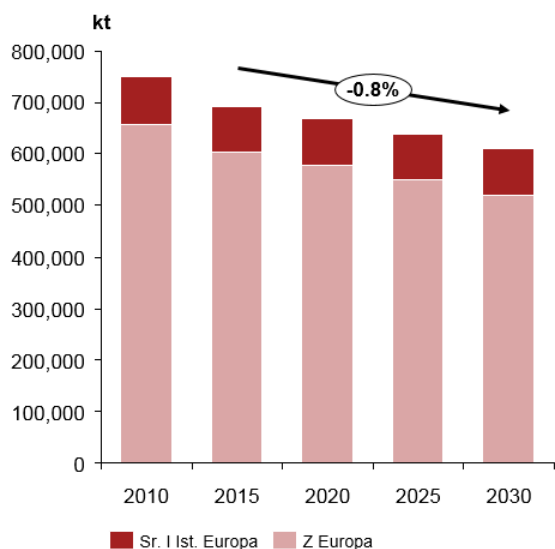
Slika 4.2.8 Količine naftnih derivata u skladištima u zemljama OECD u mil. bbl, 2012. i 2016. godina



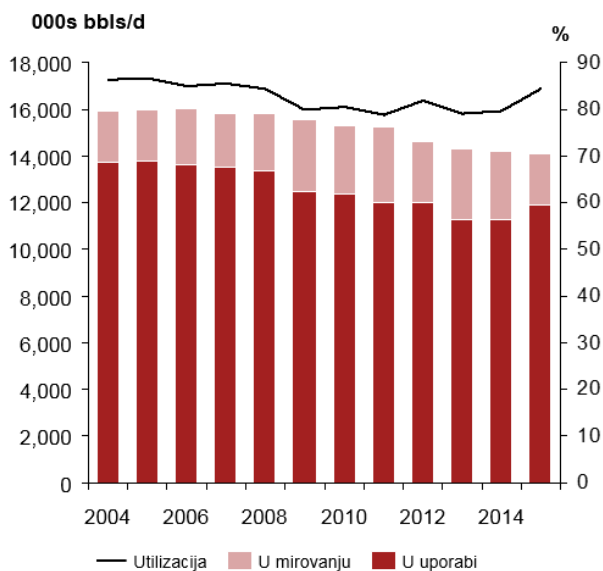
Izvor: EIA, Short-term energy and summer fuels outlook, IEA Oil Market Report 2017

Zbog povećanja efikasnosti i strategije dekarbonizacije očekuje se pad potražnje za naftnim derivatima u Europi u narednim desetljećima (Slika 4.2.9). Smanjenje potražnje naftnih derivata predvode zemlje zapadne Europe. Povoljniju situaciju za prerađivače odražava rast utilizacije kapaciteta rafinerija (Slika 4.2.10), ali također zbog smanjenja potražnje derivata u Europi primjećuje se smanjenje prerađivačkih kapaciteta.

Slika 4.2.9 Potražnja za naftnim derivatima u kt, 2010. – 2030. godina



Slika 4.2.10 Kapacitet prerade u Europi, 2004. – 2015. godina



Izvor: IEA, BP, Wood Mackenzie

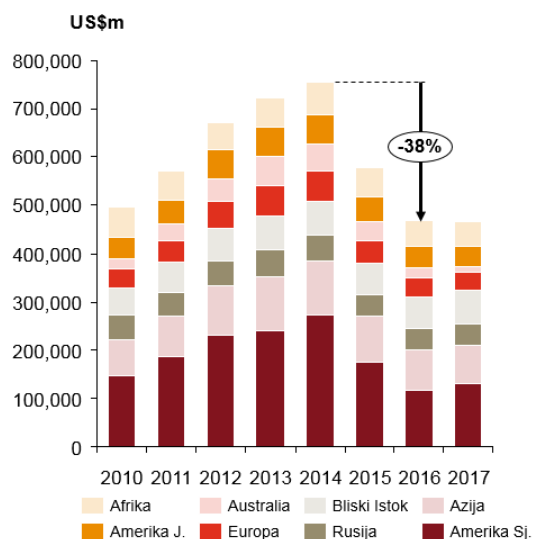
4.2.4 Trendovi ulaganja i poslovni modeli naftnih kompanija

Prethodno navedena volatilnost cijene sirove nafte sugerira da je padom cijene 2014. godine, najvjerojatnije započeo još jedan ciklus niskih cijena sirove nafte. Niz čimbenika poput jačanja dolara, prekomjerne ponude sirove nafte, smanjenja potražnje u razvijenim zemljama, usporavanje potražnje u Kini i otvaranje tržišta Iranu, su rezultirali padom cijena sirove nafte, a time i smanjenjem prihoda upstream segmenata naftnih kompanija. Na smanjenje prihoda kompanije su reagirale značajnim smanjenjem bušenja i ulaganja u istraživanje i proizvodnju.

Niska cijena sirove nafte odrazila se smanjenjem kapitalnih izdataka (CAPEX) naftnih kompanija na globalnoj razini od 38% u 2016. godini u odnosu na 2014. godinu (Slika 4.2.11).

Razina smanjenja ulaganja u istraživanje i proizvodnju sirove nafte varira između regija (Slika 4.2.12) zbog različitih troškova razvoja polja i zbog različitih odluka o količini proizvodnje u zemljama izvoznicama nafte. Smanjenja ulaganja u Australiji, Sjevernoj Americi i Europi su najveća što se može pripisati visokim troškovima proizvodnje što čini veliki broj projekata nerentabilnima prema trenutnim cijenama sirove nafte. S druge strane, intenzitet ulaganja na Bliskom Istoku je doživio relativno najmanji pad zbog niskih troškova proizvodnje, ali i odluka zemalja proizvođača da nastave s komparativno visokim razinama proizvodnje.

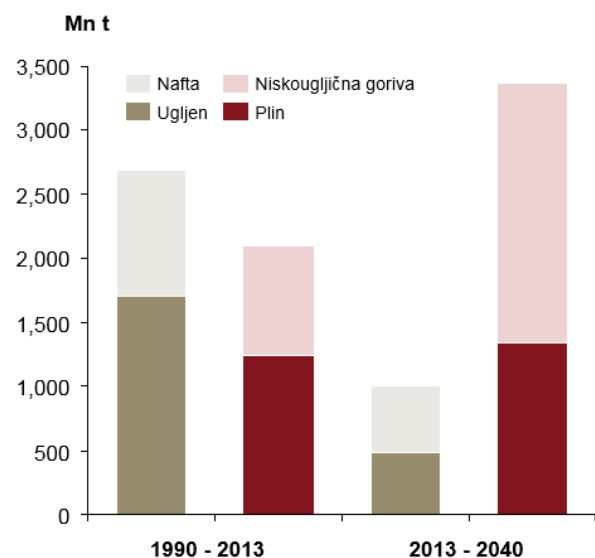
Slika 4.2.11 Globalni Upstream CAPEX po regijama u US\$, 2010.-2017. godina



Izvor: Rystad Energy

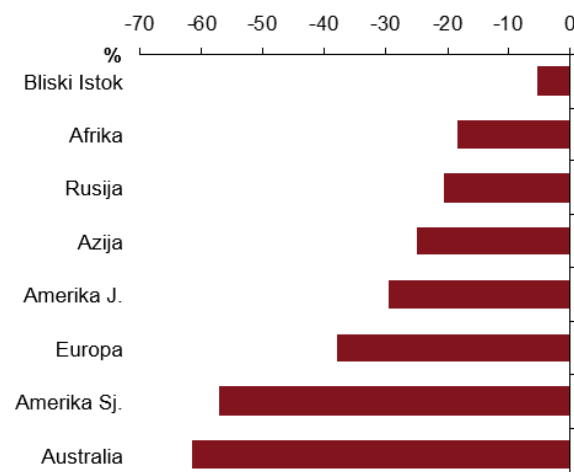
Omjer potrošnje fosilnih i nisko ugljičnih goriva, najvjerojatnije će se uvelike promijeniti u budućnosti s obzirom na današnjicu kako bi se smanjile klimatske promjene (Slika 4.2.13). Fosilna goriva, posebice ugalj i nafta, su do sada bili najzastupljeniji primarni energenti. Prema novim regulativama i ciljevima postavljanim u cilju smanjenja globalnog zatopljenja i smanjenja utjecaja na okoliš, prirodni gas i nisko ugljična goriva će preuzeti ulogu nafte i uglja u narednim desetljećima. Tome svjedoči i trend povećana ulaganja u čistu energiju (Slika 4.2.14), koji se očekuje i u budućnosti.

Slika 4.2.13 Globalni rast potražnje za energentima u mil. t, 1990.-2040. godina

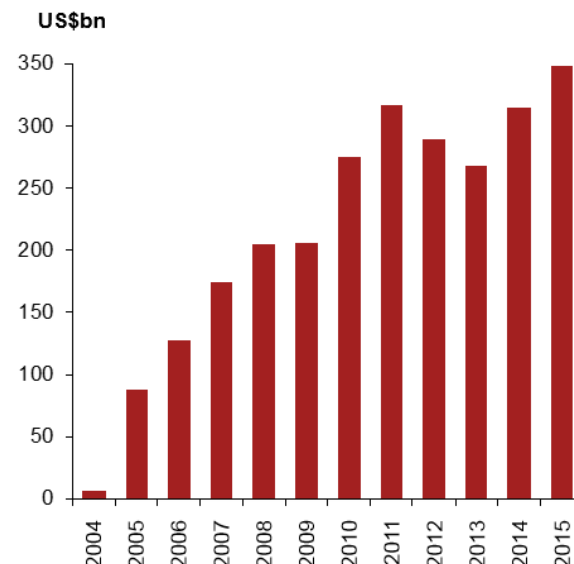


Izvor: IEA

Slika 4.2.12 Razlika u CAPEXu, 2014. i 2016. godina



Slika 4.2.14 Globalna ulaganja u čistu energiju u US\$, 2004. – 2015. godina







Neke od najvećih svjetskih naftnih kompanija su već počele ulagati u čistu energiju. Na taj način su signalizirale prihvaćanje jasnog trenda dekarbonizacije, te se istovremeno počele pozicionirati za nove tržišne segmente koji će rasti u budućnosti. U tablicama niže su ilustrirani različiti modeli koje naftne kompanije primjenjuju kako bi se prilagodile novom okruženju (Tablica 4.2.1, Tablica 4.2.2).

Tablica 4.2.1 Poslovni modeli naftnih kompanija

Model	Opis	Primjer
Fokus na temeljnu djelatnost u dugom roku	<ul style="list-style-type: none"> „Oil & Gas” kompanije fokusiraju se na aktivnosti u kojima ostvaruju izvrsnost Dugoročna strategija predstavlja fokusiranje na temeljnu djelatnost i napuštanje netemeljnih aktivnosti 	<ul style="list-style-type: none"> Occidental (EOR) Apache (troškovna efikasnost u kasnom životnom ciklusu imovine)
Postepena transformacija na „čistu” proizvodnju	<ul style="list-style-type: none"> „Oil & Gas” kompanije, zadržavaju fosilni portfelj, no povećavaju intenzitet tranzicije na „čiste” izvore energije 	<ul style="list-style-type: none"> Statoil (<i>offshore</i> wind) Total (20% cilj, fokus na solare & tehnologiju baterija)
„Berba” u srednjem roku	<ul style="list-style-type: none"> „Oil & Gas” kompanije nastavljaju sa fosilnom proizvodnjom Poslovni model nalaže generiranje povrata prema dioničarima - koji naknadno odlučuju o investicijama u alternativan proizvodni portfelj Zadržavanje poslovnog modela do kraja komercijalne isplativosti 	<ul style="list-style-type: none"> Odabrani igrači

Tablica 4.2.2 Primjeri promjene modela

Trend	Evolucija	Shell	Eni	Total
			Upstream	✓
	Selektivna racionalizacija downstreama	✓	✓	✓
	Gas midstream	Očekivan rast u budućnosti, danas otežano		
	OIE	✓	✓	✓

■ Potpuno primijenjeno ■ Djelomično primijenjeno

Izvor: analiza Projektnog tima

4.2.5 Ključne implikacije globalnih trendova nafte i gasa na okvirnu energetska strategiju

- ✓ industrija istraživanja i prerade nafte se nalazi pred izazovnim razdobljem, primarno uzrokovani niskim cijenama nafte s jedne strane te zahtjevima za povećanje kapitalnih ulaganja s druge strane
- ✓ zbog ulagačke nesigurnosti u segment proizvodnje nafte, na koju se lokalno ne može utjecati, potrebno je implementirati strateški okvir za Federaciju BiH na način da maksimalno privlači investicije te stimulira aktivnosti istraživanja i proizvodnje ugljikovodika
- ✓ trendovi pada potrošnje i stroži regulatorni uvjeti i u budućnosti će otežavati rad rafinerija, posebice onih sa niskim stepenom modernizacije

5 ENERGETSKI SEKTOR FEDERACIJE BIH

5.1 Presjek regulatorno-institucionalnog okvira

5.1.1 Ugovor o osnivanju Energetske zajednice

S aspekta međunarodnih obaveza koje utiču na energetske sektor, najvažniji je Ugovor o uspostavi Energetske zajednice („Službeni glasnik BiH – Međunarodni ugovori”, broj 9/06).

Ugovor o uspostavi Energetske zajednice je potpisan 25. oktobra 2005. godine, a stupio je na snagu 1. jula 2006. godine. Jednoglasnom Odlukom Ministarskog vijeća Energetske zajednice od 24. oktobra 2013. godine, Ugovor koji je prvobitno zaključen na period od deset godina, produžen je za dodatnih deset godina. Ugovor su zaključile Evropska unija, s jedne strane, i Albanija, Bosna i Hercegovina, Crna Gora, Kosovo, Makedonija, Moldavija, Srbija, Ukrajina i Gruzija, s druge strane.

U skladu s izraženim interesom, u radu tijela Energetske zajednice učestvuju: Austrija, Bugarska, Češka, Francuska, Finska, Grčka, Hrvatska, Italija, Kipar, Latvija, Mađarska, Holandija, Njemačka, Poljska, Rumunija, Slovačka, Slovenija, Švedska i Ujedinjeno Kraljevstvo. Ovih 19 tzv. zemalja učesnica iz Evropske unije direktno učestvuju u radu tijela Energetske zajednice, a njihove pozicije prilikom glasanja izražava Evropska komisija. Status posmatrača u tijelima Energetske zajednice imaju Armenija, Norveška i Turska. Zadatak Energetske zajednice je organizovanje odnosa između ugovornih strana i utvrđivanje pravila i ekonomskog okvira mrežne energije, da bi:

- a) stvorili stabilan regulatorni i tržišni okvir sposoban da privuče investiranje u gasnu mrežu, proizvodnju električne energije, prijenosnu i distributivnu mrežu, kako bi sve ugovorne strane imale pristup stabilnom i neprekidnom snabdijevanju energijom koja je suštinska za ekonomski razvoj i socijalnu stabilnost,
- b) stvorili jedinstveni regulatorni prostor za trgovinu mrežne energije kakav je potreban da bi odgovarao geografskom prostoru danih tržišta ovih proizvoda,
- c) pojačali sigurnost snabdijevanja jedinstvenog regulatornog prostora osiguravanjem stabilnog ambijenta za investicije u kojem se mogu razvijati veze s kaspiskim, sjevernoafričkim i bliskoistočnim rezervama gasa te eksploatirati domaći izvori energije, poput prirodnog gasa, nafte i hidroenergije,
- d) poboljšali situaciju u pogledu okoliša u vezi s mrežnom energijom i uz to vezanu energetske efikasnost, te povećali korištenje obnovljive energije, i utvrdili uslove za trgovinu energijom u okviru jednog jedinstvenog regulatornog prostora,
- e) razvili tržišnu konkurenciju mrežne energije na širem geografskom nivou te koristili ekonomiju obima.

Kako bi se ispunili ovi zadaci, ugovorne strane su obavezne postepeno preuzimati dijelove pravne stečevine, *acquis-a*, na način da u svoje zakonodavstvo transponiraju zahtjeve i pravila odgovarajućih direktiva i uredbi Evropske unije u područjima električne energije, gasa, zaštite okoliša, konkurencije, obnovljivih izvora energije, energetske efikasnosti, nafte, vođenja statistike i infrastrukture.

Pravni okvir Energetske zajednice u svom središtu ima direktive i uredbe iz tzv. Trećeg energetske paketa koje predviđaju zajedničke propise za interna tržišta električne energije i prirodnog gasa i reguliraju prekograničnu trgovinu.

Njihova svrha je interes i zaštita potrošača, smanjivanje energetske ovisnosti i ublažavanje uticaja na okoliš. S aspekta tržišta i konkurencije ključne promjene se odnose na osiguranje prava kupcima da biraju snabdjevača i odvajanje mrežnih aktivnosti koje su prirodni monopol pa se regulišu (prijenos, distribucija), od djelatnosti gdje je moguća konkurencija (proizvodnja, snabdijevanje). Usvajanje energetske *acquis-a* se zahtijeva i Sporazumom o stabilizaciji i pridruživanju.

Tablica 5.1.1 Obavezujuće direktive i uredbе za BiH

Električna energija		
Pravni akt	Datum donošenja	Rok implementacije
Uredba Komisije (EU) br. 543/2013 o dostavi i objavi podataka na tržištima električne energije i o izmjeni Priloga I Uredbe (EZ) br. 714/2009 Evropskog parlamenta i Vijeća	juni 2013.	24. decembar 2015.
Uredba Komisije (EU) br. 838/2010/EU od 23. septembra 2010. o utvrđivanju smjernica koje se odnose na mehanizam naknade između operatora prijenosnih sistema i zajednički regulatorni pristup naplati prijenosa	septembar 2010.	1. januar 2014.
Direktiva 2009/72/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća od 13. jula 2009. o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije i stavljanju van snage Direktive 2003/54/EZ	juli 2009.	1. januar 2015., osim za član 9(1) gdje je rok: 1. juni 2016., član 9(4): 1. juni 2017. i član 11: 1. januar 2017.
Direktiva 2005/89/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća o mjerama zaštite sigurnosti snabdijevanja električnom energijom i ulaganja u infrastrukturu	januar 2006.	31. decembar 2009.
Uredba (EZ) br. 714/2009 Evropskog parlamenta i Vijeća o uvjetima za pristup mreži za prekograničnu razmjenu električne energije i stavljanju van snage Uredbe (EZ) br. 1228/2003	juli 2009.	1. januar 2015.
Gas		
Pravni akt	Datum donošenja	Rok implementacije
Direktiva 2009/73/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište prirodnog gasa i stavljanju van snage Direktive 2003/55/EZ	juli 2009.	1. januar 2015., osim član 9(1): 1. juni 2016., član 9(4): 1. juni 2017. i član 11: 1. januar 2017.
Direktiva Vijeća 2004/67/EZ o mjerama zaštite sigurnosti snabdijevanja prirodnim gasom	april 2004.	31. decembar 2009.
Uredba (EZ) br. 715/2009 Evropskog parlamenta i Vijeća o uvjetima za pristup mrežama za transport prirodnog gasa i stavljanju van snage Uredbe (EZ) br. 1775/2005	juli 2009.	1. januar 2015., osim član 9(1): 1. juni 2016., član 9(4): 1. juni 2017. i član 11: 1. januar 2017.
Obnovljivi izvori		
Pravni akt	Datum donošenja	Rok implementacije
Direktiva 2009/28/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća o promociji korištenja energije iz obnovljivih izvora te o izmjeni i kasnijem stavljanju van snage direktiva 2001/77/EZ i 2003/30/EZ	april 2009.	1. januar 2014.
Energetska efikasnost		
Pravni akt	Datum donošenja	Rok implementacije
Direktiva 2012/27/EU Evropskog parlamenta i Vijeća o energetske efikasnosti, izmjeni direktiva 2009/125/EZ i 2010/30/EU i stavljanju van snage direktiva 2004/8/EZ i 2006/32/EZ	oktobar 2012.	15. oktobar 2017.
Direktiva 2010/31/EU Evropskog parlamenta i Vijeća o energetske efikasnosti zgrada	maj 2010.	30. septembar 2012.

Direktiva 2010/30/EU Evropskog parlamenta i Vijeća o označavanju potrošnje energije i ostalih resursa proizvoda vezanih s energijom uz pomoć oznaka i standardiziranih informacija o proizvodu	maj 2010.	31. decembar 2011.
Direktiva 2006/32/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća o energetske efikasnosti u krajnjoj potrošnji i energetske uslugama te o stavljanju van snage Direktive Vijeća 93/76/EEZ	april 2006.	31. decembar 2011.
Nafta		
Pravni akt	Datum donošenja	Rok implementacije
Direktiva Vijeća 2009/119/EZ o obavezi država članica da održavaju minimalne zalihe sirove nafte i/ili naftnih derivata.	septembar 2009.	1. januar 2023.
Infrastruktura		
Pravni akt	Datum donošenja	Rok implementacije
Uredba (EU) br. 347/2013 Evropskog parlamenta i Vijeća o smjernicama za transevropsku energetske infrastrukturu te stavljanju van snage Odluke br. 1364/2006/EZ i izmjeni uredbi (EZ) br. 713/2009, (EZ) br. 714/2009 i (EZ) br. 715/2009 .	april 2013.	31. decembar 2016.
Statistika		
Pravni akt	Datum donošenja	Rok implementacije
Uredba Komisije (EU) br. 431/2014 o izmjeni Uredbe (EZ) br. 1099/2008 Evropskog parlamenta i Vijeća o energetske statistici s obzirom na provedbu godišnjih statistika o potrošnji energije u domaćinstvima),	april 2014.	31. decembar 2016.
Uredba Komisije (EU) br. 147/2013 o izmjeni Uredbe (EZ) br. 1099/2008 Evropskog parlamenta i Vijeća o energetske statistici s obzirom na provedbu ažuriranja mjesečne i godišnje energetske statistike,	februar 2013.	31. decembar 2013.
Direktiva 2008/92/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća o postupku Zajednice za poboljšanje transparentnosti cijena gasa i električne energije koje se zaračunavaju industrijskim krajnjim korisnicima),	oktobar 2008.	31. decembar 2013.
Uredba (EZ) br. 1099/2008 Evropskog parlamenta i Vijeća o energetske statistici .	oktobar 2008.	31. decembar 2013.
Zaštita okoliša		
Pravni akt	Datum donošenja	Rok implementacije
Direktiva (EU) 2016/802 Evropskog parlamenta i Vijeća o smanjenju sadržaja sumpora u određenim tekućim gorivima i Provedbena odluka Komisije (EU) 2015/253 od 16. februara 2015. o utvrđivanju pravila uzorkovanja i izvještavanja u skladu s Direktivom Vijeća 1999/32/EZ za sadržaj sumpora u brodskim gorivima	maj 2016.	30. juni 2018.
Direktiva 2011/92/EU Evropskog parlamenta i Vijeća o procjeni učinaka određenih javnih i privatnih projekata na okoliš, izmijenjena Direktivom 2014/52/EU	decembar 2011.	1. januar 2019.
Direktiva 2010/75/EU Evropskog parlamenta i Vijeća o industrijskim emisijama (integrirano sprečavanje i kontrola zagađenja) – samo Poglavlje III, Aneks V i član 72(3)-(4)	novembar 2010.	1. januar 2018.

Direktiva 2004/35/EU Evropskog parlamenta i Vijeća o odgovornosti za okoliš u pogledu sprečavanja i otklanjanja štete u okolišu, izmijenjena Direktivom 2006/21/EZ, Direktivom 2009/31/EZ i Direktivom 2013/30/EU	april 2004.	1. januar 2021.
Direktiva 2001/80/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća o ograničenju emisija određenih zagađivača vazduha iz velikih uređaja za loženje	oktobar 2001.	31. decembar 2017.
Direktiva 2001/42/EU Evropskog parlamenta i Vijeća o procjeni učinaka određenih planova i programa na okoliš	juni 2001.	31. mart 2018.
Član 4(2) Direktive Vijeća 79/409/EEZ o zaštiti ptica	april 1979.	1. juli 2006.

Izvor: analiza Projektnog tima

Obzirom na intenzitet i obim efekata koje reforma energetskeg sektora ima na cjelokupno društvo, neophodno je razumijevanje promjena od strane svih sudionika u sektoru ali i šire javnosti i potrošača. Nadalje, potrebno je i osposobljavanje nadležnih institucija za uspostavu i provedbu novog pravnog i regulatornog okvira.

Ovaj segment je naročito osjetljiv u BiH, kada se uzme u obzir složenost političkih, institucionalnih i socijalnih rizika. Transponiranje i implementacija *acquisa* u BiH i entitetima ne odvija se propisanom dinamikom. Mnogi rokovi su već istekli, pa je Sekretarijat Energetske zajednice pokrenuo postupke protiv BiH zbog povrede ugovornih obaveza. U momentu izrade ovog dokumenta, protiv BiH je otvoreno šest postupaka. Postupci su pokrenuti zbog: izostanka transponiranja zahtjeva iz Trećeg energetskeg paketa i obavještanja Energetske zajednice o poduzetim mjerama, neispunjavanje obaveza iz Direktive 2006/32/EZ o energetskeg efikasnosti u krajnjoj potrošnji i energetskeg uslugama, neusvajanja Nacionalnog akcionog plana za obnovljivu energiju, izostanka transponiranja i implementacije obaveza koje se odnose na smanjenje emisije sumpor dioksida (SO₂) pri sagorijevanju teških loživih ulja i tečnih naftnih goriva, neispunjavanje obaveza BiH da donese odgovarajuću legislativu u sektoru prirodnog gasa, te izostanka implementacije pravila za državnu pomoć.

Usklađivanje zakonodavstva BiH s pravnom stečevinom Evropske unije je kompleksan zadatak, obzirom da podrazumijeva obimne i suštinske promjene i sveobuhvatnu reformu energetskeg sektora. Osnovni strateški cilj BiH jeste ubrzano usklađivanje zakonodavstva sa *acquisom*, odnosno transponiranje i implementacija obaveza preuzetih Ugovorom o uspostavi Energetske zajednice.

5.1.2 Inicijativa West Balkan 6 (Zapadni Balkan 6)

Na Bečkom samitu 2015. godine, šest zemalja Zapadnog Balkana: Albanija, BiH, Kosovo, Makedonija, Crna Gora i Srbija obavezale su se da će implementirati "soft" mjere kao preduvjet za razvoj regionalnog elektroenergetskog tržišta, i to: razvoj spot tržišta, prekogranično balansiranje, regionalnu alokaciju kapaciteta i unakrsne mjere. Predstavnici operatora prijenosnog sistema, državnih regulatornih komisija i ministarstava nadležnih za energiju zemalja Zapadnog Balkana potpisale su Memorandum o razumijevanju u aprilu 2016. godine. U Memorandumu o razumijevanju, države su postavile opšta načela saradnje i konkretne korake koje će poduzeti za razvijanje regionalnog tržišta električne energije. U junu 2016. godine, Evropska komisija i Sekretarijat Energetske zajednice zaključile su Ugovor o odobravanju sredstava u svrhu pružanja tehničke pomoći za potporu razvoju regionalnog energetskog tržišta zemalja Zapadnog Balkana.

Tehnička pomoć je namijenjena za asistenciju državama da:

- usklade relevantne propise sa pravnom stečevinom Evropske unije, čime će se poduprijeti regionalno tržište energije,
- organizuju odgovarajuću korporativnu strukturu i tehničku infrastrukturu kako bi se osigurala implementacija različitih procesa,
- uspostave zakonski okvir i modele koji će omogućiti trgovanje energijom,
- zakluče odgovarajuće regionalne sporazume o međudržavnoj trgovini energijom.

Prema Izvještaju Energetske zajednice unutar Inicijative West Balkan 6 iz 2016. godine, o napretku zemalja u oblasti električne energije, u BiH najveći napredak je postignut u pogledu:

- prihvatanja tržišnog modela balansiranja koji dopušta ne diskriminirajuću prekograničnu razmjenu balansnih usluga i uspostave državnog balansnog tržišta, što je implementirano u potpunosti,
- deregulacija cijena energije za snabdjevače i postepeno ukidanje regulisanja cijena, te osiguravanje nezavisnosti regulatornih tijela, gdje je status implementacije mjera preko 50%.

Međutim, napredak nije postignut u slijedećim oblastima:

- razvoj spot tržišta (uklanjanje zakonskih i ugovornih prepreka za uspostavljanje organizovanog tržišta električne energije, uključivanje na berzu ili stvaranje vlastite berze, osiguranje likvidnosti na lokalnom tržištu, spajanje tržišta za dan unaprijed s barem jednom susjednom zemljom),
- vlasničko razdvajanje operatora prijenosnog sistema i certificiranje.

Prema Izvještaju Energetske zajednice unutar Inicijative West Balkan 6 iz 2016. godine, o napretku zemalja u pogledu održivog razvoja, u BiH dobro napreduje implementacija:

- uspostavljanja odgovarajućih mehanizama finansiranja mjera energetske efikasnosti,
- uvođenja programa edukacije, profesionalne obuke, certificiranja za razvijanje potrebnih vještina pojedinaca u području energetske efikasnosti i korištenja obnovljivih izvora energije.

Nedovoljan napredak je postignut u pogledu:

- detaljne procjene mogućnosti za razvoj novih sistema za centralno grijanje i hlađenje koji koriste obnovljive izvore energije,
- izrade programa i strategija za poticanje korištenja obnovljivih izvora energije, edukacija javnosti i omogućavanje građanima da učestvuju u OIE projektima.

Savjet ministara BiH je u martu 2017. godine usvojio Mapu puta koja predstavlja mjere i aktivnosti koje treba poduzeti u BiH kako bi se postigli ciljevi postavljeni unutar inicijative West Balkan 6. Mapa puta sadrži ciljeve i mjere definisane u navedenim dokumentima dok su aktivnosti koje se trebaju provesti u BiH pripremljene tako da odražavaju stvarnu situaciju u oblasti reforme elektroenergetskog sektora. Važno je naglasiti da će se rad na dostizanju ciljeva, mjera i aktivnosti vezanih za regionalna pitanja realizovati u koordinaciji sa Sekretarijatom Energetske zajednice, dok će implementacija „unakrsnih“ mjera, i pripadajuće aktivnosti biti realizovane od strane nadležnih domaćih aktera. Nosioci aktivnosti su MVTEO, DERK i NOS BiH. U Mapi puta su jasno naznačene aktivnosti čijom će se realizacijom primijeniti predviđene mjere i ostvariti zacrtani ciljevi, te institucije zadužene za implementaciju aktivnosti. Rok za provođenje aktivnosti iz Mape puta je juli 2018. godine.

5.1.3 Zakonodavni okvir energetskog sektora

U nastavku se nalazi pregled osnovnih zakona kojima se normira energetski sektor u BiH i FBiH. Na osnovu ovih zakona donijeti su pravilnici i tehnički propisi, kao i podzakonski akti kojima se detaljnije regulišu pojedina pitanja. Osim nabrojanih zakona, primjenjuju se i zakoni iz drugih sektora koji su usko vezani za propise energetskog sektora, poput propisa iz oblasti zaštite okoliša, prostornog uređenja i građenja i drugi.

BiH

1. Zakon o prijenosu, regulatoru i operatoru sistema električne energije u BiH („Službeni glasnik BiH“, broj 7/02, 13/03, 76/09 i 1/11)
2. Zakon o osnivanju Nezavisnog operatora sistema za prijenosni sistem u BiH („Službeni glasnik BiH“, broj 35/04)
3. Zakon o osnivanju kompanije za prijenos električne energije u BiH („Službeni glasnik BiH“, broj 35/04, 76/09, 20/14)
4. Zakon o koncesijama BiH („Službeni glasnik BiH“, broj 32/02 i 56/04)

FBiH

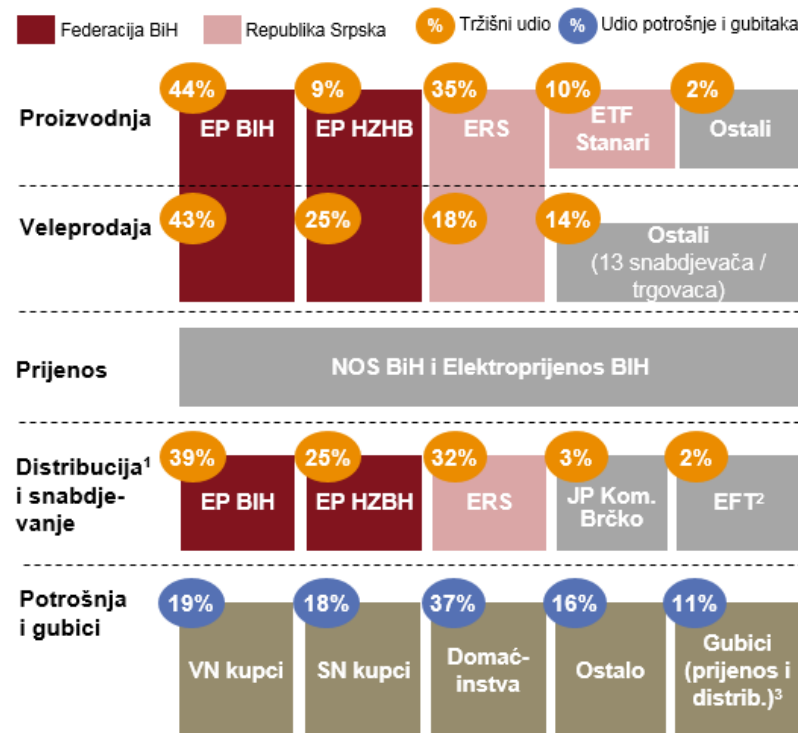
1. Zakon o električnoj energiji FBiH („Službene novine FBiH“, broj 66/13 i 94/15)
2. Uredba o organizaciji i regulaciji sektora gasne privrede („Službene novine FBiH“, broj 83/07)
3. Zakon o naftnim derivatima („Službene novine FBiH“, broj: 52/14)
4. Zakon o istraživanju i eksploataciji nafte i plina u FBiH („Službene novine FBiH“, broj 77/13 i 19/17)
5. Zakon o rudarstvu („Službene novine FBiH“, broj 26/10)
6. Zakon o geološkim istraživanjima („Službene novine FBiH“, broj 9/10)
7. Zakon o korištenju obnovljivih izvora energije i efikasne kogeneracije Federacije BiH („Službene novine FBiH“, broj 70/13 i 05/14)
8. Zakon o izdvajanju i usmjeravanju dijela prihoda preduzeća ostvarenog korištenjem hidroakumulacionih objekata („Službene novine FBiH“, broj 44/02 i 57/09)
9. Zakon o energetske efikasnosti u FBiH („Službene novine FBiH“, broj: 22/17)
10. Zakon o javnim preduzećima FBiH („Službene novine FBiH“, broj 8/05, 81/08, 22/09, 109/12)
11. Zakon o privrednim društvima („Službene novine FBiH“, broj 81/15)
12. Zakon o koncesijama FBiH („Službene novine FBiH“, broj 40/02 i 61/06)
13. Zakon o prostornom planiranju i korištenju zemljišta na nivou Federacije Bosne i Hercegovine („Službene novine FBiH“, broj 2/06, 72/07, 32/08, 4/10, 13/10 i 45/10)

5.2 Elektroenergetski sektor

5.2.1 Struktura tržišta električne energije

Tržište električne energije BIH karakterizira dominacija 3 vertikalno integrisana subjekta gdje je u Elektroprivredi BIH (EP BIH) proizvedeno ~7,2TWh, Elektroprivredi RS (ERS) ~5,8 TWh, te Elektroprivredi Hrvatske zajednice Herceg Bosne (EP HZHB) ~1,5TWh (Slika 5.2.1). Proizvodnja el. energije Federaciji BIH se dominantno obavlja putem dva javna preduzeća: EP BIH (Sarajevo) i EP HZHB (Mostar). U okviru EP BIH, proizvodnja el. energije se odvija u 2 termoelektrane – TE Tuzla (G3, G4, G5 i G6) i TE Kakanj (G5, G6 i G7), 3 hidroelektrane – HE Jablanica, HE Grabovica i HE Salakovac, te 7 malih hidroelektrana – Una, Krušnica, Modrač, Bihać, Snježnica, Osanica, Bogatići. U okviru EP HZHB, proizvodnja se odvija iz 7 hidroelektrana - Rama, Mostar, Čapljina, Peć Mlini, Jajce I, Jajce II, Mostarsko blato. Električna energija se u Federaciji BIH proizvodi i u privatnim postrojenjima, pa je tako u 2015. godini u FBiH djelovalo 109 proizvodnih objekata, koja su u vlasništvu 69 kvalifikovanih proizvođača i u 3 proizvodna objekta u vlasništvu tri nezavisna proizvođača (industrijske elektrane). Na veleprodajnom tržištu BIH u 2016. je trgovalo 16 licenciranih subjekata putem bilateralnih ugovora u obimu od ~7,8 TWh. U prekograničnoj trgovini BIH je izvezeno ~5,3 TWh u 2016. (više za 53% u odnosu na 2015.), gdje je sudjelovalo 16 subjekata, a po obimu top 3 su EFT-Rudnik i Termoelektrana Stanari (1.116 GWh), GEN-I (828GWh) i Alpiq Energija BH (740 GWh). Nadalje, u 2016. prekogranični uvoz el. energije u BIH je iznosio ~1,5 TWh (16% rast u odnosu na 2015.), a najveću realizaciju su imali Energy Financing Team (338 GWh), BH Petrol Oil Company (333 GWh) i Interenergo (214 GWh). Elektroprijenos BH s ~6.330 km prijenose mreže u četiri operativna područja (Banja Luka, Sarajevo, Tuzla i Mostar) je zadužen za prijenos, održavanje i izgradnju, dok NOS BIH upravlja radom VN mreže, balansira tržište el. energije, utvrđuje plan razvoja proizvodnje i revidira razvoj prijenosne mreže. U Federaciji BIH i dalje nije izvršeno izdvajanje Operatora distribucijskog sustava (ODS) iz postojećih elektroprivreda u zasebnu pravnu osobu, već se ova djelatnosti obavlja integrirano kroz EP BIH (DP Bihać, Mostar, Sarajevo, Tuzla i Zenica) i EP HZHB (DP Jug. Centar i Sjever). U segmentu snabdijevanja električnom energijom, tržište je otvoreno. Međutim, zbog niskih cijena, naročito za kategoriju domaćinstva, elektroprivrede i dalje ne gube značajno svoj tržišni dio. Kupci se i dalje dominantno snabdijevaju od elektroprivreda, koje osim tržišnog snabdijevanja imaju i obavezu javnog snabdjevača i pružatelja univerzalne usluge.. S obzirom na proces deregulacije, potrebno je daljnje provoditi proces razdvajanja distribucije i snabdijevanja. Broj kupaca el. energije u BIH iznosi ~1.5 miliona, od čega je 943,65 hiljada u sklopu obje elektroprivrede u FBiH u 2016. godini. U maloprodaji su za 2016. na razini BIH registrirane prve promjene snabdjevača kod kupaca na distribuciji (56 kupaca) – nabavljeno je 321 GWh (~3%) od snabdjevača koji nemaju obvezu javnog snabdijevanja.

Slika 5.2.1 Struktura tržišta el. energije u BIH, uz osvrt na Federaciju BIH, 2016. godina



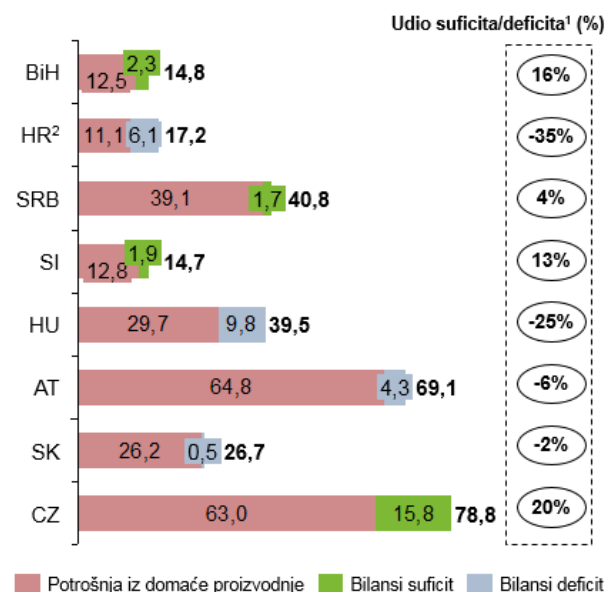
Napomena: 1) Odnosi se na energiju preuzetu sa prijenosne mreže u 2016., 2) Ne spada u grupu javnih snabdjevača, 3) Udio gubitaka na distributivnoj mreži iznosi 75% (~ 1 TWh) u odnosu na ukupne gubitke

Izvor: DERK Izvještaj o radu 2016., NOS BIH, Elektroprijenos BIH, analiza Projektnog tima

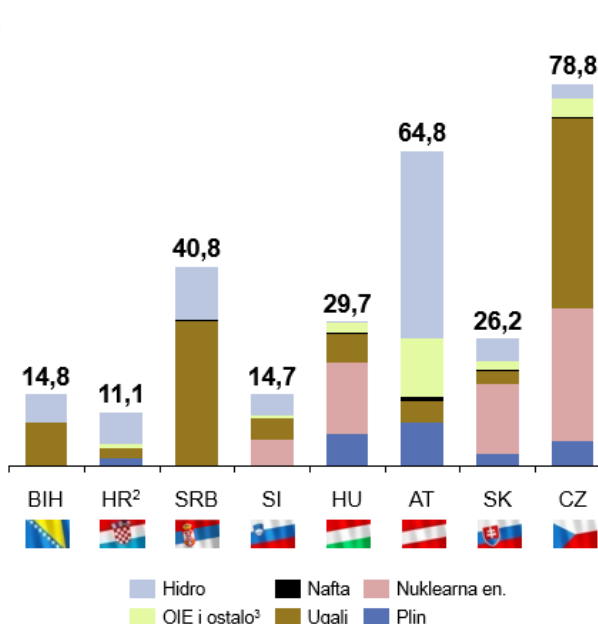
5.2.2 Instalirana snaga i proizvodnja električne energije

Promatrajući ostvarenu prosječnu proizvodnju el. energije i prosječne bilansne veličine zemalja u regiji za period 2010.-2015. (Slika 5.2.2 i Slika 5.2.3), vidljivo je da zemlje koje ostvaruju bilansni suficit, između ostaloga i BiH, uglavnom sadrže visoki udio uglja u domaćem proizvodnom miks. Također, bilansni deficit zemalja se u prosjeku kretao od -35% za Hrvatsku, -25% za Mađarsku, -6% za Austriju i do -2% domaće potrošnje za Slovačku. Iz navedenog su uočljiva različita strateška pozicioniranja zemalja u energetskej trilemi. Na primjer, trenutno pozicioniranje Srbije i Češke je 100%-no zadovoljenje sopstvenih potreba i ostvarenje suficita kroz proizvodni miks, koji se više bazira na fosilnim gorivima, dok se Austrija oslanja na čišći proizvodni miks koji se većinski sastoji od proizvodnje iz hidroelektrana i obnovljivih izvora energije, uz blagi udio uvoza el. energije. Za BiH je karakteristično da, osim termoelektrana, ima i solidan portfelj hidroelektrana, kao na primjer Hrvatska i Austrija.

Slika 5.2.2 Ostvarene bilansne veličine el. energije u zemljama regije u TWh, prosječno za period 2010. – 2015. godine



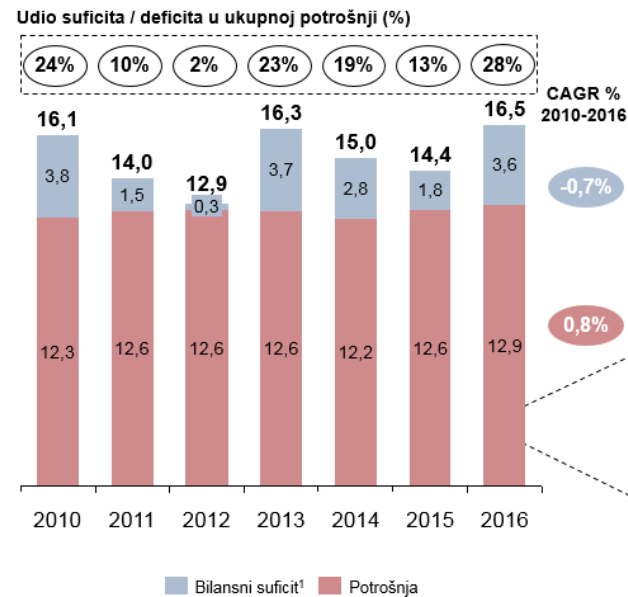
Slika 5.2.3 Proizvodni miks domaće proizvodnje el. energije u zemljama regije u TWh, prosječno za period 2010. – 2015. godine



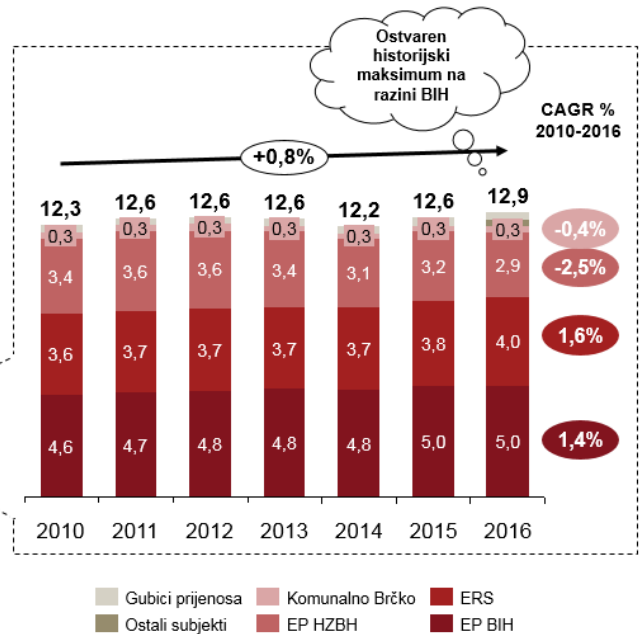
Napomena: 1) Bilansni suficit / deficit je razlika proizvodnje i potrošnje u zemlji 2) Za Hrvatsku je 50% proizvodnje nuklearne elektrane Krško definirano kao uvoz, 3) U kategoriju „OIE i ostalo“ se ubrajaju svih obnovljivi izvori koji nisu HE
 Izvor: DERK Izvještaj o poslovanju 2010 – 2015., ENTSO-E Statistical Report 2015

Ostvareni bilansni suficit u BiH ima volatilan karakter zbog utjecaja hidrologije, a koji nije pod utjecajem veće domaće potrošnje (Slika 5.2.4 i Slika 5.2.5). Suficit el. energije se na razini BiH kretao od 2% u 2012. godini do 28% u 2016. godini. Potrošnja el. energije u BiH je prosječno godišnje rasla 0,8% za period 2010. – 2016., dok se na razini pojedine elektroprivrede potrošnja kretala pozitivnim stopama u prosjeku od 1,6% za ERS i 1,4% za EP BiH godišnje. EP HZHB je ostvarivala negativne godišnje stope od -2,5%, dok je JP Komunalno Brčko imalo blagi pad potrošnje od prosječno -0,4% godišnje. Na razini BiH je u 2016. ostvaren historijski maksimum domaće potrošnje koji je iznosio 12,9 TWh. Najveći broj potrošača el. energije za 2016. godinu je u sklopu EP BiH s ~5T Wh, zatim ERS ~4 TWh, EP HZHB 2,9 TWh te naposljetku JP Komunalnog Brčko od 0,3 TWh. Također, u 2016. su zabilježeni i ostali potrošači koji se nisu snabdijevali od pružatelja univerzalne usluge, već putem ostalih snabdjevača u iznosu od ~322 GWh, odnosno 2,8% od ukupno preuzete energije krajnjih kupaca u BiH.

Slika 5.2.4 Ostvarene bilansne veličine za el. energiju u BiH u TWh, 2010. – 2016. godina



Slika 5.2.5 Potrošnja el. energije u BiH, po područjima, u TWh, 2010. – 2016. godina

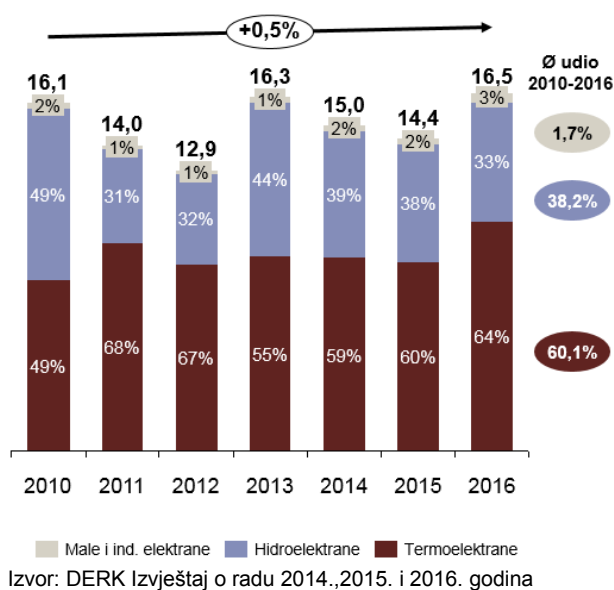


Napomena. Bilansni suficit je razlika proizvodnje i potrošnje u zemlji
Izvor: DERK Izvještaj o poslovanju 2010 – 2016

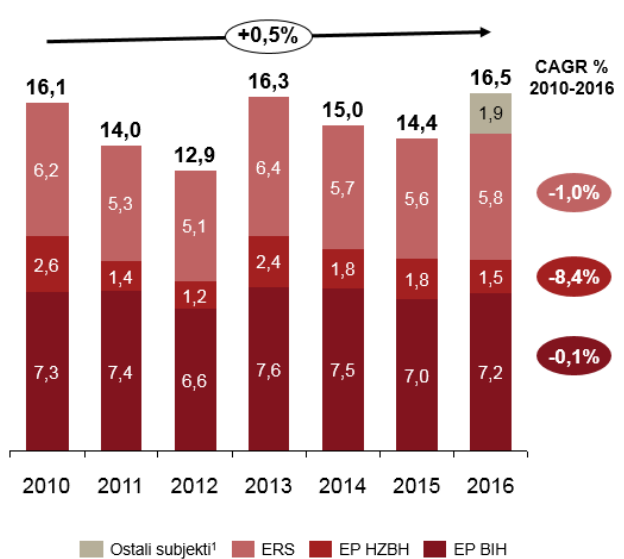
Izvor: DERK Izvještaj o poslovanju 2010 – 2016

U razdoblju od 2010. – 2016. godine, u BiH su termoelektre na uglj u prosjeku imale učešće od ~60% u ukupnoj proizvodnji el. energije. Hidroelektre su, ovisno o hidrologiji, imale učešće ~32% - 49%, dok je u prosjeku njihov udio iznosio ~38% (Slika 5.2.6). Najveću proizvodnju je ostvarila EP BIH u iznosu od 6,6 TWh – 7,6 TWh, zatim Elektroprivreda RS 5,1 TWh – 6,4 TWh, a najmanji udio EP HZHB 1,2 TWh – 2,6 TWh proizvodnje el. energije u analiziranom razdoblju. U 2016. su na tržištu djelovali ostali subjekti izvan domene elektroprivreda – TE Stanari u sklopu Republike Srpske (1.565 GWh), hidroelektre (35 GWh), te male hidroelektre i industrijske elektrane (307 GWh) na području BiH (Slika 5.2.7).

Slika 5.2.6 Proizvodnja električne energije u BiH, po izvoru u TWh, 2010.-2016. godina



Slika 5.2.7 Proizvodnja električne energije u BiH, po subjektima u TWh, 2010-2016. godina

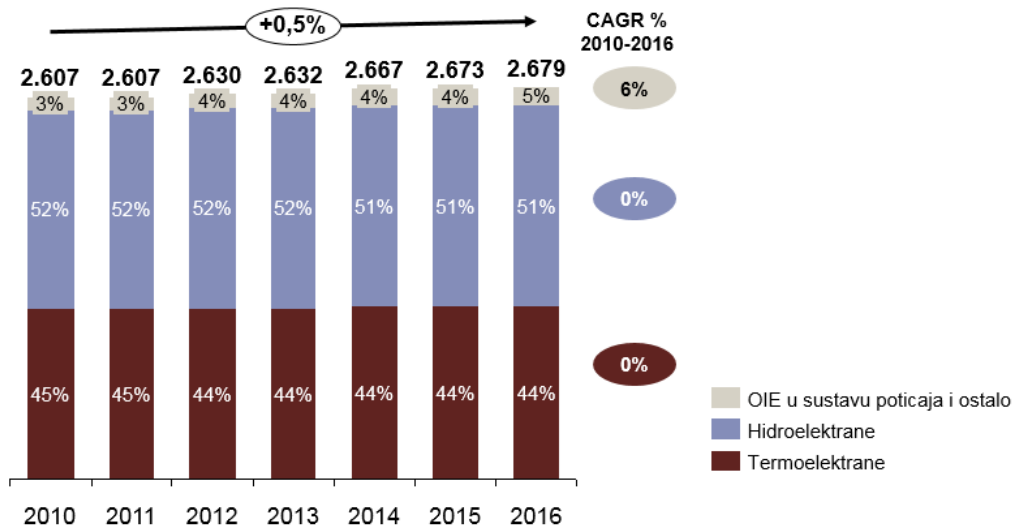


Izvor: DERK Izvještaj o radu 2014., 2015. i 2016. godina

Napomena: 1) Pod kategoriju ostali subjekti u 2016. spadaju TE Stanari (1.565 GWh), hidroelektre (35 GWh) te male i ind. elektrane izvan domene elektroprivreda (307 GWh)
Izvor: DERK Izvještaj o radu 2014., 2015. i 2016. godina

Struktura instaliranih kapaciteta proizvodnje el. energije nije doživjela značajne promjene u Federaciji BiH, dok je glavni razlog porasta suficita el. energije u 2016. godini na razini BiH ulazak TE Stanari na području Republike Srpske. Potrebno je naglasiti kako su zabilježene pozitivne stope rasta instaliranih kapaciteta obnovljivih izvora energije i ostali hpostrojenja u ustavu posticaja u oba entiteta, no OIE i ostali instalirani kapaciteti i dalje imaju nizak relativni udio. Konkretno za FBIH, udio instaliranih kapaciteta iznosi ~5% (Slika 5.2.8).

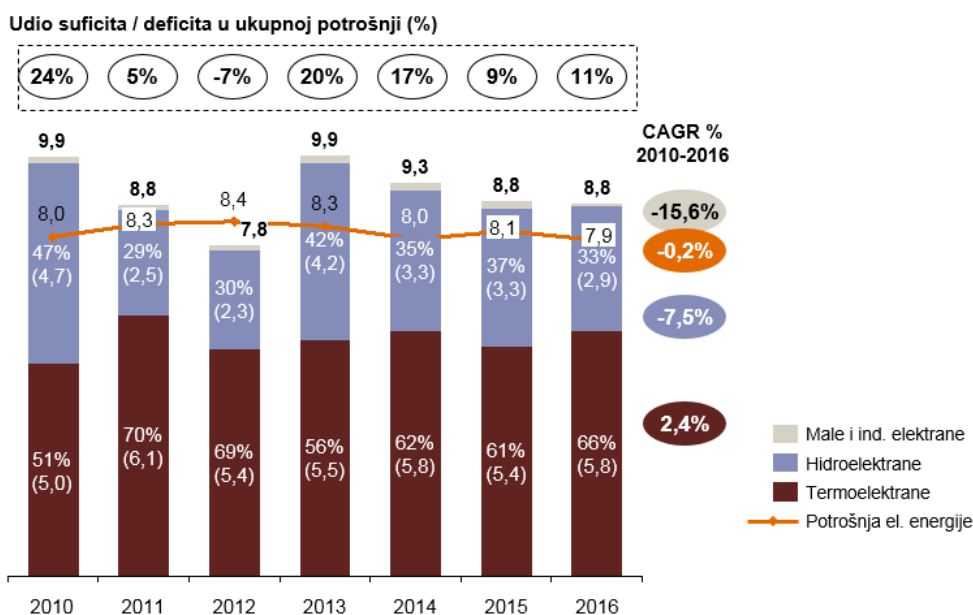
Slika 5.2.8 Instalirani kapaciteti u FBIH, po izvoru u MW, 2010. – 2016. godina



Izvor: FERK Izvještaj o radu 2010.-2015., DERK Izvještaj o radu 2016, Operator za OIEiEK registar projekata

Iako međusobno oba entiteta imaju vrlo slične strukture portfelja, gdje većina proizvodnje dolazi iz termo sektora, Federacija BiH ima manji suficit od Republike Srpske (Slika 5.2.9). Bitno je napomenuti kako FBIH pri prosječnim hidrološkim uslovima skoro da nema bilansnog suficita. Proizvodnja TE na uglj u 2016. za Federaciju BiH je iznosila 5,8 TWh (66% ukupne proizvodnje), dok je proizvodnja el. energije iz hidro sektora iznosila 2,9 TWh tj. 33% ukupne proizvodnje.

Slika 5.2.9 Proizvodnja i potrošnja el. energije u FBIH u TWh, 2010. – 2016. godina



Napomena: Brčko Distrikt nije eksplicitno prikazan kao potrošač el. energije, dok u FBIH ulaze EP BiH i EP HZHNB. Hidroelektrane, te male i industrijske elektrane klasificirane pod kategoriju „ostali subjekti” u DERK Izvještaj o radu 2016, kao ni gubici prijenosa nisu eksplicitno prikazani u podjeli na entitete. Zbog novog načina prikaza podjele u DERK Izvještaju o radu za 2016. godinu, potrošnja u FBIH je realno veća s obzirom da u obzir nisu uzeti ostali manji proizvođači i gubici u prijenosu.

Izvor: DERK Izvještaj o radu 2014., 2015. i 2016. godina

Pregledom proizvodnog portfelja većih objekata (Tablica 5.2.1), Federacija BiH ima trenutno solidan udio hidroelektrana u proizvodnom miks. Međutim, kao strategijski izazov za iduće razdoblje potrebno je definisati razvoj termo portfelja s obzirom na očekivani rast potrošnje i snižavanje sati rada pojedinih blokova. Ključni izazovi koji utječu na razvojna opredjeljenja termo sektora su stari termo blokovi na kraju životnog vijeka uz nisku efikasnost koji ne zadovoljavaju okolinske standarde, te neadekvatna efikasnost poslovanja pridruženih rudnika uglja. U pogledu izgradnje hidroelektrana i OIE, potrebno je doći do objektivnih pokazatelja u pogledu kapaciteta i izvodljivosti pojedinih projekata. Dodatno, stvaranje strateškog okvira za veće iskorištavanje HE i ostalih OIE potencijala podrazumijeva i otklanjanje niza administrativnih i finansijskih barijera za ovakve projekte.

Tablica 5.2.1 Pregled postojećih proizvodnih objekata po subjektima bez malih i ind. elektrana u FBiH, 2016. godina

Poduzeće	Objekt	Vrsta	Inst. snaga (MW)	Proizvodnja 2016. (GWh)	Očekivani prestanak rada TE
EP BIH	TE Tuzla	Lignit / mrki	715	3.687	2021(G3), 2022-23(G4), 2022-30(G5), >2035(G6)
	TE Kakanj	Lignit / mrki	450	2.094	
	HE Jablanica	Akumulacija	180	748	-
	HE Salakovac	Akumulacija	210	379	-
	HE Grabovica	Akumulacija	114	268	-
EP HZHB	HE Rama	Akumulacija	180	687	-
	PHE Čapljina	Crpno-akumul.	440	145	-
	HE Mostar	Akumulacija	72	232	-
	HE Jajce 1	Protočna	60	195	-
	HE Jajce 2	Protočna	30	153	-
	HE Mostar. Blato	Protočna	60	83	-
	HE Peć Mlini	Protočna	30	45	-
			1.173	5.781	
			1.376	2.935	

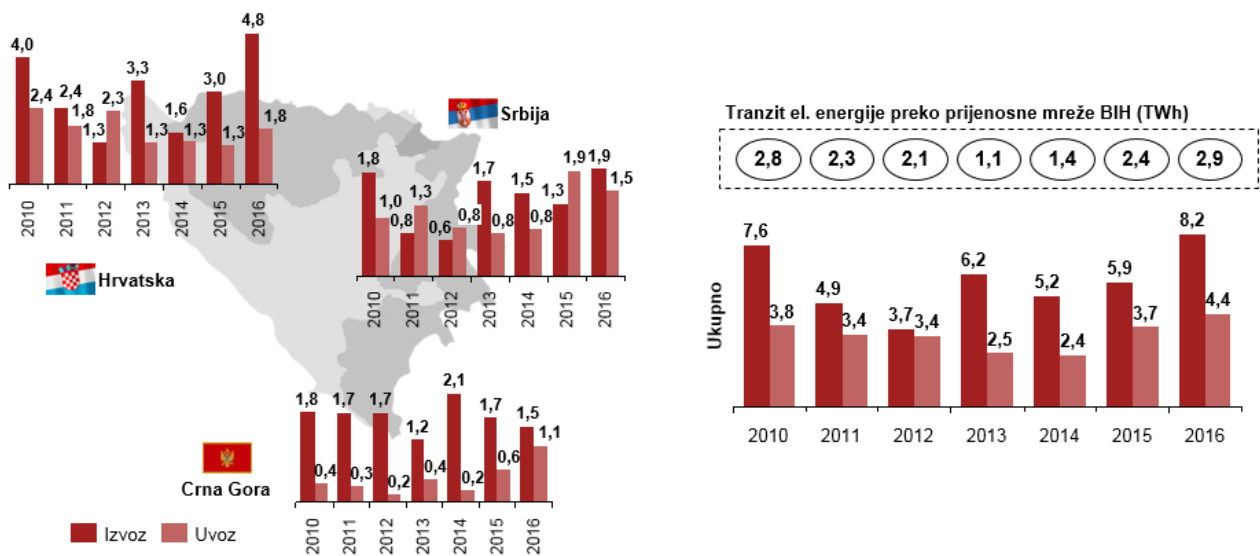
Izvor: DERK, NOS BIH Indikativni plan proizvodnje 2017.-2026, EP HZHB, EP BIH

5.2.3 Veleprodajno tržište

5.2.3.1 Trenutno stanje

U segmentu prekogranične trgovine, u periodu od 2010. do 2016. godine, BIH je ostvarivala saldo u smjeru izvoza. Iznos izvoza je varirao razmjerno oscilaciji proizvodnje tijekom navedenog perioda. U 2016. godini je aukciju za dodjelu količina za prekogranične kapacitete s Hrvatskom i Crnom Gorom organizirao Ured za koordinirane aukcije u JIE (SEE CAO), a aukcije sa Srbijom su organizirane između dva operatora – NOS BIH i EMS. Najveći obujam prekogranične razmjene je uglavnom realiziran s Hrvatskom, otprilike 50% ukupne razmjene, gdje se postizala i najviša cijena. Primjerice, u 2016. godini iznos cijene je bio 7.881 KM/MW, što je tri puta više nego prethodne godine. Transit električne energije preko prijenosne mreže BIH se uglavnom kreće između 2 i 3 TWh godišnje, izuzev 2013. i 2014. godine kada se kretao u iznosima 1,1-1,4 TWh. (Slika 5.2.10)

Slika 5.2.10 Prekogranična trgovina električne energije, uključujući i registrirani tranzit u BIH u TWh, 2010. – 2016. godina

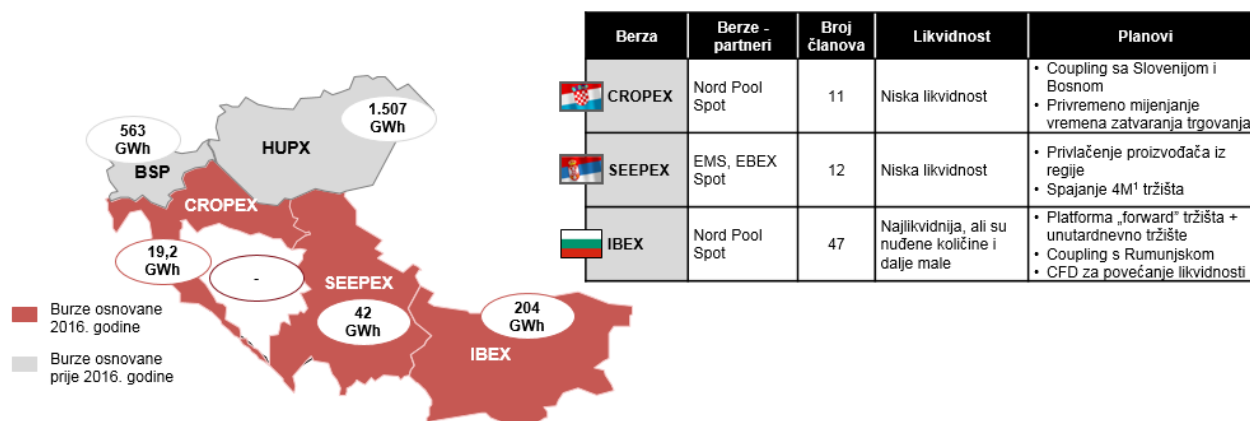


Izvor: DERK Izvještaj o radu 2010. – 2016. godina

S obzirom da Bosna i Hercegovina još nema razvijenu berzu električne energije i aukcijski način nabavke, veleprodaja se vrši isključivo kroz bilateralne ugovore. Od 2016. godine je uspostavljeno balansno tržište putem tendera, dok bi se u budućnosti trebalo preći na aukcijski način nabavke. S obzirom na razvoj berzi i važnost izvoza unutar regije, u BIH je nužna daljnja institucionalizacija veleprodaje. Susjedne zemlje poput Hrvatske, Srbije i Bugarske su, u 2016. godini, lansirale svoje platforme za dan unaprijed tržište. Cilj ovih berza (CROPEX, SEEPEX, IBEX) je unijeti transparentnost i likvidnost na balkansko tržište električne energije pružajući referentne cijene. Daljnji planovi berzi su usmjereni ka spajanju s ostalim tržištima kako bi se na taj način povećala likvidnost i kao posljedica smanjile oscilacije cijena.

Glavne prednosti berze električne energije su: sigurnost naplate i transparentnost, uspostava referentne cijene električne energije, povezivanje s drugim tržištima i povećanje važnosti uloge unutardnevnog tržišta u budućnosti. U regiji se u martu 2016. najvećim količinama trgovalo na HUPX (Mađarska) berzi kao referentnoj platformi za formiranje cijena električne energije za regiju, te slovenskoj BSP berzi. (Slika 5.2.11)

Slika 5.2.11 Količine na burzi za dan unaprijed u GWh, 1.ožujak-1.travanj 2016. godina

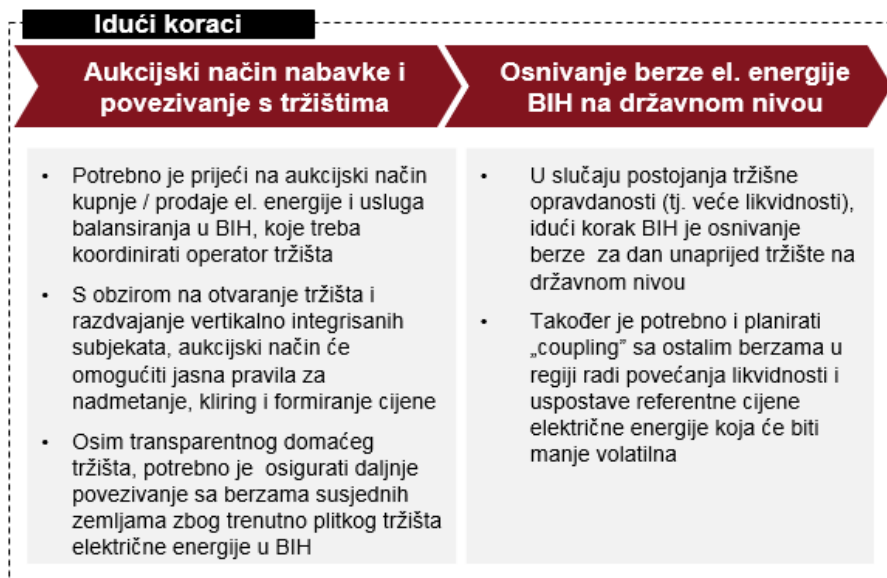


Izvor: ICIS, BSP South Pool, CROPEX, IBEX, SEEPEX

5.2.3.2 Smjernice za razvoj veleprodajnog tržišta

Kao što je već spomenuto u prethodnom poglavlju, veleprodajno tržište u BiH nije u potpunosti institucionalizirano, već je uređeno kroz bilateralne transakcije između 27 licenciranih snabdjevača/trgovaca (kompanija), od kojih je aktivno u 2016. godini bilo 16 subjekata. NOS BiH evidentira sve transakcije vezane za količine, ali ne i cijene. Od 2016. se primjenjuje balansno tržište, gdje se balansne usluge nabavljaju putem godišnjih, mjesečnih ili dnevnih tendera. Za unapređenje, potrebno je nastaviti stvarati uslove za daljnji razvoj transparentnosti transakcija i načina formiranja cijena. Kako bi dostigla iduću razinu zrelosti i razvijenosti veleprodajnog tržišta, BiH treba implementirati aukcijske modele i povezivanje s drugim tržištima, te kasnije i osnivanje berze električne energije na državnom nivou ukoliko postoji tržišna opravdanost. Na taj način će se ostvariti veća likvidnost, transparentnost pri izvršavanju transakcija kao i pri formiranju cijene električne energije, po uzoru na dobre prakse u Europi i u skladu sa smjernicama Energetske zajednice² (Slika 5.2.12)

Slika 5.2.12 Smjernice razvoja veleprodajnog tržišta



Izvor: DERK, WB – Electricity Auctions – An overview of Efficient Practices, analiza Projektnog tima

² Energy Community Secretariat, WB6 Electricity Monitoring Report, December 2016

5.2.4 Prijenos električne energije

„Elektroprenos - Elektroprijenos BIH“ a.d. Banja Luka je tvrtka, čijih je 58,9% u vlasništvu FBIH, a 41,1% u vlasništvu RS, zadužena za prijenos i sve ostale djelatnosti vezane za prijenos električne energije u BIH, poput održavanja i širenja prijenosnog sistema. Od 2005. godine, NOS BIH upravlja sistemom za prijenos električne energije i balansnim tržištem. Rad obje tvrtke je reguliran od strane DERK-a. S obzirom na trenutno stanje organizacijske uređenosti, BIH bi trebala preuzeti jedan od standardnih europskih modela uspostave operatora prijenosnog sustava. U Europi velika većina zemalja koristi model s vlasničkim razdvajanjem (OU) ili model nezavisnog operatora prijenosa (ITO). (Slika 5.2.13) Trenutno je u fazi usvajanja novi nacrt Zakona o regulatoru električne energije i prirodnog gasa, prijenosu i tržištu električne energije, kojim bi se trebao, između ostaloga, definirati model uspostave operatora prijenosnog sustava. Potrebno je prioritizirati daljnje aktivnosti oko usvajanja Zakona i njegovoj implementaciji u praksi.

Slika 5.2.13 Pregled modela razdvajanja TSO-a za električnu energiju

Vrsta modela	Prikaz	Kratak opis (odabir)	Pregled TSO modela u Europi (2016.)
Vlasničko razdvajanje <i>Ownership unbundling (OU)</i>		<ul style="list-style-type: none"> Izdvojeno vlasništvo i upravljačka prava nad transportom (moguće manjinsko vlasništvo, ali bez prava glasa) U većini zemalja koja imaju energetske subjekte u javnom vlasništvu, različita tijela (Ministarstva) zadužena za upravljanje TSO-om od ostalih područja Uspostavom OU modela, nadzorni mehanizmi regulatora su jednostavniji u odnosu za ITO /ISO modele 	
Nezavisni operator prijenosa <i>Independent Transmission Operator (ITO)</i>		<ul style="list-style-type: none"> ITO model je moguć ukoliko je za vrijeme stupanja 3. Energetskog paketa (2009), TSO bio dio vertikalnog subjekta Nezavisnost ITO modela u organizacijskom, poslovnom, IT i upravljačkom smislu od vertikalnog subjekta Potrebno Nadzorno tijelo za donošenje odluka ITO-a koji može imati utjecaj na vrijednost imovine vlasnika TSO-a Potrebna nominacija programa usklađenosti od regulatora 	
Nezavisni operator sustava <i>Independent System Operator (ISO)</i>		<ul style="list-style-type: none"> Operator tržišta ne može biti vlasnik prijenosne mreže, ali može biti vlasnik ostalih dijelova vertikalnog subjekta koji je vlasnik mreže Ne postoji stroga podjela kao u ITO modelu, međutim ISO ne smije ostati unutar strukture vertikalnog subjekta koji je u vlasništvu prijenosne mreže U većini zemalja, regulator nadzire odnos između ISO-a i vlasnika prijenosa 	

Izvor: CEER – Status Review on the Implementation of Transmission System Operators' Unbundling Provisions of the 3rd Energy Package 2016

Prema podacima Elektroprijenosa BIH, ukupna duljina dalekovoda iznosi 6.235 km. Prema Desetogodišnjem planu razvoja napravljenog od strane ENTSO-e i prema Dugoročnom planu razvoja prijenosne mreže Elektroprijenosa BIH, planira se ulagati u izgradnju prekograničnih interkonektivnih 400kV vodova prijenosne mreže. Planirana je izgradnja dva nova 400 kV dalekovoda za spajanje s hrvatskim i srpskim tržištem te nadogradnja jednog 400 kV dalekovoda. (Tablica 5.2.2 i Slika 5.2.14). Bitno je napomenuti da daljnje planove razvoja novih objekata u prijenosnom sustavu treba razvijati prema dinamici novih proizvodnih objekata, analizi tokova snage i kriterija sigurnosti, što je i bila dosadašnja praksa Elektroprijenosa BIH.

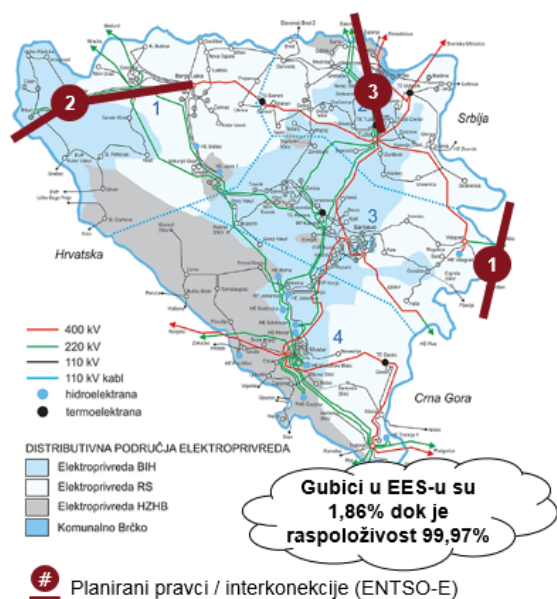
Tablica 5.2.2 Planirane 400 kV interkonekcije prijenosne mreže BIH (ENTSO-E)

	Projekt	Opis	Smjer		Trenutni status	Puštanje u rad	Komentar
1	Projekt 227 CSE8 – 627	Novi DV 2x 400 kV	RS (Bajina Bašta)	BA (Višegrad)	Tehničke studije i dozvole	2022 (2031 ¹)	Dio Transbalkanskog koridora (PECI projekt ²)
2	Projekt 136 CSE1 - 227	Novi DV 400 kV	BA (Banja Luka)	HR (Lika)	Planirano	2030 (2022 ¹)	Integracija tržišta i OIE između HR i BIH, te veća fleksibilnost mreže
3	Projekt 241	Nadogradnja DV 400 kV	HR (Đakovo)	BA (Tuzla / Gradačac)	Planirano	2030 (2024 ¹)	Integracija tržišta i OIE između HR i BIH te veća fleksibilnost mreže

Napomena: 1) Godina puštanja u pogon prema dugoročnom planu razvoja mreže Elektroprijenosa BIH, 2) Project of Energy Community interest – odnosi se na projekte koji se nalaze na listi za 2016. godinu, a koji su potpomognuti od strane Europske energetske zajednice

Izvor: ENTSO-E TYNDP 2016 Project Sheets, DERK Izvještaj o radu 2015, Elektroprijenos BIH – Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže 2015.-2024. Knjiga I

Slika 5.2.14 Prikaz trenutnog stanja i planiranih interkonektivnih 400 kV vodova prijenosne mreže BIH sa susjednim zemljama



Trenutno stanje - dalekovodi¹

Nazivni napon	Broj dalekovoda	Broj interkonekcija	Dužina (km)
400 kV	14	4	864,73
220 kV	40 + 1 ¹	9 + 1 ¹	1.465,7 + 12,7 ¹
110 kV (dalekovod + kabel)	226 + 4 ¹	13 + 3 ¹	3.842,97 + 60,56 ¹

Trenutno stanje - trafostanice

Vrsta TS	Broj TS
TS 400/x kV i RP	9
TS 220/x kV i RP	9
TS 110/x kV i RP	128 ²
TS 35/x kV	5

Trenutno stanje - transformatori

Prenosni omjer	Broj transformatora
400/220 kV	7
400/110 kV	7
220/110 kV	13 + 1 ³
110/x kV	219
SN/NN	30

Planirani pravci / interkonekcije (ENTSO-E)

Napomena: 1) Nisu u vlasništvu Elektroprijenosa BIH, ali su u funkciji prijenosa el. energije u BIH, 2) 8 TS je u dvovlasništvu, 3) Transformator 220/115 kV u vlasništvu JP EP BIH

Izvor: ENTSO-E TYNDP 2016 Project Sheets, DERK Izvještaj o radu 2015, Elektroprijenos BIH – Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže 2015.-2024. Knjiga I

Prema procjenama Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže 2015.– 2024., za izgradnju novih interkonekcija i objekata u FBiH će, do 2024., biti potrebno investirati 182 miliona KM (~ 93 miliona EUR). Osim izgradnje novih, planira se i rekonstrukcija i sanacija postojećih dalekovoda i transformatorskih stanica, te će za to biti potrebno uložiti ukupno 308 miliona KM. Dodatno, na području RS se za izgradnju i rekonstrukciju dalekovoda planira uložiti ukupno 342 miliona KM (~ 175 miliona EUR). Na razini cijene BIH je u planu izgradnja prigušnica s ciljem rješavanja pojave visokih napona na 400 kV i 220 kV razinama, a potrebna sredstva su procijenjena na 14 miliona KM (~ 7,2 miliona EUR).

5.2.5 Distribucija i snabdijevanja

Jedan od ciljeva dokumenta je i daljnje poticanje modernizacije distribucijskog sustava, te je u tom kontekstu potrebno nastaviti usklađivati regulatorni i legislativni okvir. Strateški okvir daljnjeg razvoja se bazira na četiri glavne smjernice:

1. Usklađenje s EU direktivama i energetskim paketima
2. Unapređenje regulatornih mehanizama s ciljem poticanja efikasnosti i kvalitete te odnosa prema tržišnim dionicima
3. Smanjivanje gubitaka u mreži i povećanje kvalitete snabdijevanja
4. Fleksibilni i tehnološki moderni ODS-ovi kao osnova za modernizaciju energetskog sektora

5.2.5.1 Pregled statusa izdavanja elektrodistribucijske djelatnosti

Na razini FBiH su potrebni daljnji koraci u usklađenju tržišta električne energije sa zakonima o električnoj energiji te s Direktivom 2009/72/EC o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije. Sve elektroprivredne djelatnosti u EP HZHB su organizacijski razdvojene pa tako i elektrodistribucijska djelatnost i opskrba, dok računovodstveno izdavanje nije u potpunosti realizirano. U JP EP BiH jedino je razdvojena računovodstvena djelatnost. Stoga je ključni prioritet pravno i funkcijsko razdvajanje iz distribucije iz vertikalno integrisanih elektroprivreda. Također je potrebno stvoriti legislativni okvir za početak procesa izdavanja djelatnosti snabdijevanja od mrežne djelatnosti (Tablica 5.2.3).

Tablica 5.2.3 Status izdavanja elektrodistribucijske djelatnosti u FBiH

	JP EP BiH	EP HZHB
Tip subjekta	Vertikalno integrisan	
Djelatnost distribucije u okviru EP	DA	DA
Status/organizacija djelatnosti distribucije		
Pravno izdvojena	X	X
Organizacijski/funkcijsko izdvojena	X	✓
Računovodstveno izdvojena	✓	Djelomično
Izdvojeno snabdijevanje od mrežne djelatnosti	X	X
Potrebno usklađivanje s EU direktivama	DA	DA

Izvor: Radna skupina FBiH, analiza Projektnog tima

5.2.5.2 Regulatorni model

Standardni regulatorni modeli za distribuciju električne energije su prihodovni ili cjenovni „cap“ model. Međutim, europski regulatori stavljaju sve veći fokus na razvoj i kvalitetu distribucije kroz različite mehanizme u sklopu metodologije formiranja tarifa za distributere.

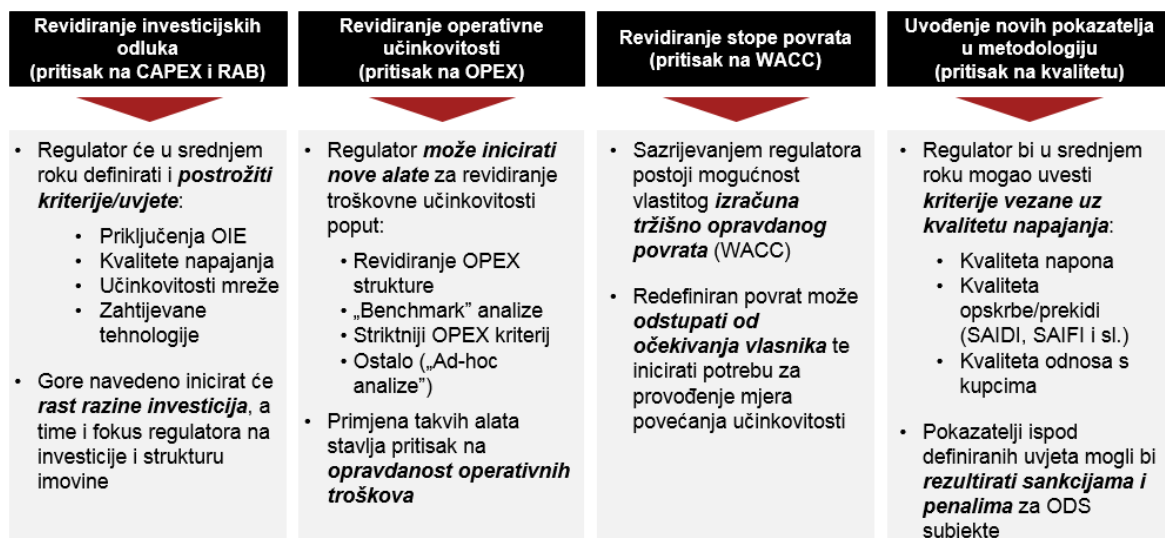
Tablica 5.2.4 Indikativna usporedba ključnih karakteristika regulatornih modela

	Njemačka	Češka	Poljska	Slovačka	Rumunjska	Grčka
Regulatorni model	Prihodovni „cap“ Poticajni model	Prihodovni „cap“ Poticajni model	Prihodovni „cap“ Troškovni model	Cjenovni „cap“	Cjenovni „cap“	Prihodovni „cap“ Kombinirani model
Dopušteni CAPEX	n/a	610 mil. EUR za cijeli sektor (2012.)	1,4 mrd. EUR za cijeli sektor (2012.)	U formuli (korektivni faktor za manje investicije)	Odobrava regulator na početku reg. perioda	320 mil. EUR za cijeli sektor (2011.)
Dopušteni povrat	5,90%	7,923%	8,9%	6,04%	10%	8%
Regulatorno razdoblje	5	5	4	5	5	1
Revidiranje uvjeta	Ne	U slučaju promjene tržišnih ili ekon. uvjeta	Ne	Moguća prilagodba cijena	Da	Ne
Zahtjevi za kvalitetom	Da	Da	Ne	Da	Da	Ne
Opravdanost investicija	Ex-post evaluacija kroz „benchmark“	Ne	Ex-post evaluacija za sljedeće reg. razdoblje	Penalizacija neadekvatnih investicija	Ne	Ne
Ostalo	R&D financiran od strane države „Benchmark“	Ne	Mjerenje tretirano sa zasebnim WACC faktorom	Ne	50-70% gubitaka prenosi se na kupce, dok ostalo snosi ODS	Ne

Izvor: analiza Projektnog tima, „Tariff Benchmark Study“ – European Commission 2015.

Neki od odabranih mehanizama su zahtjevi za kvalitetom od strane regulatora, te ex-post evaluacija investicija distributera kroz komparativnu usporedbu tj. „benchmark“, ili čak penalizacija suboptimalnih investicija. Dodatno, u određenim zemljama regulator zahtjeva od distributera i dodatan fokus na unapređenje operativnog poslovanja – npr. u Rumunjskoj 50%-70% gubitaka se prenosi na kupce, dok ostatak gubitaka snosi ODS (Tablica 5.2.4). S obzirom na prikazane europske prakse, u narednom se razdoblju može očekivati dodatno sazrijevanje regulatora i novi pritisci na poslovanje i rezultat. Sukladno tome, na slici niže dan je pregled budućih očekivanih promjena u metodologiji formiranja tarifa koji će svakako stvoriti nove pritiske na operatore distribucijskog sustava i tražiti njihovu veću kvalitetu i efikasnosti. Ključne promjene u tarifnim metodologijama, odnosno reguliranju ODS-ova, očekuju se kroz revidiranje investicijskih odluka, revidiranje operativne učinkovitosti, revidiranje stope povrata, revidiranje opravdanih troškova i opravdanih distributivnih gubitaka (tehničkih i netehničkih) te uvođenje novih pokazatelja u metodologiju (Slika 5.2.15).

Slika 5.2.15 Potencijalne promjene u metodologiji tarifiranja

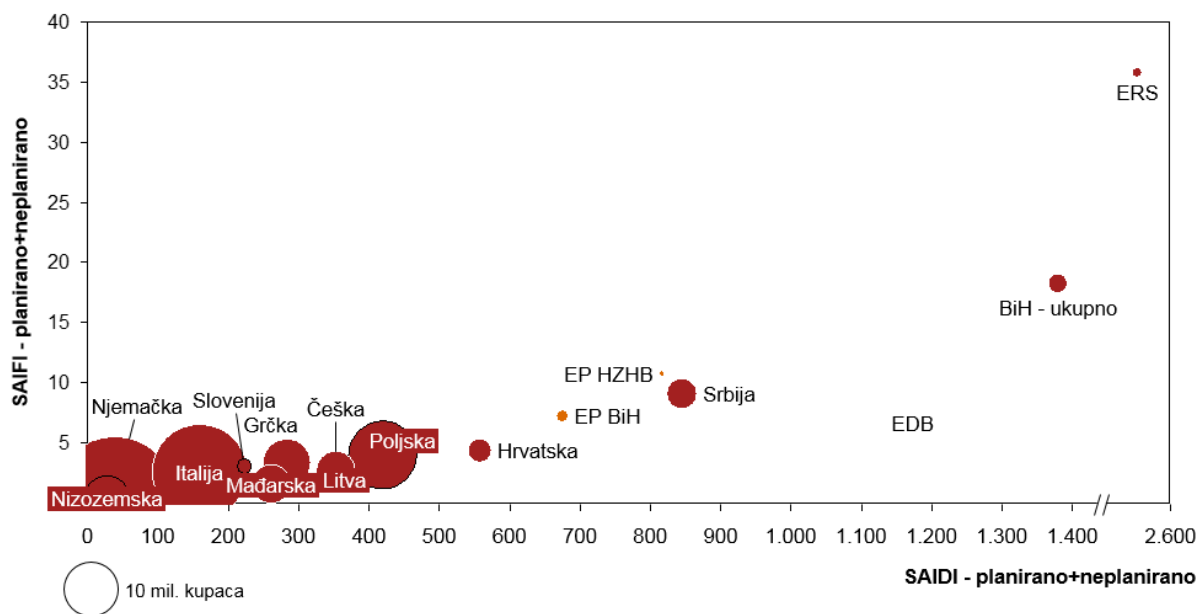


Izvor: analiza Projektnog tima

5.2.5.3 Indikativni SAIFI i SAIDI pokazatelji, te gubici u distribucijskoj mreži

Uspoređujući distribucijsku mrežu FBiH s ostalim zemljama Europe, vidljivo je da postoji mogućnost dodatnog unaprjeđenja stanja u elektroprivredama u FBiH, posebice u segmentu upravljanja kvalitetom snabdijevanja.

Slika 5.2.16 Indikativni SAIDI i SAIFI pokazatelji



Napomena: Pokazatelji za elektroprivrede EP BiH, EP HZHB i ERS su za 2015. godinu, za EDB su za 2012., dok su za ostale zemlje za 2013. godinu

Izvor: CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply, South East European Distribution System Operators Benchmarking Study, FERK Izvještaj o radu 2015., RERS Izvještaj o radu 2015., podaci dostavljeni od strane Brčko Distrikta

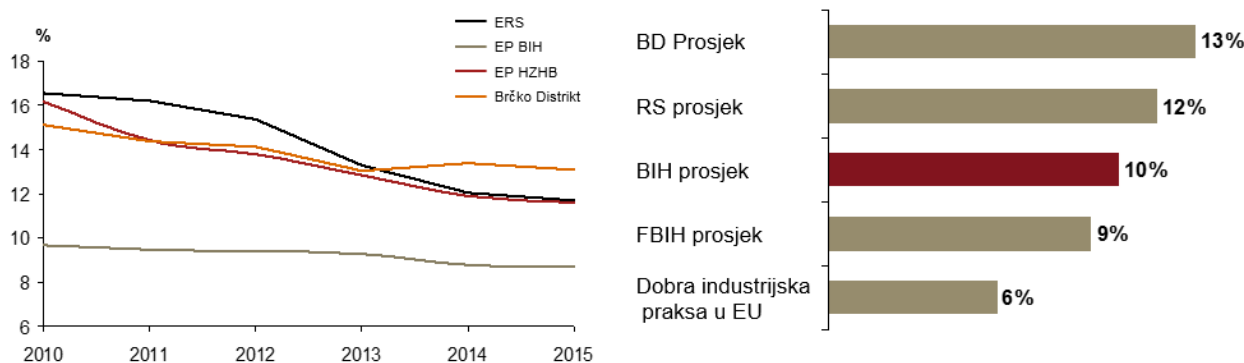
Pouzdanost napajanja je jedan od elemenata kvalitete snabdijevanja. Dva najčešća pokazatelja koja se koriste za procjenu pouzdanosti napajanja elektroenergetskog subjekta su SAIDI (eng. *System Average Interruption Duration Index*) i SAIFI (eng. *System Average Interruption Frequency*). SAIDI označava prosječno trajanje prekida napajanja po kupcu na razini sustava u tijeku godine i izražava se u minutama ili satima po kupcu. SAIFI označava prosječan broj prekida napajanja po kupcu tokom godine, a izražava se kao broj prekida po kupcu. Za EP BIH, EP HZHB i ostale usporedne elektroprivrede iz drugih zemalja su prikupljeni podaci za SAIDI i SAIFI pokazatelje za sve naponske razine distribucijske mreže, te su u obzir uzeti i planirani i neplanirani prekidi.

U 2015. godini je prosječno trajanja prekida napajanja po kupcu (SAIDI) za EP BIH bilo 677 minuta, a za EP HZHB 817 minuta. S druge strane, broj prekida po kupcu (SAIFI) je za EP BIH iznosilo 7,2, a za EP HZHB 10,7. Uspoređujući pokazatelje sa zemljama u regiji i ostatku Europe, FBIH ima veće iznose za SAIDI i SAIFI pokazatelje, te postoji velik prostor za poboljšanje (Slika 5.2.16).

Osim broja i trajanja prekida, analizirani su i gubitci električne energije u distribucijskoj mreži za sve naponske nivoe. Nivo gubitaka EP BIH u 2010. godini je bio 9,7%, a do 2015. godine se taj iznos smanjio na 8,7%. EP HZHB ima dosta veći nivo distributivnih gubitaka; u 2010. je on iznosio 16,2 %, a do 2015. godine se spustio na 11,6%. Uzimajući u obzir sve elektroprivrede u BIH, u 2015. godini je prosjek gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži iznosio 10%. Unatoč pozitivnom trendu smanjivanja gubitaka, BIH (i FBIH) i dalje ostvaruju značajne gubitke u svojoj mreži u odnosu na ostale zemlje Europe. Iako su precizni kvantitativni ciljevi i dinamika dio akcionih planova, prijedlog je da se kroz ovaj dokument definira ambicija smanjenja distributivnih gubitaka na 9,5% do 2020. godine te na 6,5% do 2035. godine. Ključni mehanizmi za ostvarivanje tih ciljevi su slijedeći:

- rekonstrukcija postojeće mreže, modernizacija starih transformatora i tipizacija
- optimiranje dizajna nove mreže te prelazak na 20 kV naponski nivo
- primjena savremenih sistema mjerenja energije (AMR) te automatizacija mreža
- smanjenje komercijalnih (ne tehničkih) gubitaka

Slika 5.2.17 Usporedba distributivnih gubitaka u BIH s ostalim zemljama, 2015. godina



Izvor: ERS godišnji izvještaj 2015., EP BIH, EP HZHB, Eurostat

5.2.5.4 Transformacija operatora distribucijskog sustava

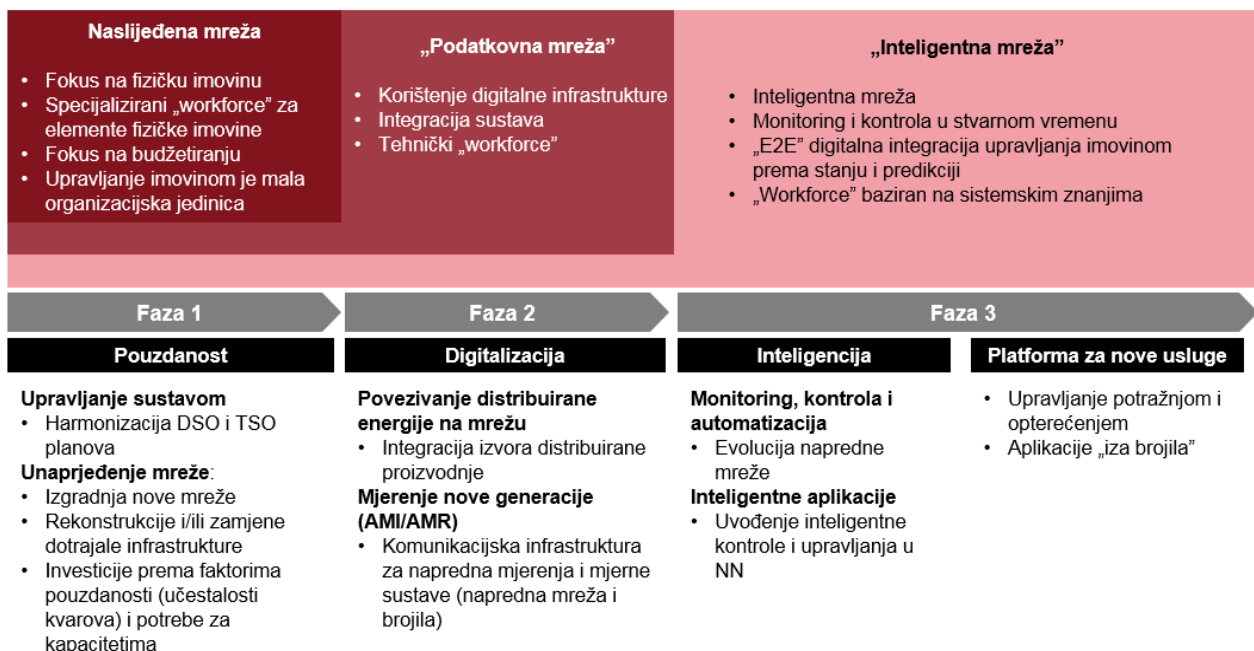
U srednjem roku potrebno je staviti naglasak na razvoj moderne infrastrukture te uvođenje novih tehnologija kod operatora distribucijskog sustava.

Iako se danas intenziviraju aktivnosti spajanja „distribuirane proizvodnje i energije“ na mrežu, ODS-ovi u svojoj strukturi dominantno imaju tzv. naslijeđenu mrežu. Prema investicijskim pokazateljima, temeljne aktivnosti ODS-ova su održavanje i rekonstrukcija i zamjena postojeće infrastrukture kako bi se ostvarila što bolja pouzdanost. U toj fazi, ODS-ovi su organizacijski i dalje relativno specijalizirani prema tipovima/elementima fizičke imovine. Upravljački, glavnu aktivnost predstavlja proces investicionog planiranja odnosno budžetiranja, bez sveobuhvatne strategije i filozofije upravljanja imovinom (eng. *asset management*). U toj, prvoj fazi, pouzdanost je ključan indikator uspješnosti te ključni kriterij investicijskih odluka, a efikasnost sustava i agilnost procesa sekundarni.

Druga faza razvoja ODS-ova, je faza u koju sada ulaze ODS kompanije EP BIH i EP HZHB. Intenziviraju se aktivnosti digitalizacije infrastrukture, tehničke i IT integracije te prilagodbe terenskih aktivnosti i procesa, primarno u domeni održavanja, kvarova te upravljanja mrežom (eng. *dispatching*). U ovoj fazi se intenziviraju aktivnosti integracije izvora distribuirane energije što zahtijeva prilagodbu organizacije, procesa te odnosa sa ključnim dionicima na tržištu. Prilagodba organizacije ponovno je jasno vidljiva u najvećem i radno intenzivnom segmentu održavanja i kvarova, gdje se mijenja pristup organizaciji rada te kroz uvođenje osnovnih IT rješenja za ODS kompanije paralelno postiže veća efikasnost rada uz veću kvalitetu snabdijevanja. S druge strane, sve se veći fokus stavlja na izgradnju moderne funkcije upravljanja imovinom koja ima zadatak efikasno alocirati investicijske budžete te planirati razvoj mreže. Takve aktivnosti su moguće jedino uz kontinuirano i strukturirano prikupljanje i obradu podataka o mreži te njihovu obradu kroz standardna IT rješenja za upravljanje imovinom. Ulaganja u tehnologiju, u ovoj fazi, dovode do brzih i većih povrata na investiciju budući da se paradigma upravljanja mrežom temeljito mijenja – iz linearnih sustava u decentralizirane sustave. Ipak, dinamika implementacije novih tehnologija poput naprednih brojila, iako donosi operativne uštede, treba biti planirana na način da balansira između modernizacije cjelokupnog sustava te financijskih mogućnosti i opravdanosti za investitora. Budući da se i ODS mora intenzivno mijenjati u skladu s velikom transformacijom cijelog elektroenergetskog sektora, važno je nametnuti stav da je moderan, efikasan i kvalitetan ODS, uz operatora prijenosa, kičma elektroenergetskog sustava, čija će modernizacija u velikoj mjeri diktirati tempo modernizacije cijelog sektora.

Zatim slijedi faza daljnje evolucije i uvođenja inteligentne mreže i kontrole u stvarnom vremenu. Napredna infrastruktura implementira se i na niskonaponskim razinama, što će omogućiti puno efikasnije digitalno upravljanje mrežom sa preciznijim i bržim izlascima na teren. Takvi alati i metode će biti od sve veće važnosti za optimiranje upravljanja mrežom, naponima i opterećenjima. Znanja i kompetencije koje će ODS kompanije morat graditi bazirat će se na snažnim IT i tehnološkim znanjima, a moderni ODS-ove će biti potpuno spremni za omogućavanje novih poslovnih modela te proizvoda i usluga „iza brojila“. (Slika 5.2.18)

Slika 5.2.18 Implikacije digitalnih mreža na strateško pozicioniranje na tržištu

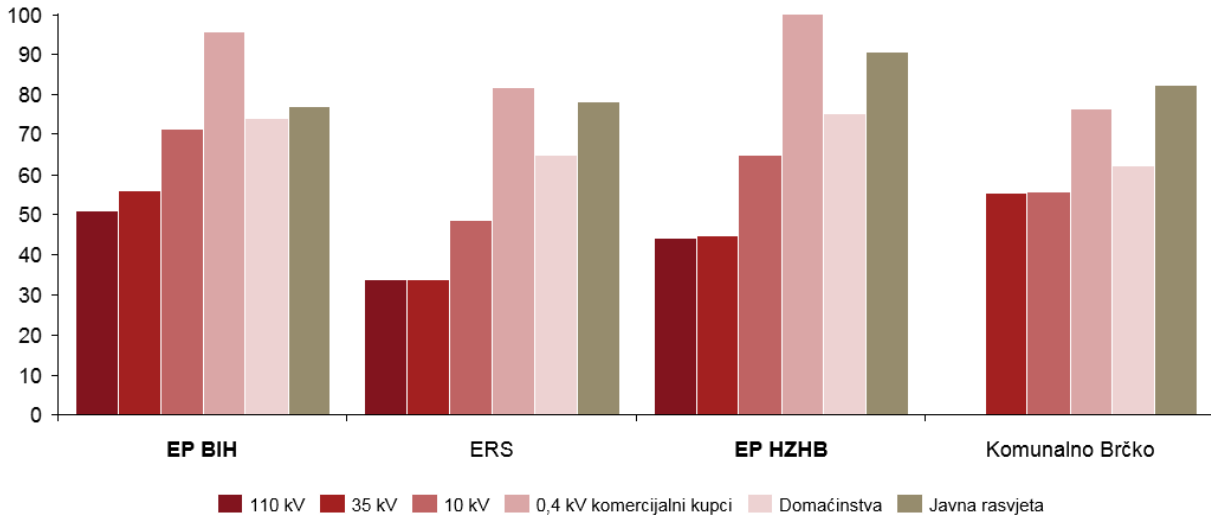


Izvor: analiza Projektnog tima

5.2.6 Cijene električne energije

U FBiH, ali i cijeloj BiH, najveću cijenu električne energije plaćaju komercijalni kupci na naponskom nivou od 0,4 kV, dok najnižu cijenu plaćaju kupci na 110 kV i 35 kV naponskom nivou (Slika 5.2.19). Razine cijena električne energije u Bosni i Hercegovini općenito su, već dugi niz godina, jako niske u odnosu na cijene u ostatku regije. Međutim, u zadnjih nekoliko godina postoji tendencija blagog porasta cijena, dok cijene el. energije u široj regiji³ bilježe blagi pad.

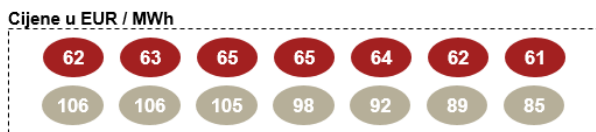
Slika 5.2.19 Prosječna cijena električne energije u elektroprivredama u EUR/MWh, 2016. godina



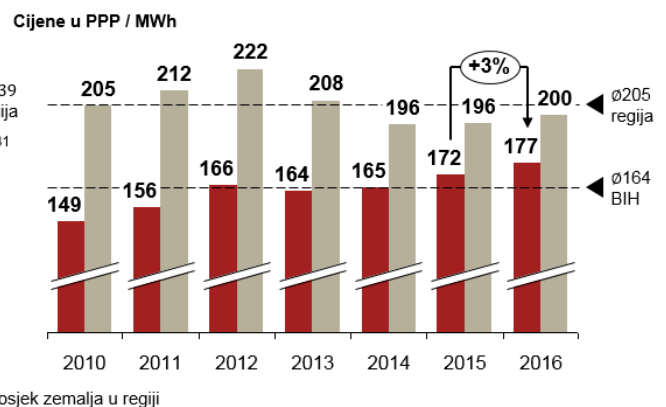
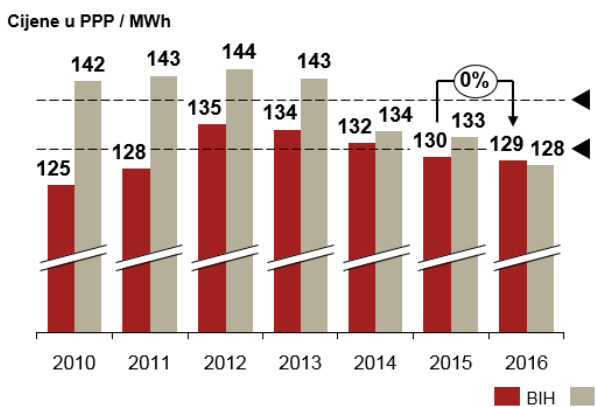
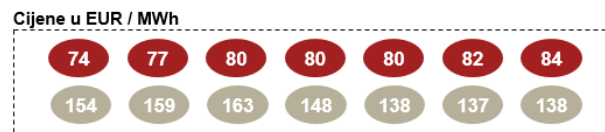
Napomena: Cijene su izražene bez PDV-a
Izvor: DERK Izvještaj o radu 2016.

Cijene el. energije bez PDV-a i poreza za industriju su 2016. godine u BiH iznosile 61 EUR/MWh, te nije bilo značajnih promjena u odnosu na prijašnje godine. Za usporedbu, 2010. godine je prosječna cijena električne energije u regiji bila 106 EUR/MWh, a 2016. godine 85 EUR/MWh, što su znatno veći iznosi od cijena u BiH. Ukoliko se cijene električne energije preračunaju prema kriteriju pariteta kupovne moći (eng. *PPP – Power Purchase Parity*) tj. životnog standarda pojedine zemlje, vidljivo je kako postoji svojevrsno konvergiranje i smanjenje jaza cijena između BiH i regije. (Slika 5.2.20)

Slika 5.2.20 Cijene električne energije za industriju u široj regiji, bez PDV-a i nameta u PPP i EUR/MWh, 2010.- 2016. godina



Slika 5.2.21 Cijene električne energije za kućanstva u široj regiji, ukupna cijena u PPP i EUR/MWh, 2010. – 2016. godina



Napomena: Za industriju je uzeta kategorija kupaca IC: 500 MWh < potrošnja < 2.000 MWh
Izvor: Eurostat, analiza Projektnog tima

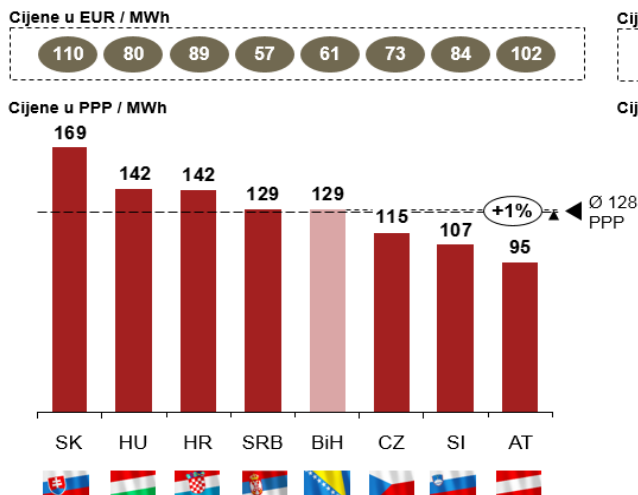
Napomena: Za kućanstva je uzeta kategorija kupaca DC: 2.500 kWh < potrošnja < 5.000 kWh
Izvor: Eurostat, analiza Projektnog tima

³ Šira regija se odnosi na slijedeće zemlje: Austrija, Slovačka, Mađarska, Češka, Slovenija, Hrvatska i Srbija

Cijene el. energije za kućanstva su, također, niže od prosjeka regije. Od 2010. godine se cijena električne energije kretala između 74 i 84 EUR/MWh, s time da je cijena u 2016. godine imala najviši iznos od 84 EUR/MWh. Za taj isti period, prosječna cijena el. energije za kućanstva u regiji je iznosila 138 EUR/MWh. Gledajući cijene prema paritetu kupovne moći, vidljiv je blagi uzlazni trend za BiH, dok je regiju karakterizirao blagi pad. Međutim, cijene u BiH su i dalje na vrlo niskim razinama (Slika 5.2.21).

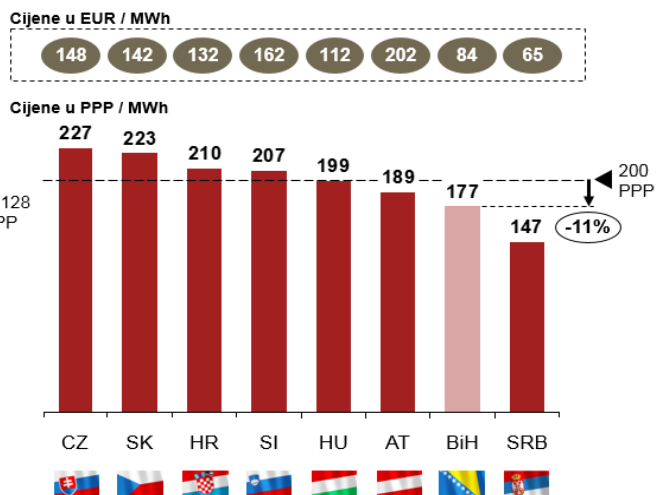
Promatrajući cijene za 2016. godinu po pojedinim zemljama, industrijski potrošači imaju cijene koje su u rangu s prosjekom šire regije, dok su cijene za kućanstva u BiH niže od prosjeka za 11%, gdje je samo Srbija imala niže cijene od BiH (Slika 5.2.22 i Slika 5.2.23). U narednom razdoblju je potrebno raditi na kontinuiranom unapređenju efikasnosti proizvodnih objekata i konkurentnosti cijena proizvodnog miksa na liberaliziranom tržištu

Slika 5.2.22 Cijene električne energije za industriju u široj regiji, bez PDV-a i nameta u PPP i EUR/MWh, 2016. godina



Napomena: Za industriju je uzeta kategorija kupaca IC: 500 MWh < potrošnja < 2.000 MWh
Izvor: Eurostat, analiza Projektnog tima

Slika 5.2.23 Cijene električne energije za kućanstva u široj regiji, ukupna cijena u PPP i EUR/MWh, 2016. godina



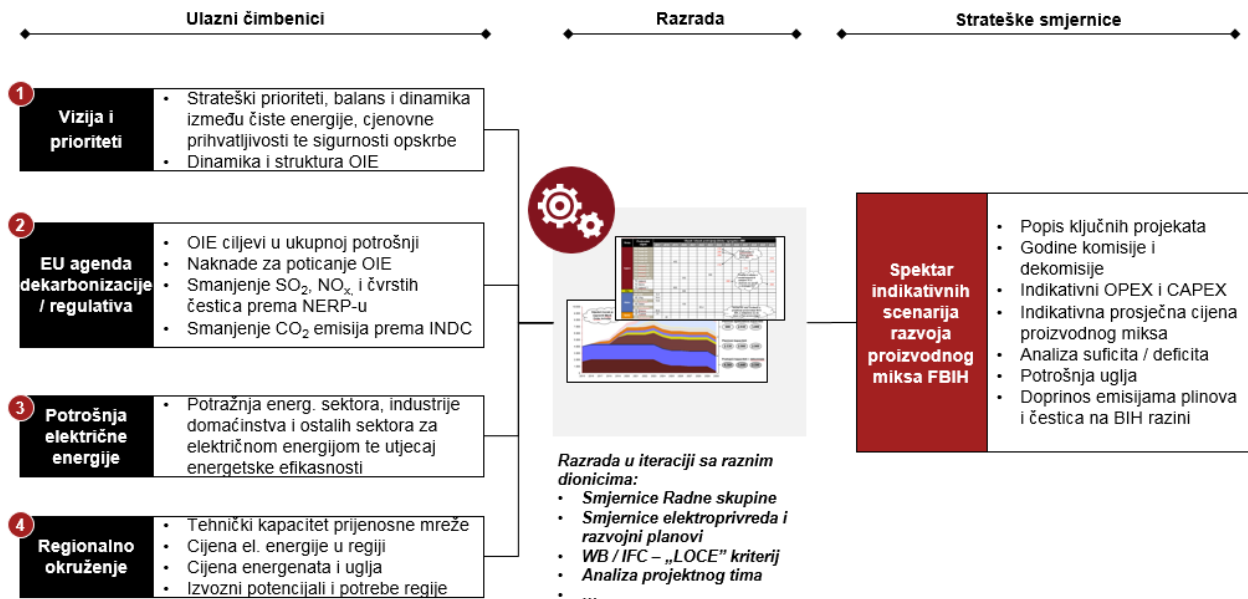
Napomena: Za kućanstva je uzeta kategorija kupaca DC: 2.500 kWh < potrošnja < 5.000 kWh
Izvor: Eurostat, analiza Projektnog tima

5.2.7 Indikativni scenariji razvoja proizvodnog miksa Federacije BiH

5.2.7.1 Strateški okvir za razvoj proizvodnog miksa

Strateški okvir razvoja proizvodnog miksa Federacije BiH se bazira na četiri osnovna elementa; vizija i prioriteta Federacije BiH, EU regulativa i agenda dekarbonizacije, kretanja potrošnje el. energije, te razvoj regionalnog okruženja. Na temelju razrade ključnih čimbenika i iteracija stvoren je okvir unutar kojeg su razrađivani indikativni scenariji, odnosno opcije razvoja proizvodnog miksa električne energije na razini Federacije BiH (Slika 5.2.24). Kao sljedeći korak preporučuje se daljnja izrada novog proizvodnog miksa, koji će biti razrađivan od strane elektroprivreda.

Slika 5.2.24 Strateške smjernice



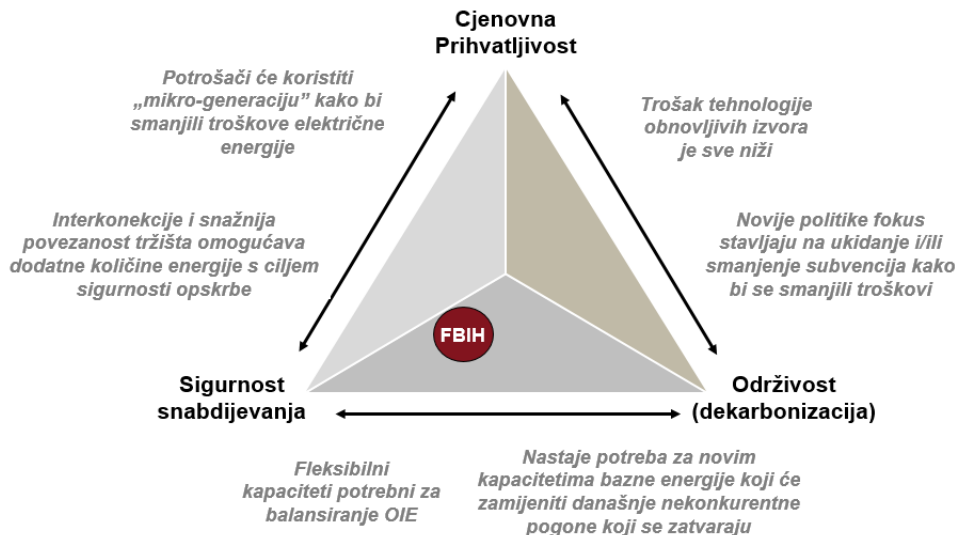
Izvor: analiza Projektnog tima

5.2.7.2 Vizija i prioriteta

Strategiju razvoja proizvodnog miksa Federacije BiH treba adekvatno pozicionirati u okviru ključnih strateških ciljeva energetske trileme, tj. sigurnosti snabdijevanja, cjenovne prihvatljivosti ili održivosti (dekarbonizacije).

U kontekstu sigurnosti snabdijevanja, historijski podaci ukazuju da bilansni suficit / deficit za Federaciju BiH uvelike zavisi o hidrologiji, ali se u pravilu ostvarivala visoka sigurnost snabdijevanja domaćeg konzuma. Kao opći cilj u narednom razdoblju potrebno je zadržati visoki stupanj osiguranja konzuma el. energije korištenjem domaćih resursa, ali pritom zadržati što veću konkurentnost i zadovoljiti nove okolišne standarde.

Slika 5.2.25 Ilustrativan prikaz Federacije BiH u sklopu energetske trileme danas



Izvor: analiza Projektnog tima

Strateška odrednica zadovoljenja budućih potreba električne energije na domaćem tržištu Federacije BiH je jasna. U pojedinim godinama je moguće očekivati blagi deficit u intervalu 5%-10% s obzirom na rast potrošnje električne energije. Blagi trend deficita nije nužno i negativan s obzirom da je cilj EU stvoriti jedinstveno energetske tržište koje ne poznaje fizičke granice između zemalja. Međutim, samo postizanje suficita na razini FBiH ne treba ograničavati ukoliko su i ostale komponente poput konkurentnosti i održivosti prirodnih resursa stavljane u balans.

Proizvodni miks Federacije BiH je danas u prosjeku na granici cjenovne konkurentnosti u usporedbi s okruženjem zbog pada veleprodajnih cijena u zadnjih nekoliko godina (daljnji trendovi i dinamika neizvjesni). Dodatno, potencijalna snažna izgradnja novih velikih kapaciteta, pogotovo termoelektrana, te nisko konkurentna cijena uglja, podižu rizik rasta fiksnih troškova i pada iskorištenosti elektrana, što može stvoriti dugoročne pritiske na cjenovnu konkurentnost proizvodnog miksa. Utjecaj na konkurentnost isto tako ima i trošak cijena CO₂ emisija ukoliko se uđe u sustav trgovanja, ali i trošak OIE naknada.

Iz svega navedenog, javlja se potreba za opreznijim donošenjem odluka i pokretanjem velikih kapitalnih investicija. Iako bi one neminovno dovele do snažnog ostvarenja izvozne ambicije, odnosno stvaranja suficita, stvorile bi i rizik dugoročno niže konkurentnosti sustava. Iz tog razloga je potrebno buduće velike investicijske odluke promatrati i kroz prizmu konkurentnosti cijelog sustava te upravljanja rizicima. Pristup odabira potrebnih i isplativih investicija treba imati za cilj omogućavanje proizvodnje električne energije za domaći konzum, te istovremeno uz što manje narušavanje današnje konkurentnosti cijene proizvodnog miksa. Za postizanje dugoročne održivosti, neophodno je staviti i značajan fokus na unapređenje poslovanja rudnika koji djeluju u sklopu termoelektrana. Pritom je potrebno jasno odrediti razvoj energetske miksa FBiH, odnosno uloge termo sektora za razdoblje do 2035. godine.

Konzervativniji pristup velikim investicijama ekonomije zapadne Europe su usvojile prije nekoliko godina, prolazeći negativna iskustva prijevremenih dekomisija ili konzerviranja elektrana i otpisa dugova nekonkurentnog dijela portfelja. S druge strane, jasan je trend i sve većeg broja manjih projekata, pogotovo u segmentu OIE odnosno sustava poticaja koji dovode do većeg doprinosa manjeg i srednjeg preduzetništva u ukupnoj ekonomskoj aktivnosti.

Osim domaće proizvodnje električne energije, sigurnosti snabdijevanja pozitivno doprinosi i jasan trend integracije energetske tržišta, stoga je važno, uz fizičku integraciju kontinuirano ulagati u znanja i kompetencije trgovanja električnom energijom.

Današnji proizvodni miks u Federaciji BiH ima obavezu ali i potencijal za unapređenje u kontekstu lokalnih emisija i čestica, te Federacija BiH, kao i cijela BiH, ide u smjeru povećanja OIE i smanjenju emisija iz termo sektora. Prelazak na čišću energiju zahtjeva stvaranje strateškog okvira za snažnije iskorištavanje hidro i ostalih obnovljivih potencijala, te investiranja u novu tehnologiju. Jasne obaveze i ograničenja dodatno su ograničenje ali i financijska obaveza u scenarijima odabira strategije prekapacitiranosti.

Tablica 5.2.5 Ilustrativna vizija strateških ciljeva u FBiH

Strateški prioriteti	Implikacije	Ciljevi energetske politike do 2035. u FBiH	
		Danas	Cilj
Sigurnost snabdijevanja	Pokrivanje domaće potrošnje		
	Suficit		
Čišća energija (dekarbonizacija)	Udio OIE u ukupnoj proizvodnji i domaćoj potrošnji		
	Stupanj zagađenja iz TE		
Cjenovna konkurentnost	Cijena proizvodnog miksa		
Ekonomska diversifikacija	Učešće malog i srednjeg preduzetništva		

Nisko Visoko (Relativni odnosi)

Izvor: analiza Projektnog tima

5.2.7.3 EU agenda dekarbonizacije

Europska Unija je donijela energetska strategiju do 2020. godine prema kojoj se od država članica i onih koje žele postati kao što je Bosna i Hercegovina, a samim time i Federacija BiH, očekuje smanjenje emisije stakleničkih gasova za najmanje 20%, povećanje udjela OIE na najmanje 20% potrošnje i postizanje ušteda energije od minimalno 20%. Za naredni period nakon 2020. Europa nastavlja još jačim intenzitetom stimulirati politiku dekarbonizacije i energetske efikasnosti. Nadalje, EU je u aprilu 2017. odobrila dodatne strože standarde smanjenja lokalnih emisija za termoelektrane pod nazivom LCP BREF⁴.

Tablica 5.2.6 Ciljevi BiH prema EU ciljevima do 2020. i 2030.

20-20-20 ciljevi EU	Ciljevi EU do 2030.	Trenutni planovi u BiH
Smanjenje emisija stakleničkih plinova za najmanje 20%	Smanjenje emisija stakleničkih plinova za najmanje 40%	<p>Cilj je do 2028. smanjenje SO₂ za 95%, NO_x za 62% i čvrstih čestica za 88% u odnosu na 2014.¹</p>
		<p>Do 2030. razina CO₂ emisija na 18% iznad ili 3% ispod vrijednosti iz 1990.</p>
Povećanje udjela OIE na najmanje 20% potrošnje	Povećanje udjela OIE na najmanje 27% potrošnje	<p>Državni cilj BiH je ostvariti udio OIE u bruto finalnoj potrošnji energije od 40%²</p>
Postizanje ušteda energije od 20% ili više	Postizanje ušteda energije od 30% ili više	<p>Izrađen ali nije usvojen cilj BiH smanjenja potrošnje energije -9% do 2018. u odnosu na 2010.</p>

Napomena: 1) Vijeće ministara BiH je na 37. Sjednici, održanoj 30.12.2015. godine, razmatralo i usvojilo Nacionalni plan smanjenja emisija za BiH (NERP BiH), 2) U skladu s Ugovorom o osnivanju EZ, Ministarski savjet je 18. oktobra 2012. usvojio Odluku o implementaciji Direktive 2009/28 o proizvodnji el. energije iz OIE

Izvor: European Commission – BiH Progress Report 2014, World Bank – Rebalancing BiH, Systematic Country Diagnostic 2015, Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u BiH 2016, Ministarstvo vanjske politike i ekonomskih odnosa, USAID – Nacionalni plan smanjenja emisija za BiH 2015, World Bank – Energy Efficiency Project 2014, Europska komisija – Zimski energetska paket – „Čista energija za sve Europljane“

U prethodnoj tablici (Tablica 5.2.6) prikazani su planovi na državnoj razini. Kada se govori o energetskej efikasnosti, Federacija BiH još uvijek nije usvojila Akcioni plan za energetska efikasnosti. U postojećem Akcijskom planu za korištenje OIE BiH je definiran cilj ostvarenja ušteda za FBiH od 8,31 PJ.

2014. godine, FBiH je usvojila Akcioni plan za korištenje obnovljivih izvora, te se njime obvezala do 2018. godine postići udio OIE od 41%, o čemu će detaljnije biti riječi u poglavlju koje se bavi obnovljivim izvorima energije.

Nadalje, Federacija BiH se obvezala smanjiti emisije SO₂ za 95% do 2028. godine u odnosu na 2014. Za isti taj period, potrebno je smanjiti emisiju NO_x gasova za 64% i čvrstih čestica za 77%. U terminima smanjenja emisija CO₂, cilj je donesen samo na razini cijele BiH. Postoje dva scenarija za smanjenje do 2030. godine sukladno UNFCC-ovom INDC⁵:

1. blaži scenarij prema kojem se treba dostići razina CO₂ emisija 18% iznad vrijednosti iz 1990. godine
2. stroži scenarij prema kojem se treba dostići razina CO₂ emisija 3% ispod vrijednosti iz 1990. godine, uz međunarodnu pomoć (Tablica 5.2.7).

⁴ EU je 28. aprila 2017. odobrila nove ažurirane strože standarde pod nazivom LCP BREF za smanjenje emisija (SO₂, prašine, NO_x, HCl, HF i Hg), a za koje se očekuje da stupe na snagu krajem 2017. godine

⁵ Intended Nationally Determined Contribution

Tablica 5.2.7 Ciljevi FBIH prema EU energetske strategiji do 2020. godine

Smjernice	Rok	FBIH
Energetska efikasnost	Smanjenje do 2020. u odnosu na 2010.	U izradi
Udio OIE u bruto finalnoj potrošnji energije	Udio 2020. u odnosu na 2009.	41%
Smanjenje SO ₂ , NO _x i čvrstih čestica	Smanjenje do 2028. u odnosu na 2014.	95% SO₂ 64% NO_x 77% čestice
Razina CO ₂ emisija ¹	Udio do 2030. u odnosu na 1990.	18% veće / 3% manje (indikativno za BIH)

Napomena: 1) Cilj je postavljen za cijelu BIH

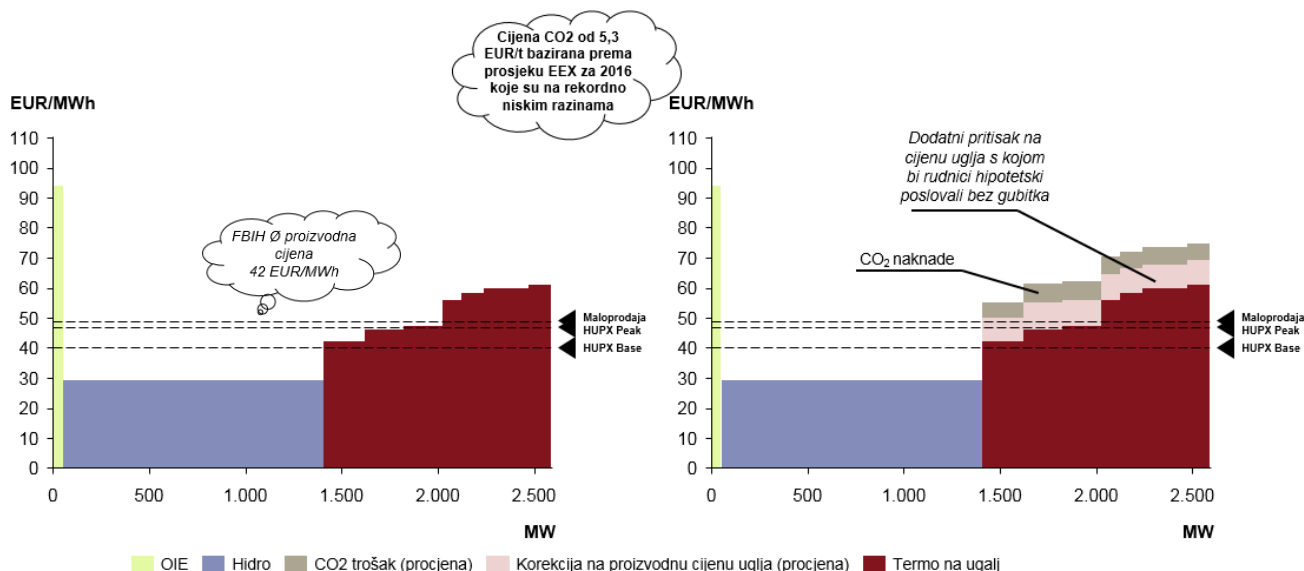
Izvor: European Commission – BIH progress Report 2014, World Bank – Rebalancing BIH, Systematic Country Diagnostic 2015, Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u BIH 2016., Ministarstvo vanjske politike i ekonomskih odnosa, USAID – Nacionalni plan smanjenja emisija za BIH 2015, World Bank – BIH Energy Efficiency Project 2014, UNFCCC

Kako je ranije spomenuto, stupanj efikasnosti elektrana i utilizacija utječu na proizvodnu cijenu električne energije. Najveću proizvodnu cijenu u FBIH imaju elektrane na OIE zbog dodijeljenih poticaja, dok najnižu proizvodnu cijenu imaju hidroelektrane (snage veće od 10 MW). Prosječna proizvodna cijena u FBIH iznosi 42 EUR/MWh, te je ona na granici konkurentnosti s cijenama u regiji. Kao referentne, uzete su cijene s HUPX burze za prosječnu baznu i vršnu potrošnju, te maloprodajne cijene el. energije u regiji za 2015. godinu⁶ (Slika 5.2.26).

Uzimajući u obzir obaveze za CO₂ emisije, Bosna i Hercegovina u budućnosti može ući u europski sustav trgovanja CO₂ emisijama, koji je zasnovan prema Direktivi 2003/87/EZ. Ukoliko BIH uđe u sustav trgovanja, cijena proizvodnje elektrana će biti opterećena s dodatnih 5-6 EUR/MWh ako se promatraju današnje cijene emisija od ~5 EUR/t koje su trenutno na rekordno niskim razinama. S obzirom da će se u daljnjem razdoblju smanjivati granica dopuštenih količina emisija CO₂, za očekivati je da će cijene CO₂ porasti u srednjem i dugom roku. Navedene implikacije bi time mogle smanjiti i cjenovnu konkurentnost termo sektora FBIH. Dodatan pritisak se stvara i na cijenu uglja s kojom bi rudnici hipotetski poslovali bez gubitka, te je potrebno pod hitno pristupiti unapređenju poslovanja rudnika i posljedično snižavanjem cijene električne energije iz termoelektrana na uglj. (Slika 5.2.27).

Slika 5.2.26 Stvarna cijena proizvodnje elektrana u EUR/MWh, 2015. godina

Slika 5.2.27 Stvarna cijena proizvodnje elektrana uz CO₂ naknade u EUR/MWh, 2015. godina



Napomena: 1) Sukladno inputima EP BIH, Blok 3 je radio 21GWh ili 5% normalne godišnje proizvodnje zbog kvara, stoga je napravljena korekcija cijene prema objektivnom stanju na 56 EUR/MWh. 2) Nakon 2015. godine je došlo do snižavanja cijena u TE Kakanj, te su one sada ispod nivoa HUPX Peak.
 Izvor: FERK Izvještaj o radu 2015., IEA HUPX DAM 2015 Report, IEA, EEX

Napomena: 1) Sukladno inputima EP BIH, Blok 3 je radio 21GWh ili 5% normalne godišnje proizvodnje zbog kvara, stoga je napravljena korekcija cijene prema objektivnom stanju na 56 EUR/MWh. 2) Nakon 2015. godine je došlo do snižavanja cijena u TE Kakanj, te su one sada ispod nivoa HUPX Peak.
 Izvor: FERK Izvještaj o radu 2015., FMERI – Informacija o stanju u elektroenergetskom sektoru Federacije BIH sa prijedlogom mjera, IEA HUPX DAM 2015 Report, IEA, EEX

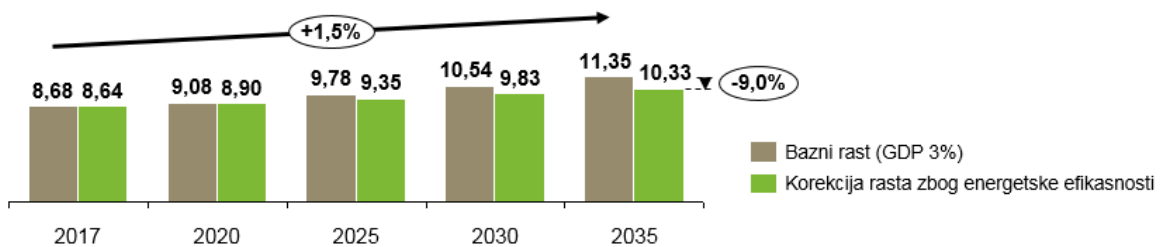
⁶ Referentna cijena za maloprodaju se odnosi na prosjek za kategoriju kupaca kućanstva DC: 2.500 kWh < x < 5.000 kWh Hrvatske, Srbije, Slovenije, Mađarske, Austrije, Češke i Slovačke

5.2.7.4 Potrošnja električne energije

Jedan od čimbenika određivanja strateških smjernica je i procjena kretanja potrošnje električne energije do 2035. godine. U ovom dokumentu je napravljena procjena kretanja potrošnje za slučaj da se ne koriste mjere energetske efikasnosti i za slučaj u kojem energetska efikasnost ima utjecaj.

Prilikom procjene u obzir je uzeta pretpostavka da je stopa rasta BDP-a 3% godišnje⁷. S druge strane, stopa rasta potrošnje električne energije je planirana proporcionalno očekivanoj stopi rasta BDP-a s faktorom korelacije na potrošnju električne energije 0,5⁸. Pretpostavka je da će u baznom scenariju potrošnja električne energije, od 2017. do 2035. godine, rasti godišnjom stopom od 1,5%, tj. povećat će se s planiranih 8,68 TWh na 11,35 TWh. Korištenjem mjera energetske efikasnosti se smanjuje i potražnja za energijom. Prilikom procjene potrošnje uz energetske efikasnost je uzeta pretpostavka smanjenja potrošnje od -9% do 2035. godine, kao konzervativan minimum ostvarenja.

Slika 5.2.28 Procjena kretanja potrošnje električne energije u FBiH, sa i bez EE, u TWh, 2017.-2035. godina



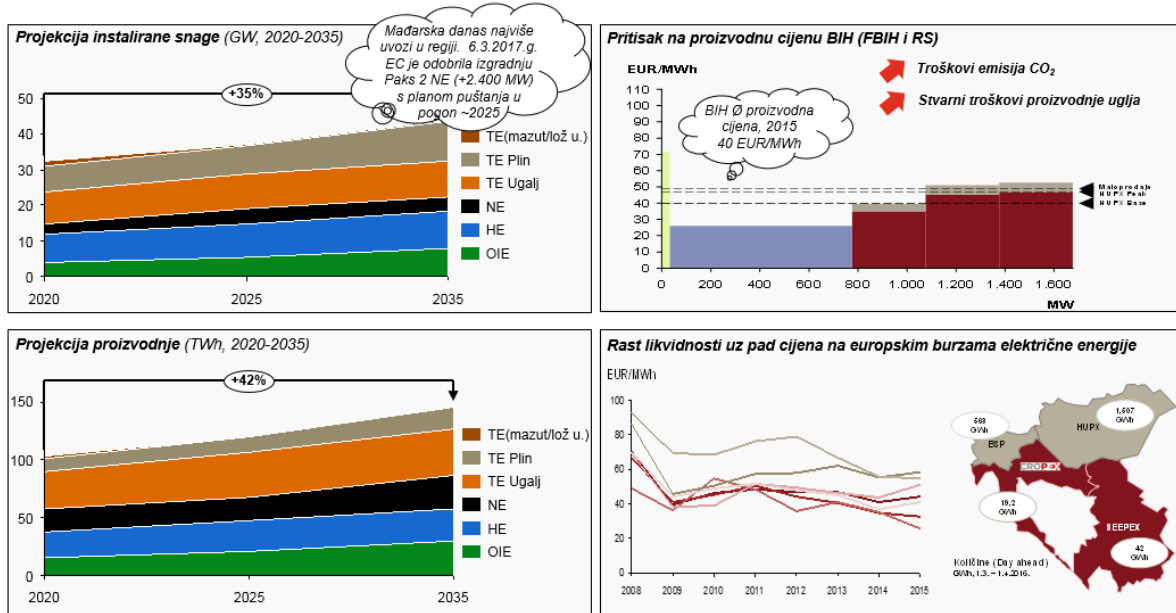
Izvor: analiza Projektnog tima, EIU, Dun&Bradstreet, Oxford Economics, NOS Indikativan plan proizvodnje 2017-2026

5.2.7.5 Regionalno okruženje

Prilikom razvoja budućeg proizvodnog portfelja, u obzir treba uzeti i razvoj kapaciteta te rast proizvodnje u regiji, kao i kretanja cijena na berzi. Premda realizacija dinamike kapaciteta u regiji ovisi o brojnim čimbenicima (npr. uslijed niskih cijena investicija se zaustavlja ili prolongira, nemogućnost zatvaranja financijske konstrukcije, pravni i ekološki aspekti i sl.), činjenica je da ostale zemlje također imaju ambiciozne planove izgradnje kao i BiH. Na primjer, u Mađarskoj se očekuje puštanje u rad NE Paks 2 snage 2.400MW u 2025. godini, a čiju je izgradnju odobrila Europska Komisija.

Nadalje, premda je teško prognozirati u kojem smjeru i kojom dinamikom će se kretati cijene električne energije na berzama u regiji, niske cijene u zadnjih nekoliko godina predstavljaju svojevrsan rizik za budućnost i treba ih staviti u kontekst prilikom planiranja novih kapitalno intenzivnih projekata. Snažniji rast veleprodajnih cijena svakako bi stvorio nešto povoljniju klimu za investicije.

Slika 5.2.29 Razvoj kapaciteta u regiji i konkurentnost proizvodnog miksa u izvozu



Izvor: Platts database, analiza Projektnog tima

⁷ Pretpostavka bazirana na konsenzusu svjetskih analitičkih kuća

⁸ Korelacija je bazirana na temelju NOS Indikativnog plan proizvodnje 2017 - 2026.

5.2.8 Razrada scenarija razvoja proizvodnog miksa Federacije BiH do 2035. godine

5.2.8.1 Uvod i pretpostavke

Na bazi razumijevanja konteksta, odnosno ulaznih čimbenika, koji značajno utječu na sadašnje i buduće investicijske odluke, dokument obrađuje nekoliko različitih scenarija odnosno indikativnih smjerova razvoja proizvodnog miksa Federacije BiH. Za razumijevanje koncepta, scenarije je potrebno interpretirati u skladu s njihovim ciljevima:

1. Razradom scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije, cilj je prikazati spektar raznih opcija i politika razvoja, s pridruženim indikativnim kvalitativnim i kvantitativnim efektima (posljedicama).
2. Odabir ciljanog scenarija, kombinacije, tj. smjera razvoja proizvodnog miksa do 2035. godine je diskrecijska odluka kreatora energetske politike na razini entiteta Federacije BiH sukladno postojećim i budućim zakonskim i regulatornim obavezama;
3. Kod razrade proizvodnih mikseva, cilj nije eksplicitno nominirati pojedine projekte već ukazati na učešće pojedine vrste tehnologije u proizvodnji električne energije (ugalj, gas, hidro i ostali OIE) te moguće kvantitativne i kvalitativne implikacije na ključne parametre i ograničenja (npr. cjenovna konkurentnost, pokrivanje domaće potrošnje, izvozni potencijal, udio OIE, itd.);
4. S obzirom na značajan utjecaj termo objekata na kretanje proizvodnog miksa, eksplicitno je dan prikaz dekomisija i izgradnje termo objekata prema zadnjim informacijama kao jedna od ključnih pretpostavki za razradu scenarija (a koji se mogu u budućnosti promijeniti);
5. Kao dodatak scenarijima proizvodnog miksa, priložena je lista trenutno potencijalnih projekata s indikativnim tehničkim parametrima, a koji će se realizirati sukladno odabranom strateškom smjeru Federacije BiH.

U sklopu ovog dokumenta, obrađena su četiri indikativna scenarija razvoja proizvodnog miksa koji se međusobno značajno razlikuju. Cilj je pokazati razumijevanje različitih strategija i politika razvoja proizvodnog miksa te njihovih indikativnih posljedica. Ključni dionici energetske Federacije BiH bi trebali odabrati onaj scenarij ili kombinaciju scenarija koji adekvatno adresiraju viziju energetske Federacije BiH, preuzete i buduće zakonske i regulatorne obaveze te omogućuju održiv i konkurentan sustav.

Obrađeni scenariji su:

1. **Scenarij radnih skupina entiteta ili entitetski scenarij** koji se bazira na inputima Radne skupine FBIH, gdje su prilikom planiranja uvaženi i postojeći dokumenti i odnosi sa sadašnjim i potencijalnim investitorima te ostalim dionicima. Budući da scenarij predviđa značajan izvoz suficita proizvedene energije, napravljen je i pod-scenarij gdje je uzeta pretpostavka limita na izvoz el. energije u iznosu od 30% iznad domaće potrošnje za termo sektor s prvenstvom ulaska hidro i OIE postrojenja u EES. Navedeni limit predstavlja hipotetsku situaciju gdje se višak el. energije ne može u potpunosti konkurentno izvesti zbog čega se donosi odluka djelomičnog smanjenja proizvodnih aktivnosti;
2. Drugi scenarij se bazira na **NOS BIH Indikativnom planu (IP) 2017. – 2026.** uz projekciju do 2035. godine, te predstavlja okvir razvoja proizvodnog miksa prema nominacijama raznih projekata koji su konsolidirani u NOS BIH izvještaju. Ključni cilj ovog scenarija je razumjeti implikacije na ključne parametre sustava u slučaju kada bi se realizirale sve investicijske odluke nominirane od elektroprivreda prema NOS-u ;
3. **Troškovno optimirani (IP) NOS BIH scenarij** se bazira na filozofiji razvoja ,proizvodnog miksa sukladno indikativnom planu NOS-a, međutim uz određene korekcije, primarno u domeni godine puštanja u pogon i/ili dekomisije većih projekata;
4. **Blaži obnovljivi scenarij** potiče veći udio obnovljivih izvora energije uz poticanje mjera energetske efikasnosti kao alternativa ostalim scenarijima, koji se tradicionalno temelje na većem učešću termo sektora. Iako ovaj scenarij predstavlja najintenzivniji zaokret u filozofiji planiranja proizvodnog miksa, i dalje se u dobroj mjeri naslanja na ugalj kao danas dominantan prirodni resurs u proizvodnji električne energije, imajući u vidu kompleksnost implementacije potpune dekarbonizacije.

Obrađeni scenariji razvoja proizvodnog miksa rezultat su suradnje Radne skupine FBIH, analiza Projektnog tima te djelomično rezultata studije Svjetske Banke, "*BIH-Power Sector Note*" iz 2017. godine. Studija Svjetske Banke rađena je prema metodologiji i kriteriju troškovne konkurentnosti proizvodnih tehnologija tijekom životnog ciklusa (eng. *LCOE – Levelized Cost of Electricity*) u suradnji sa ključnim dionicima energetske Federacije BiH.

Ključni parametri korišteni prema studiji Svjetske banke odnose se na godine puštanja u rad i dekomisija najznačajnijih elektrana te se oslanjaju na ostale ulazne parametre poput cijene goriva, procjene potrebnih kapitalnih ulaganja za nove projekte, operativne troškove rada elektrana i efikasnost, itd. Potrebno je napomenuti da je u pretpostavkama hidrologija planirana konzervativno te da su pretpostavke jediničnih operativnih i kapitalnih troškova, posebno za OIE projekte, rađene na bazi podataka elektroprivreda u BiH, ali i svjetskih "*benchmark*" podataka. Iz tog razloga postoji mogućnost da su iskazani troškovi izgradnje i rada elektrana za obnovljive izvore energije niži u odnosu na stvarne današnje troškove i iskustva elektroprivreda u BiH. Međutim, s druge strane, daju okvir troškovne strukture kod efikasnog planiranja i provedbe investicije te operativnog upravljanja rada elektrane, dominantno kroz troškove održavanja i proizvodnje (eng. *O&M*).

Plan puštanja u rad objekata OIE za Scenarij radnih skupina⁹ baziran je prema inputima Radne skupine FBIH i analize Projektnog tima za sve vrste tehnologija. U ostalim scenarijima se projekcije za VE oslanjaju na preporuke iz "BIH-Power Sector Note" dokumenta, dok se ostale vrste tehnologija oslanjaju na ulazne parametre Radne skupine FBIH i Projektnog tima.

Budući da su prikazane opcije razvoja proizvodnog miksa okvirne, te predstavljaju razne smjerove razvoja, predlaže se u idućem koraku detaljnija razrada scenarija razvoja proizvodnog miksa Federacije BiH, koja će uz kriterij troškovne konkurentnosti snažnije uključiti i dodatne kriterije poput socijalnog aspekta, različitih kretanja cijena el. energije i kapaciteta u regiji, strategiji razvoja OIE u sustavu poticaja, efekata kogeneracije na efikasnost pogona itd. Upravo bi efekti kogeneracije mogli dodatno povećati troškovnu (OPEX) i cjenovnu efikasnost postojećih i budućih termoelektrana čime bi optimalna godina njihovog puštanja u rad mogla bit i nešto ranije u odnosu na obrađene scenarije.

U nastavku je prikaz dekomisija i puštanja u rad termo objekata u Federaciji BiH gdje TE Tuzla 6 i TE Kakanj 7 rade nakon promatranog perioda do 2035. godine. U entitetskom scenariju je uzeta pretpostavka da će se u oba bloka ugraditi oprema za odsumporavanje sukladno Strategijskom planu razvoja EP BiH do 2035. godine, koji uzima u obzir i Nacionalni plan smanjenja emisija za BiH. Procijenjena vrijednost opreme iznosi dodatnih ~105 miliona EUR kapitalnih troškova. U ostalim scenarijima je uzeta pretpostavka da neće doći do ugradnje kontrolne opreme u postojećim blokovima zbog troškovne isplativosti i starosti blokova, dok je za nove termo objekte uzeta navedena pretpostavka neovisno o scenariju. Za ostale blokove je predviđen prestanak rada, s time da entitetski scenarij predviđa nešto raniji izlazak pojedinih blokova u odnosu na druge scenarije. Što se tiče novih planiranih termo projekata za entitetski scenarij, ulazak blokova Tuzla 7, Kakanj 8 i RiTE Kongora se baziraju na razvojnim planovima EP BiH i EP HZHB. Nadalje, očekivani ulazak privatnih projekata se bazira na procjeni Radne skupine FBIH, gdje se predviđa puštanje u rad TE Banovići 2025. godine, dok se ne planira ulazak TE-TO Zenica prema trenutnim okolnostima razvoja projekta. Kao što je već ranije napomenuto, scenarij Indikativan plan (IP) NOS BiH uključuje nominaciju projekata prema NOS BiH Indikativnom planu 2016. – 2027., uz projekciju do 2035. godine. Troškovno optimiran i blago obnovljivi scenarij s EE predviđaju kasniji ulazak termo objekata ili ih ne uzimaju u obzir. Kad se promatra blok Tuzla 7 u navedenim scenarijima, bitno je još jednom naglasiti da se baziraju na metodologiji najmanjeg troška el. energije (LCOE), te nisu u obzir uzeti ostali parametri poput kogeneracije i postojećih kupaca na toplinskoj mreži koji se moraju nadomjestiti blokom Tuzla 7 zbog gašenja starih blokova. Dodatno, pošto se u blagom obnovljivom scenariju s EE ne predviđa izgradnja Tuzla 7, inkorporiran je ulazak CHP postrojenja na biomasu snage 110 MWe i 240 MWt, kao potencijalnog zamjenskog rješenja za grijanje grada Tuzle. S obzirom da su scenariji indikativni, odluka je na ključnim dionicima energetske Federacije BiH koji bi se scenarij ili kombinacija scenarija trebala odabrati sukladno viziji energetske Federacije BiH (Tablica 5.2.8 i Tablica 5.2.9).

Tablica 5.2.8 Dekomisija postojećih termo objekata

Termo objekt	Snaga (MW)	Scenarij radnih skupina entiteta	Indikativan plan (IP) NOS BiH	Troškovno optimiran IP NOS BiH	Blaži obnovljivi scenarij s EE
Tuzla 3	90	2021	2024	2024	2024
Tuzla 4	180	2022	2024	2024	2024
Tuzla 5	180	2022	2030	2030	2030
Tuzla 6	200	>2035 ¹	>2035 ²	>2035 ²	>2035 ²
Kakanj 5	100	2023	2024	2024	2024
Kakanj 6	100	2024	2027	2027	2027
Kakanj 7	208	>2035 ¹	>2035 ²	>2035 ²	>2035 ²

Napomena: 1) Pretpostavka ugradnje opreme za odsumporavanja u vrijednosti od 49 mil EUR za Tuzla 6 i 46,5 mil. EUR za Kakanj 7 sukladno Strategijskom planu EP BiH do 2035. Ostali razmatrani scenariji ne uzimaju u obzir opremu za odsumporavanje zbog troškovne isplativosti i starosti blokova 2) Pretpostavka rada Tuzla 6 i Kakanj 7 nakon 2035. godine se bazira na inputima EP BiH
Izvor: Radne skupine entiteta, World Bank – Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

⁹ Plan proizvodnje i instalirane snage je razrađen sukladno Akcionom planu za OIE do 2020. uz projekciju stope rasta 2020. – 2035. kao strateškog pogleda na razvoj sektora u FBIH sukladno inputima Radne skupine FBIH

Tablica 5.2.9 Puštanje u rad novih termo objekata sukladno scenarijima

Termo objekt	Snaga (MW)	Scenarij radnih skupina entiteta	Indikativan plan (IP) NOS BIH	Troškovno optimiran IP NOS BIH	Blaži obnovljivi scenarij s EE
Tuzla 7	450	2021	2020	2035*	.*
Kakanj 8	350	2024	2024	2024	2024
Banovići	350	2025	2020	2030	2028
Kongora	2x275	2026	-	-	-
Zenica	385	-	2020	-	-

Napomena: Prema najnovijim podacima EP BIH, instalirana snaga za Tuzlu 7 iznosi 450 MW, dok za Kakanj 8 iznosi 350 MW. Razvoj novih projekata zahtjeva dodatnu prilagodbu/razvoj mrežne infrastrukture.

U slučaju pa

*) Troškovno optimiran scenarij i blago obnovljivi scenarij s EE se baziraju na metodologiji najmanjeg troška el. energije (LCOE), te se u obzir nisu uzeli ostali parametri poput kogeneracije i postojećih kupaca na toplinskoj mreži koji se moraju nadomjestiti blokom Tuzla 7 zbog gašenja starih blokova.

Izvor: Radne skupine entiteta, World Bank – Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

5.2.8.2 Kvalitativan sažetak indikativnih rezultata scenarija razvoja proizvodnog miksa Federacije BIH

U nastavku je dan popis ključnih strateških kriterija koji služe kao smjernice za analizu i razumijevanje scenarija proizvodnog miksa, te presjek kvalitativnih rezultata pojedinog scenarija iz kojih je vidljivo kako scenariji proizvodnog miksa postižu različite ciljeve, odnosno koji su njihovi utjecaji (Tablica 5.2.10).

Konkretno, svi scenariji u relativno visokoj mjeri postižu sigurnost snabdijevanja vlastitom proizvodnjom. Izvozni potencijal je najveći u entitetskom scenariju te scenariju Indikativnog plana NOS BIH, gdje je glavni pokretač izvora termo sektor. U troškovno optimiranom i blago obnovljivom scenariju s EE, razina suficita / deficita se kreće slično kao u proteklom petogodišnjem razdoblju.

Cjenovni miks za troškovno optimirani IP scenarij je najpovoljniji s obzirom na današnje cijene na berzi koje su na relativno niskim razinama. Cjenovno je najnepovoljniji „entitetski scenarij“ s proizvodnim limitom od 30% iznad ukupne domaće potrošnje, čime se smanjuje stupanj utilizacije pogona i uzrokuju veće cijene zbog fiksnih troškova. Ostali scenariji se kreću na gornjoj granici konkurentnosti prema današnjim cijenama na berzi.

Kod doprinosa ukupnih smanjenja lokalnih emisija i CO₂ emisija, najveći doprinos konvergiranju kriteriju ostvaruje blaži obnovljivi scenarij s EE, gdje se smanjuje rad starih blokova a maksimizira novih. Ako se zasebno promatra doprinos smanjenja lokalnih emisija za entitetski scenarij, unapređenje je značajno za postojeći termo sektor jer se zamjenjuju stari blokovi novim efikasnijim blokovima, a dodatno uz to se na postojeće blokove Tuzla 6 i Kakanj 7, koji rade nakon 2035. godine, ugrađuje kontrolna oprema za odsumporavanje. Ostali postojeći blokovi prestaju s radom. S obzirom da se planira dodatna ekspanzija termo sektora, entitetski scenarij ipak ne doprinosi u potpunosti ukupnom smanjenju lokalnih emisija. U slučaju entitetskog scenarija s izvoznim limitom od 30% iznad domaće potrošnje, situacija je značajno povoljnija u terminima lokalnih emisija i CO₂ emisija općenito zbog smanjenog rada termo sektora, ali nauštrb cijene ukupnog proizvodnog miksa zbog fiksnih troškova novih postrojenja. Preostali scenariji imaju općenito nisku razinu ispunjenja kriterija lokalnih emisija i CO₂ emisija s obzirom na pretpostavku da nema ulaganja u kontrolnu opremu za postojeće termo blokove, a dodatno uz to i ambiciozne planove izgradnje novih termo postrojenja.

Kod kriterija udjela OIE u instaliranoj snazi, očekuje se njihovo povećanje u odnosu na današnje razine svih scenarijima osim za scenarij Indikativnog plana (IP) NOS BIH. Ovakav trend je u skladu s planiranim novim hidroelektranama i OIE (koji se prvenstveno odnose na vjetroelektrane). Nastavno na udio u snazi i proizvodnji, pozitivni učinci se očekuju i u samoj strukturi finalne potrošnje električne energije iz OIE.

Svi scenariji zahtijevaju određenu kompleksnost u implementaciji, a naročito se to odnosi na progresivniji scenarij radnih skupina gdje su potrebni značajniji napor u pripremi izgradnje i financiranja brojnih projekata u relativno ambicioznom roku. Situacija je slična i za Indikativan plan (IP) NOS BIH s obzirom da je objektivno teško za očekivati ubranu realizaciju TE Banovići, TE Tuzla 7 i TE-TO Zenica do 2020. godine. Blaži obnovljivi scenarij zahtjeva također određenu težinu implementacije s obzirom da je potrebna veća koordinacija prilikom izgradnje više projekata hidro i OIE kapaciteta, ali isto tako i promjenu filozofije na čišću energiju te uvažavanje socijalnog aspekta (prvenstveno kroz potrebe restrukturiranja sektora uglja). Troškovno optimiran scenarij ne zahtjeva progresivniju promjenu filozofije u kontekstu karbonizacije, dok se izgradnja novih objekata pomiče nakon 2024 / 2025. godine ostavljajući dodatno vremena za pripremu i izgradnju projekata.

Tablica 5.2.10 Kriterij i kvalitativan sažetak scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije FBIH

Ključni faktori scenarija	Kriterij	Scenarij radnih skupina entiteta		Indikativan plan (IP) NOS	Troškovno optimiran IP NOS	Blaži obnovljivi scenarij s EE
		Bez limita izvoza	Limit izvoza 30%			
Cjenovna konkurentnost	• Kretanje prosječne cijene proizvodnog miksa u odnosu na HUPX (40-45 EUR/MWh)	●	○	●	●	●
Sigurnost opskrbe	• U razdoblju do 2035. godine scenarij ostvaruje kumulativni suficit proizvodnje električne energije	●	●	●	●	●
Izvozni potencijal	• Nastavak trenda izvoza sukladno prosjeku posljednjih 5 godina (% ukupne potrošnje)	●	●	●	●	●
Ograničenja emisija SO ₂ , NO _x i čvrstih čestica	• Smanjenje ukupnih emisija i doprinos smanjenju emisija sukladno Nacionalnom planu smanjenja emisija za BiH 2018-2027 kao obveza Energetske Zajednice	●	●	●	○	●
Ograničenja CO ₂ emisija	• Doprinos smanjenju CO ₂ emisija na razini BiH sukladno INDC (do +18% razina CO ₂ u odnosu na 1990. godinu)	○	●	○	●	●
Udio OIE u instaliranoj snazi	• Pozitivan trend rasta udjela OIE u ukupnoj instaliranoj snazi u odnosu na 2016 (49%)	●	●	●	●	●
Implementacija novih projekata	• Jednostavnost implementacije u kontekstu postojećih finansijskih kapaciteta, socijalnog aspekta i dinamike	○	○	○	●	●

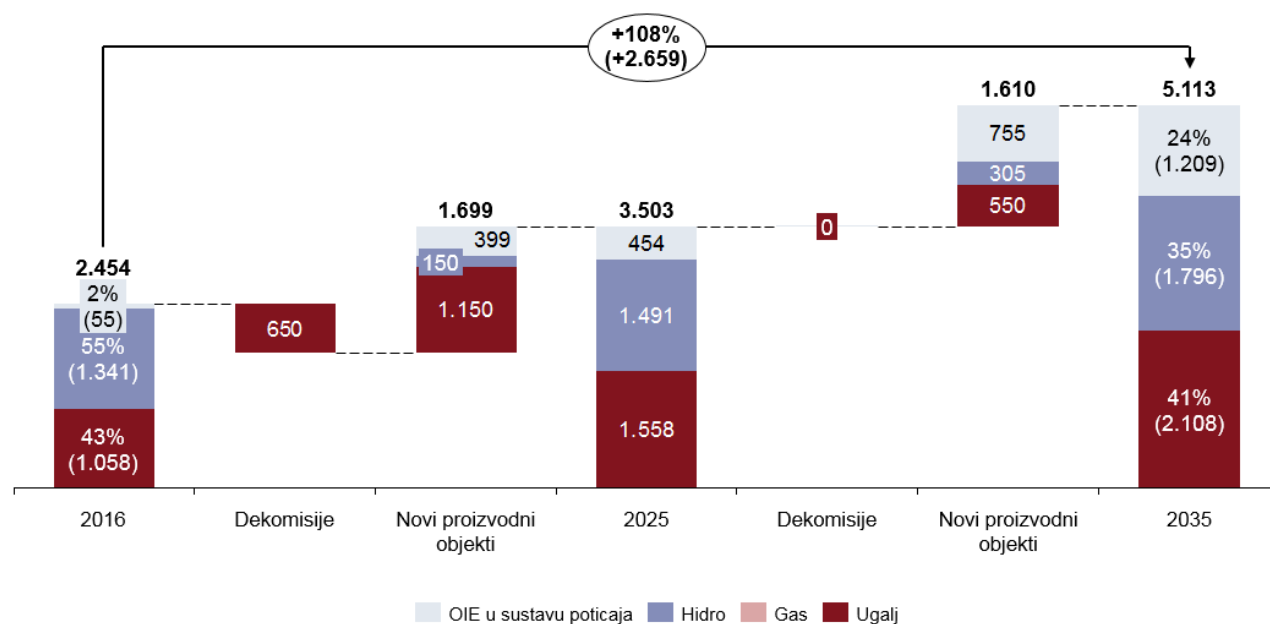
Ispunjenje kriterija (relativni odnosi između scenarija) ○ Nisko ● Visoko

Izvor: World Bank BiH Power Sector Note 2016, radne skupine entiteta, analiza Projektnog tima

5.2.8.3 Scenarij radnih skupina entiteta

U 2016. godini ukupna instalirana snaga kapaciteta iznosi 2.454 MW, od čega 55% čine hidro kapaciteti, a 43% kapaciteti na uglj. Prema ovom scenariju, do 2035. godine je planiran porast instalirane snage za 108%, odnosno u rad će biti pušteni novi objekti, uz dekomisije, ukupne snage od 2.659 MW. Polovica planiranih objekata će biti puštena u rad do 2025. godine, ukupne snage 1.699 MW, dok će se u tom istom periodu dekomisionirati 650 MW. U periodu od 2025. do 2035. godine će u rad biti pušteno još 1.610 MW kapaciteta. Očekuje se porast ukupnog udjela hidroelektrana i elektrana na OIE koje ulaze u sustav poticaja, s 57% na 59%(Slika 5.2.30).

Slika 5.2.30 Instalirani kapacitet po tehnologiji u MW, 2016.-2035. godina (entitetski scenarij)



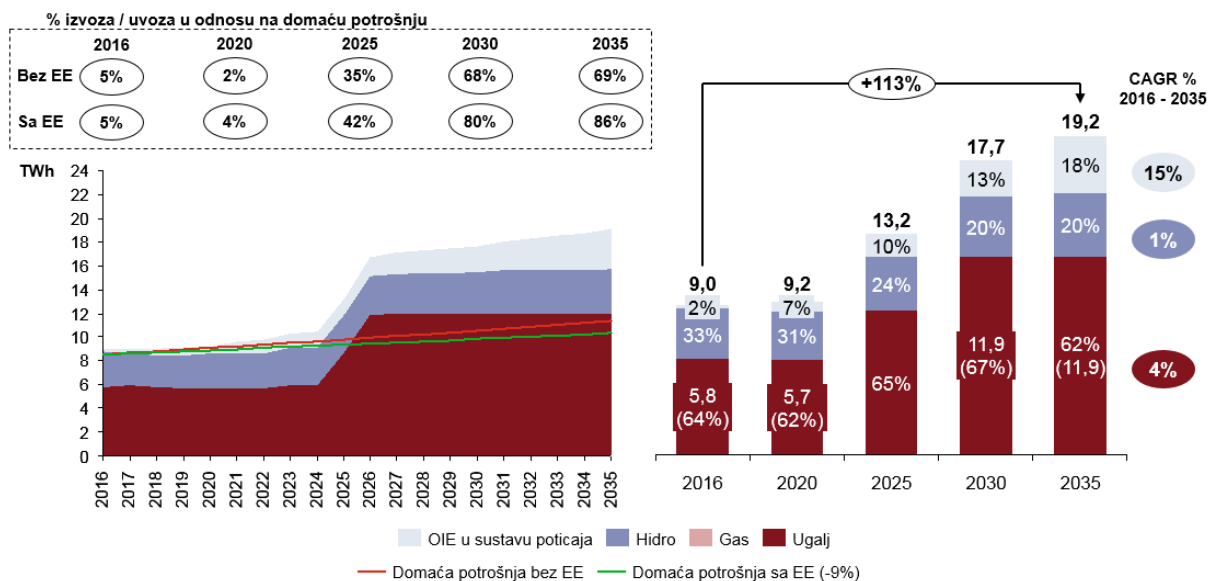
Izvor: analiza Projektnog tima, Radna skupina FBIH

Za scenarij radne skupine su napravljene dvije verzije scenarija:

- za proizvodnju bez izvoznog limita,
- za proizvodnju s izvoznim limitom od 30% iznad domaće potrošnje s prvenstvom ulaska HE i OIE.

U verziji u kojoj nema izvoznog limita, novih 2.659 MW instaliranih kapaciteta bi u 2035. godini dovelo do ~113% veće proizvodnje električne energije nego što je bila u 2016. godini, te bi se tako osigurao visoki izvozni potencijal. U tom bi slučaju suficit bio oko 69% potrošnje, ukoliko se ne koriste mjere energetske efikasnosti, ili 86% s korištenjem mjera energetske efikasnosti. U narednim godinama bi se zadržao gotovo isti udio proizvodnje iz uglja (~ 62%), dok bi se udio proizvodnje iz OIE u sustavu poticaja znatno povećao (s 2% u 2016. godini na 18% u 2035. godini) (Slika 5.2.31).

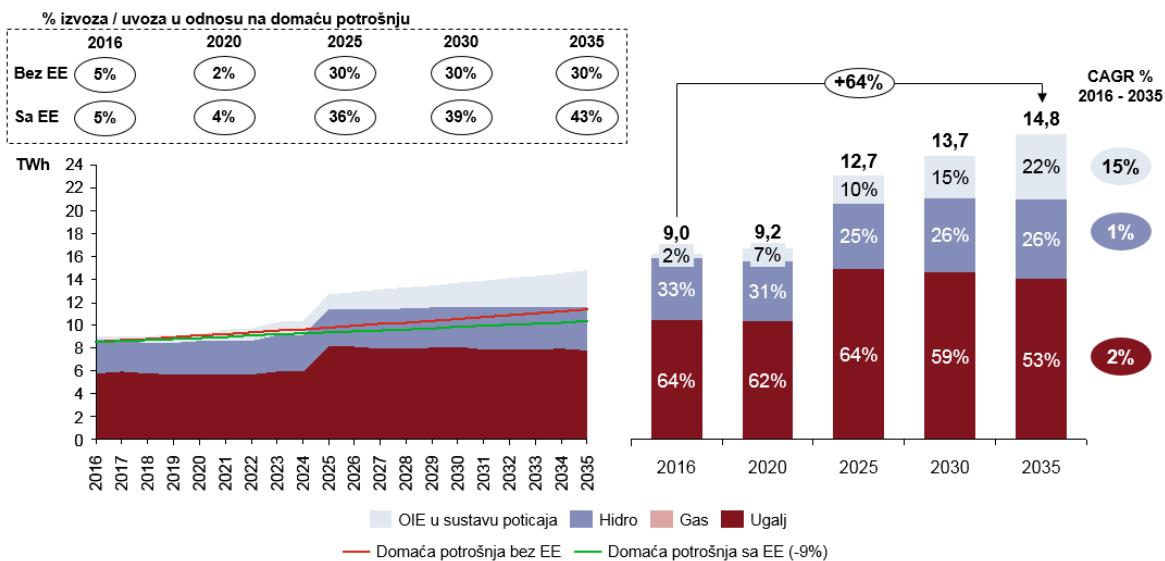
Slika 5.2.31 Kretanje proizvodnje električne energije bez izvoznog limita u TWh, 2016.-2035.godina (entitetski scenarij)



Izvor: analiza Projektnog tima, Radna skupina FBIH

Za drugu verziju scenarija, postavljen je izvozni limit na 30% iznad domaće potrošnje za TE, a prvenstvo ulaska proizvodnje imaju hidroelektrane i druge OIE elektrane. U ovom slučaju, iznos proizvodnje bi bio 64% veći u 2035. godini u odnosu na 2016. Suficit bi tada, bez korištenja mjera energetske efikasnosti iznosio 30%, a sa mjerama 43% u 2035. godini (Slika 5.2.32)

Slika 5.2.32 Kretanje proizvodnje električne energije sa izvoznim limitom u TWh, 2016.-2035. godina (entitetski scenarij)

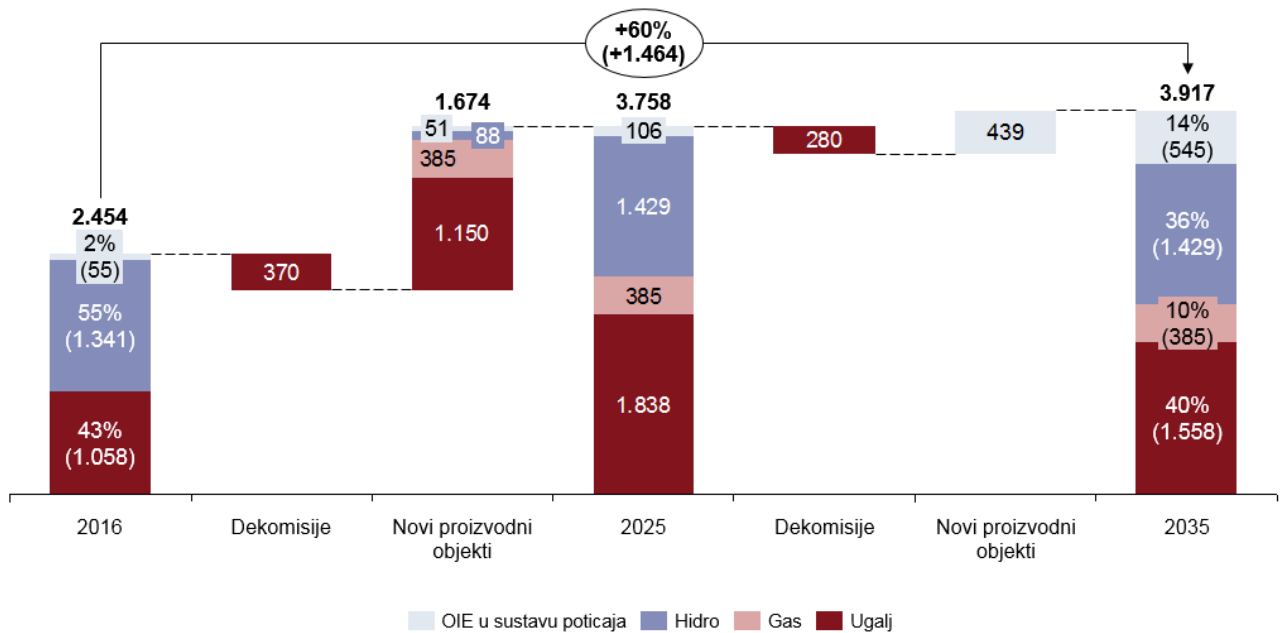


Izvor: analiza Projektnog tima, Radna skupina FBIH

5.2.8.4 Indikativni plan (IP) NOS BIH scenarij

Prilagođen indikativni plan razvoja prema NOS-u predviđa rast ukupnih instaliranih kapaciteta kao i udjela obnovljivih izvora energije. Prema planu do 2025. godine se planira instalirati 1.674 MW novih kapaciteta. Većina instaliranih kapaciteta će biti na uglj, ali će se instalirati i 385 MW kapaciteta na gas (TE-TO Zenica). Nakon 2025. godine se očekuje dekomisija objekata Tuzla 5 i Kakanj 6, dok će u pogon biti pušteno još dodatnih 439 MW iz obnovljivih izvora energije. U 2035. godini bi time iznos instaliranih kapaciteta iznosio 3.917 MW, te će se u odnosu na 2016. godinu ostvariti rast od 60%. Udio velikih hidroelektrana će se relativno smanjiti, s postojećih 55% na 36%, no udio elektrana na ostale obnovljive izvore će se značajno povećati, s 2% na 14% (Slika 5.2.33).

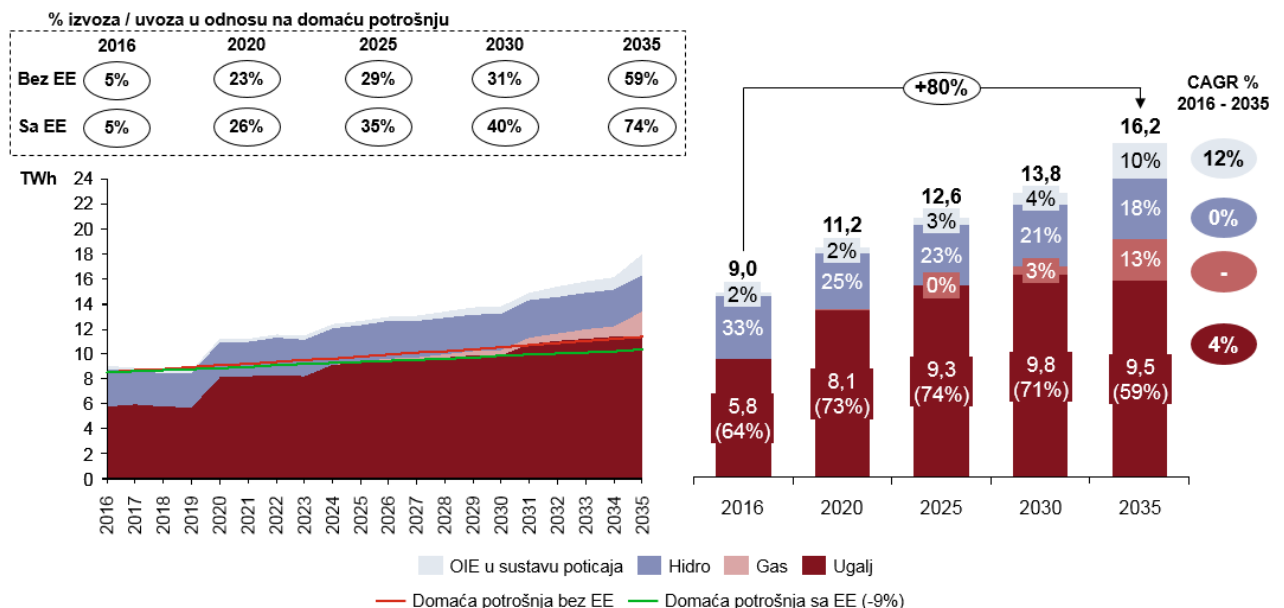
Slika 5.2.33 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016.-2035. godina (IP NOS BIH scenarij)



Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, NOS BIH Indikativan plan 2016.-2027, analiza Projektnog tima

U terminima proizvodnje, predviđen je rast do 2035. godine od 80%, što znači da bi 2035. godine iznos proizvedene električne energije bio 16,2 TWh. Termoelektrane bi i dalje dominirale, s udjelom od 59% za uglj i 13% za gas, dok bi elektrane na obnovljive izvore energije (činile 28%). Suficit bi i u ovom scenariju bio prisutan, u iznosu od 59% u slučaju ne korištenja mjera EE, a ukoliko se one koriste 74% domaće potrošnje (Slika 5.2.34).

Slika 5.2.34 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016.-2035. godina (IP NOS BIH scenarij)

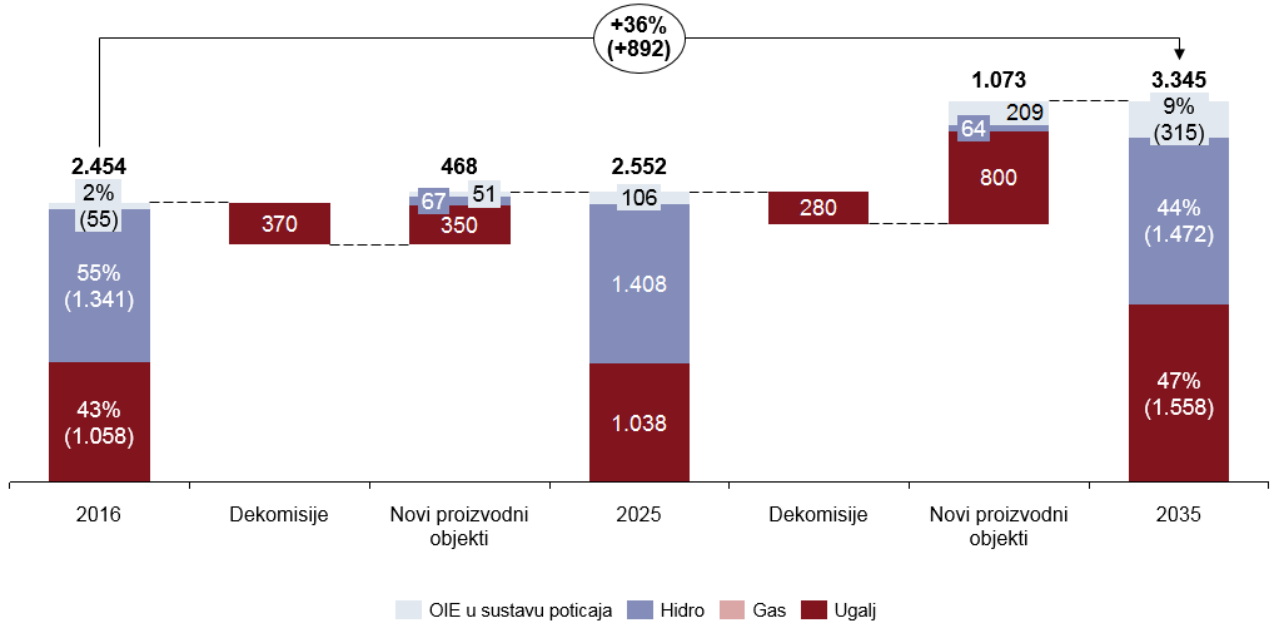


Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

5.2.8.5 Troškovno optimirani IP scenarij

Prema troškovno optimiranom NOS BIH IP scenariju, do 2025. godine će u pogon biti pušteno 468 MW novih kapaciteta, a izvršit će se dekomisija 370 MW. Scenarij karakterizira izgradnja i puštanje u pogon većine novih TE na uglj iza 2025. godine, ukupne snage 800 MW. U tom će periodu u pogon biti pušteno i oko 270 MW kapaciteta iz OIE i HE. Ukupna instalirana snaga 2035. godine bi, u tom slučaju, iznosila 3.345 MW, te će u odnosu na 2016. godinu doći do neto rasta snage od 36% (Slika 5.2.12).

Slika 5.2.35 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016.-2035. godina (troškovno optimiran IP scenarij)

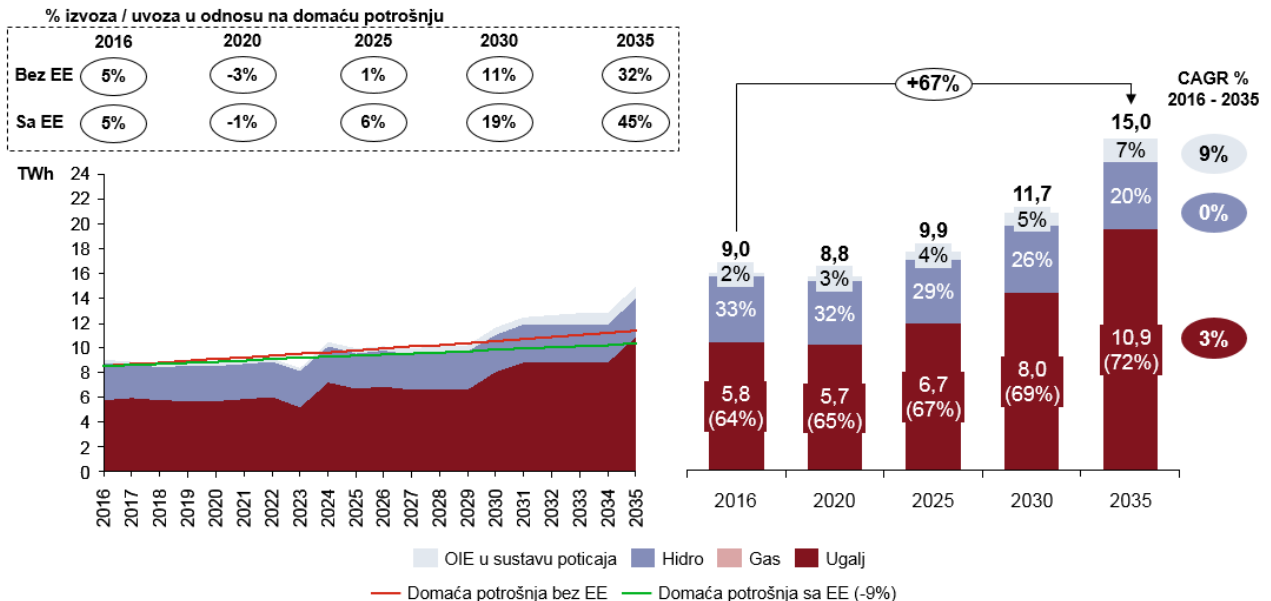


Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

S obzirom na porast instaliranih kapaciteta, doći će i do povećanja proizvodnje. Međutim, zbog pomicanja perioda puštanja u rad termoelektrana na uglj nakon 2025. godine, iznos proizvodnje će do 2030. godine ostati na sličnim razinama kao u 2016. godini. Nakon puštanja TE u pogon, proizvodnja bi prema planu trebala narasti na 15 TWh. Uglj bi dominirao proizvodnjom, s više od 70% udjela.

U ovom scenariju, suficit bi također trebao ostati na današnjim razinama sve do 2030. godine, nakon čega bi se trebao postepeno povećavati (Slika 5.2.36).

Slika 5.2.36 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016.-2035. godina (troškovno optimiran IP scenarij)

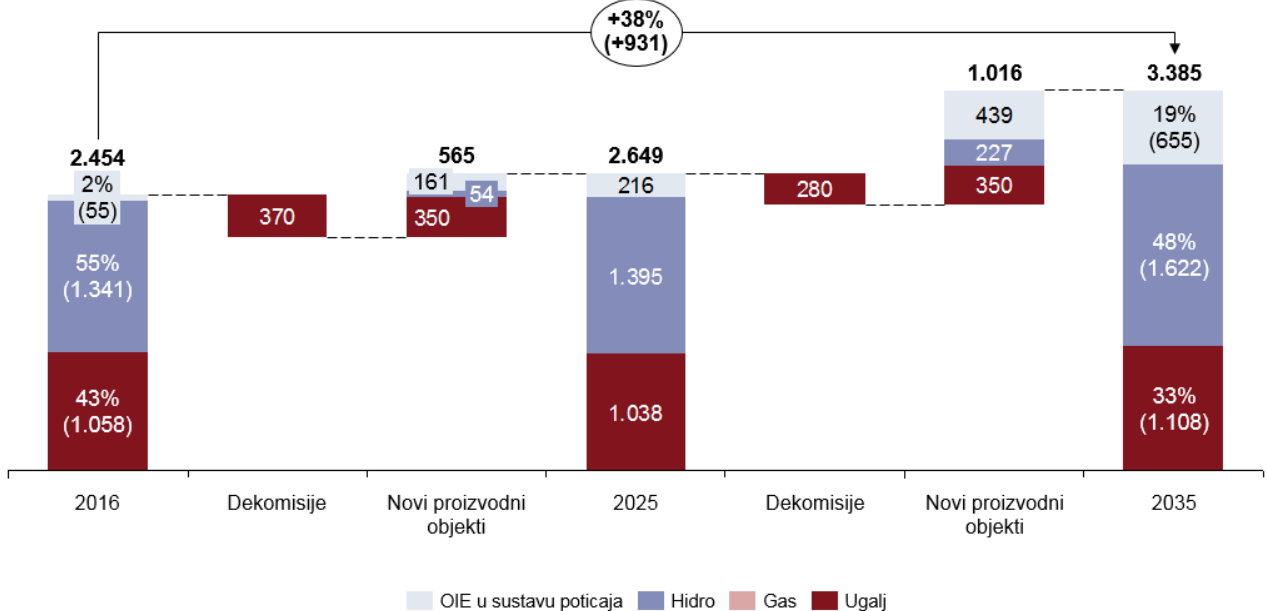


Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

5.2.8.6 Blaži obnovljivi scenarij s energetsom efikasnosti

Ovaj scenarij mijenja strukturu proizvodnog portfelja u odnosu na prethodno navedene scenarije, na način da se značajnije promoviraju obnovljivi izvori energije. Sukladno tome će se povećati udio ukupnih obnovljivih izvora energije u ukupnim instaliranim kapacitetima. Do 2035. godine se očekuje povećanje instaliranih kapaciteta od 38%. Prema planu, u pogon će do 2035. godine biti pušteno ~280 MW kapaciteta velikih hidroelektrana i ~600 MW iz obnovljivih izvora energije. S druge strane, s radom će prestati termoelektrane na uglj u ukupne snage 650 MW, dok će se izgraditi novih 700 MW. Udio ukupnih obnovljivih izvora energije će se povećati na 67% od ukupne instalirane snage (Slika 5.2.37).

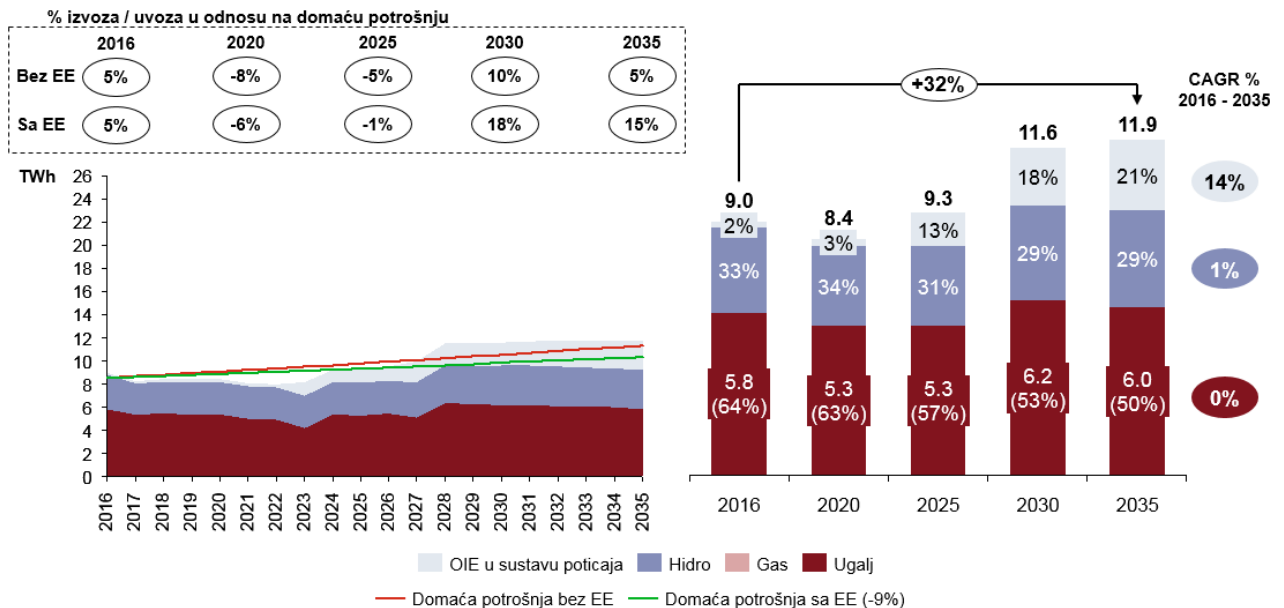
Slika 5.2.37 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016.-2035. godina (blaži obnovljivi scenarij s EE)



Izvor: World Bank - Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

Prema blago obnovljivom scenariju, proizvodnja će se povećati za oko 3 TWh, te će u 2035. iznositi 11,9 TWh. Udio termoelektrana bi se po planu trebao blago smanjiti na 50%, što i dalje predstavlja relativno visoku ulogu termo sektora. Trend razvoja proizvodnog miksa bi se razvijao sličnom dinamikom kao i očekivani rast potrošnje, te bi scenarij i dalje zadovoljavao visoku sigurnost snabdijevanja domaćeg konzuma na sličnim razinama kao danas. U pogledu ostvarenja izvoznog potencijala, za očekivati je da bi se suficit tj. deficit trebao kretati na sličnim današnjim razinama od -8% do 10%, dok bi se u slučaju korištenja mjera EE kretao od -6% od 15% u promatranom periodu. (Slika 5.2.38).

Slika 5.2.38 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016.-2035.godina (blaži obnovljivi scenarij s EE)



Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

5.2.8.7 Sažetak scenarija

U nastavku je dan sažetak rezultata indikativnih scenarija koji daju jasne implikacije i ključne efekte razvoja proizvodnog miksa na strateškoj razini. Na kreatorima energetske politike Federacije BiH je odluka u kojem smjeru se želi pozicionirati u narednih 25 godina. Bitno je da se prilikom strateškog planiranja sagledavaju sveobuhvatno svi rizici i prednosti pojedinih smjerova i opcija za Federaciju BiH.

Najveća kapitalna investicija je procijenjena za entitetski scenarij i iznosi od 4,9 do 6,0 milijarde eura, dok je za ostale scenarije iznos kapitalne investicije otprilike duplo manji. Zbog vrlo progresivnog plana ulaganja, za očekivati je da će se najveća količina električne energije proizvesti u entitetskom scenariju uz osiguravanje izuzetno visokog izvoznog potencijala, te relativno prihvatljivu cijenu koja je na gornjoj granici s cijenama na berzi. Međutim, ukoliko se uzme u obzir i izvozni limit na termo sektor, došlo bi do najveće proizvodne cijene od 51-56 EUR/MWh. Ostali scenariji također imaju relativno prihvatljivije cijene, s time da se najniži cjenovni raspon predviđa u troškovno optimiranom scenariju od 43-47 EUR/MWh. Kao što je već spomenuto u pojedinačnim analizama, u svim scenarijima bi se zadovoljila domaća potrošnja na visokoj razini. Navedeno se posebice odnosi na entitetski scenarij i Indikativan plan (IP) NOS BiH gdje bi se ostvario i solidan suficit za izvoz, a koji bi se kumulativno kretao 40%-50% za entitetski scenarij i 20%-40% domaće potrošnje za Indikativan plan (IP) NOS BiH. Za troškovno optimiran scenarij i blago obnovljivi scenarij s EE, suficit bi se u kumulativu kretao 5%-10% domaće potrošnje, međutim u određenim razdobljima se očekuje određeni deficit. Naročito se to odnosi na period do 2025. godine. Gledajući OIE u instaliranim kapacitetima, veći udio OIE i hidro kapaciteta se predviđa za sve scenarije u odnosu na danas (57% - 62%), osim za Indikativan plan u kojem bi udio hidro i OIE iznosio u prosjeku 46%. Nadalje, u blažem obnovljivom scenariju se ostvaruje visoki udio proizvodnje el. energije hidro i OIE postrojenja, od 43%-50% u ukupnoj proizvodnji obzirom da scenarij predviđa konzervativniju izgradnju novih termo kapaciteta i perioda realizacije. Slična situacija je i kod entitetskog scenarija s izvoznim limitom (41%-50% u ukupnoj proizvodnji), ali zbog niže utilizacije termo sektora što cijenu posljedično čini većom. Svi scenariji, pa čak i blago obnovljiv scenarij, naglašavaju i dalje važnost uglja kao energenta u proizvodnji električne energije. S obzirom na najveća kapitalna ulaganja u termo sektor, predviđa se da će se najviše uglja potrošiti u entitetskom scenariju bez izvoznog limita (140-152 miliona tona uglja) i Indikativnom planu NOS BiH (140-154 miliona tona) u promatranom periodu. Iako se najmanje uglja očekuje u blago obnovljivom scenariju s procijenjenom kumulativnom potrošnjom ~80 - 91 miliona tona, uglj i dalje ima relativno važno ulogu u proizvodnom miksu električne energije. (Tablica 5.2.11).

Tablica 5.2.11 Ključni efekti scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije, 2016.-2035. godina

	CAPEX interval novih objekata ¹⁰ (mlrd.EUR)	Prosječna proizvodna cijena bez CO ₂ (EUR/MWh) ¹¹	Kumulativna proizvodnja (TWh)	Kumulativni izvoz kao % domaće potrošnje	Prosječni % OIE u instaliranoj snazi	Prosječni % OIE u ukupnoj proizvodnji/potrošnji ¹²	Kumulativna potrošnja uglja (mil. tona)
Entitetski scenarij (bez limita izvoza)	4,9 – 6,0	47 – 52	260 – 310	40% - 50%	57%	36% - 40%	140 – 152
Entitetski scenarij (sa limitom izvoza)	4,9 – 6,0	51 – 56	220 – 270	18% - 30%	57%	41% - 50%	110 – 120
Indikativan plan (IP) NOS BiH	2,8 – 3,5	48 – 53	230 – 280	20% - 40%	46%	28% - 40%	140 – 154
Troškovno optimiran IP NOS BiH	2,4 – 2,9	43 – 47	190 – 230	5% - 10%	60%	33% - 40%	110 – 121
Blaži obnovljivi scenarij sa EE	2,1 – 2,6	45 – 49	180 - 220	5% - 10%	62%	43% - 50%	80 - 91

Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, Radna skupina FBIH, analiza Projektnog tima

¹⁰ Odnosi se na procijenjenu ukupnu kapitalnu investiciju novih projekata koji počinju s radom u promatranom periodu

¹¹ CAPEX i OPEX se baziraju na temelju usporedbe s dobrim industrijskim praksama

¹² Ukoliko je u strukturi izvoza jednak udio proizvedene električne energije iz svih izvora

5.2.8.8 Popis potencijalnih kandidata-projekata novih objekata

U nastavku je dan popis ključnih (potencijalnih) budućih proizvodnih objekata te njihove indikativne tehničke karakteristike¹³, koje služe kao potencijalna lista planiranih većih proizvodnih objekata. Realizaciju potencijalnih novih projekata je potrebno planirati i realizirati u skladu s donesenim i budućim Akcionim planovima, EU/EZ obvezama i dugoročnoj održivosti za Federaciju BiH (Tablica 5.2.12).

Tablica 5.2.12 Popis potencijalnih novih većih objekata u FBiH

#	Vrsta	Objekt	Instalisana snaga (MW)	Planska proizvodnja (GWh/god.)	Indikativan CAPEX (mil. EUR)	Indikativan period godine ulaska
1	Ugalj	TE Tuzla 7	450	2.650	820	2020-2035
2	Ugalj	TE Kakanj 8	350	2.000	520	2024-2028
3	Ugalj	TE Banovići	350	2.200	525	2020-2030
4	Ugalj	RiTE Kongora	550	3.000	1.100	2025-2035
5	Gas	TE-TO Zenica	385	3.250	380	2020-2035
6	Hidro	HE Vranduk	20	95	70	2019-2023
7	Hidro	HE Ustikolina	59	240	90	2022-2030
8	Hidro	HE Glavatićevo	28	100	60	2030-2034
9	Hidro	HE Han Skela	9	40	15	2022-2028
10	Hidro	HE Vrletna Kosa	25	50	45	2022-2028
11	Hidro	HE Bjelimići	100	220	140	2023-2035
12	Hidro	HE Janjčići	13	80	55	2021-2028
13	Hidro	HE Kovanići	10	45	40	2025-2028
14	Hidro	HE Babino Selo	5	25	30	2023-2026
15	Hidro	HE Neretvica I	9	40	20	2017-2019
16	Hidro	HE Neretvica II	15	50	30	2023-2025
17	Hidro	HE Una Kostela	6	20	12	2018-2020
18	Hidro	CHE Vrilo	66	200	90	2020-2023
19	Hidro	HE Dub	9	20	12	2018 – 2020
20	Hidro	CHE Kablić	52	75	60	2020-2027
21	Hidro	HE Ugar Ušće	12	35	13	2020-2023
22	Hidro	HE Ivik	11	20	7	2020-2026
23	Hidro	Male HE na Cetini	15	75	25	2024-2035
24	Biomasa	CHP termoelektrana ¹	110 ²	800	140	2022-2024
25	Vjetar	VE Mesihovina	50	200	90	2017-2018
26	Vjetar	VE Poklečani	72	260	110	2020-2025
27	Vjetar	VE Velika Vlajna	32	90	50	2023-2028
28	Vjetar	VE Borova Glava	52	150	80	2026-2030
29	Vjetar	VE Podveležje	48	120	70	2018-2019
30	Vjetar	VE Vlašić	48	120	70	2021-2025
31	Vjetar	VE Bitovinja	54	145	80	2027-2035
32	Vjetar	VE Zukića Kosa	15	35	25	2028-2035
33	Vjetar	VE Medveđak	40	95	60	2031-2035+
34	Vjetar	VE Rostovo	20	50	30	2033-2035+
35	Vjetar	VE Borisavac	48	115	70	2035-2035+

Napomena: sve ostale vrste tehnologija u sklopu OIE su prikazane kao indikativni ciljevi do 2035. godine u poglavlju „Obnovljivi izvori energije“, 1) Planska CHP termoelektrana je moguća opcija u sklopu toplinarstva, ali i proizvodnje el. energije u blago obnovljivom scenariju s obzirom na dekomisije postojećih blokova, 2) 110MWe + maksimalno 240MWt
Izvor: Radna skupina FBiH, analiza Projektnog tima

¹³ Navedeni parametri se mogu mijenjati, te je njihova daljnja razrada predmet dodatnih tehničkih studija i dokumenata

5.2.8.9 Indikativna (alternativna) opcija - kogeneracijski scenarij

U nastavku je dana indikativna analiza i komentar na alternativan pristup postizanja snažno obnovljivog scenarija, baziranog na ideji intenzivnog korištenja kogeneracijskih postrojenja na biomasu (i „*dual-fuel*“), koja bi dominantno zamijenila postojeće termoelektrane na uglj. Ovakav scenarij predstavlja teorijsko razmišljanje kao jednom od mogućih način zadovoljenja potreba za energijom u slučaju da Europa ubrzano krene u vrlo progresivnu dekarbonizaciju. Navedeni scenarij nije detaljnije razrađen po uzoru na ostale scenarije, već je razrađen kvalitativno i kvantitativno na višoj razini. Kogeneracijski obnovljivi scenarij zahtjeva vrlo kompleksnu implementaciju i brojne uslove koji bi se trebali zadovoljiti da bi scenarij bio dugoročno održiv. Cilj navedenog scenarija, koji teži prema potpunoj dekarbonizaciji energetskog sustava, je prikazati opciju koja može biti, ako ne dominantna, barem dio budućeg promišljanja razvoja proizvodnog miksa Federacije BiH. Postrojenja za kogeneraciju električne i toplotne energije na biomasu, moraju biti ekonomski konkurentna postojećim sustavima koje kao energent koriste uglj. Prema Europskoj direktivi o energetske efikasnosti, države moraju procijeniti potencijal kogneracije električne i toplinske energije, daljinskog grijanja i hlađenja. Efikasna kogeneracija uvjetuje da je lokacija postrojenja u neposrednoj blizini područja na kojemu se konzumira proizvedena toplotna energija. Također, cijena izgradnje objekata mora biti minimalna pa se nameće korištenje postojećih toplinarskih objekata. Imajući u vidu malu gustoću naseljenosti i mali broj urbanih centara, mogućnost efikasnog uvođenja kogneracije na biomasu postoji u gradovima Tuzla i Kakanj. Za navedene gradove procijenjena je potrebna količina goriva na godišnjoj razini ukoliko se izgrade već provjereni blokovi s električnim kapacitetom od 160 MWe i toplotnim kapacitetom od 240 MWt (Tablica 5.2.13). U gradu Tuzla predviđena su 1-2 bloka s navedenim kapacitetom, te u gradu Kakanj 2-3 bloka s navedenim kapacitetom.

Tablica 5.2.13 Potrebna količina goriva za optimalni portfelj termoelektrana-toplana (indikativno)

Objekt	Električni kapacitet (MWe)	Toplotni kapacitet (MWt)	Maksimalna godišnja proizvodnja električne energije (GWhe)	Maksimalna potrebna količina goriva (GWht)
Tuzla	160-320	480	2.400	6.000
Kakanj	320-480	720	3.600	9.000
Ukupno	480-800	1.200	6.000	15.000

Izvor: analiza Projektnog tima

U slučaju Tuzle projektiranje i gradnja kogeneracijskog postrojenja može početi odmah, što bi osiguralo ulazak u pogon prvog bloka krajem 2022., te eventualnog drugog bloka krajem 2023. godine. Tijekom perioda izgradnje navedenog postrojenja potrebno je izgraditi i razviti toplinsku mrežu. Postoji mogućnost širenja i modernizacije mreže u gradu Tuzla ali također i povezivanje naselja Lukavac, Živinice i ostalih okolnih naselja. Izgradnjom novih blokova na biomasu u Kakanju također se podrazumijeva širenje i modernizacija toplinske mreže u gradu Kakanj, ali također i povezivanje grada Zenica i okolnih naselja. Za navedeno područje potrebno je izgraditi dva bloka na biomasu na području TE Kakanj, predviđeno je da projektiranje i izgradnja blokova može početi odmah te bi prvi blok ušao u pogon 2022. godine a drugi blok 2023. godine. Postoji mogućnost povezivanja grada Sarajevo dalekotoplovođom, te je u tom slučaju potrebno izgraditi i treći blok na biomasu na području današnje TE Kakanj. Problem izgradnje navedenog bloka je nedostatak prostora na sadašnjem području termoelektrane, pa bi se prvo morali ukloniti stari blokovi kako bi se mogao izgraditi novi blok na biomasu. Predviđeni period za realizaciju ovoga projekta je kraj 2026. godine, što odgovara dinamici širenja toplinske mreže. Prema električnom i toplotnom kapacitetu postrojenja za kogeneraciju i prema veličini tržišta, napravljena je procjena očekivane proizvodnje električne i toplotne energije (Tablica 5.2.14). Uz potrošnju toplinske energije od strane fizičkih i pravnih lica za grijanje prostorija i pripremu tople vode, toplotna energija se može koristiti za sušenje biomase čime joj se povećava kvaliteta i efikasnost korištenja.

Tablica 5.2.14: Predviđena proizvodnja električne i toplinske energije (indikativno)

Objekt	Očekivana proizvodnja električne energije (GWhe/god.)	Očekivana proizvodnja komercijalne toplinske energije (GWht/god.)	Očekivana proizvodnja toplinske energije za sušenje biomase (GEht/god.)
Tuzla B1	2.200	1.000	192
Tuzla B2	2.200	1.000	192
Kakanj B1	1.100	530	192
Kakanj B1	1.100	530	192
Kakanj B1	1.100	530	192
Ukupno	5.500	2.590	960

Izvor: analiza Projektnog tima

Kogeneracijski obnovljivi scenarij zamjenjuje proizvodnju električne energije i toplotne energije iz uglja proizvodnjom iz biomase koja se smatra „ugljično neutralnim“ izvorom. Prelaskom na biomasu kompletno se eliminiraju emisije CO₂ zbog sagorijevanja uglja. Uz emisije zbog sagorijevanja uglja za proizvodnju energije, ujedno se eliminiraju emisije CO₂ iz transportnih goriva koja se koriste u rudnicima uglja, ali se povećavaju emisije iz sagorijevanja goriva za šumske radove i transport biomase. Imajući u vidu da je u slučaju biomase količina transportiranog materijala oko 6 puta manja, ali je udaljenost transporta nešto veća, uz poboljšanu efikasnost motora s unutarnjim sagorijevanjem i elektrifikaciju dijela transporta, emisije zbog sagorijevanja goriva u transportu se mogu smatrati ekvivalentne. U FBiH postoji potencijal pošumljavanja oko 66.000 ha devastiranih i opustošenih zemljišta. Pošumljavanjem navedenih područja topolom ostvaruje se sekvestracija CO₂ oko 1,4 MtCO₂/god., u periodu od četiri godine. Tijekom navedene 4 godine, prije prve siječe, ukupna sekvestracija CO₂ iznosi oko 5,6 MtCO₂, nakon čega prestaje sekvestracija i bilans CO₂ ostaje oko nule.

Razmatranim scenarijem se ostvaruje širenje toplinskih sistema na naselja u blizini predviđenih toplinskih sistema, čime se uvelike zamjenjuju neefikasni individualni sistemi grijanja znatno efikasnijim toplinskim sistemima.

5.2.9 Regulatorni i institucionalni okvir

5.2.9.1 BIH razina

Institucije na državnom nivou imaju nadležnost nad prijenosom električne energije. Prema odredbama Zakona o prijenosu, regulatoru i operatoru sistema električne energije u BiH:

- Regulaciju vrši: Državna regulatorna komisija za električnu energiju
- Vođenje sistema vrši: Nezavisni operater sistema
- Upravljanje prijenosnom mrežom i sredstavima obavlja: Elektroprijenos Bosne i Hercegovine
- Kreiranje politike obavlja: Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa.

5.2.9.1.1 Državna regulatorna komisija za električnu energiju (DERK)

DERK ima nadležnost i odgovornost nad prijenosom električne energije, operacijama prijenosnog sistema, međunarodnom trgovinom električnom energijom kao i nad pitanjem proizvodnje, distribucije i snabdijevanja kupaca električne energije u BD, a u skladu s međunarodnim normama i standardima Evropske unije.

Među nadležnosti i ovlaštenja DERK-a spadaju:

1. izdavanje, promjene, suspenzija, ukidanje i praćenje, te provođenje poštivanja licenci iz svoje jurisdikcije,
2. regulacija, odobravanje i nadzor tarifa i tarifnih metodologija za usluge prijenosa, pomoćne usluge i rad NOS-a, te snabdijevanje kupaca električne energije u BD,
3. izdavanje pravila i propisa u okviru svoje nadležnosti, među koje spada i revizija i usvajanje tržišnih pravila i mrežnih kodeksa, te normi i uslova za priključak i pristup mrežama,
4. uspostavljanje, praćenje i provođenje pravila vezanih za fer i nediskriminirajući pristup trećih strana prijenosnoj mreži,
5. praćenje i provođenje uvjeta vezanih za međunarodnu trgovinu električnom energijom, posebno osiguravanje da su ispunjeni i ispoštovani međunarodni tehnički zahtjevi,
6. uspostavljanje, praćenje i provođenje standarda kvalitete usluga prijenosa električne energije i pomoćnih usluga,
7. koordiniranje i odobravanje investicijskih planova kompanije za prijenos električne energije, uključujući planove vezane za prijenosnu mrežu i kvalitet usluga prijenosa električne energije,
8. praćenje djelotvornosti mehanizma i metoda kojima se osigurava ravnoteža između potražnje i ponude električne energije u sistemu,
9. zaštita potrošača, kojom se osigurava: pravedan i ravnopravan tretman, visokokvalitetne usluge, konkurencija i sprečavanje antikongrencijskih aktivnosti,
10. rješavanje sporova među korisnicima sistema, u skladu sa regulatornim ovlaštenjima i odnosnim državnim zakonima,
11. stvaranje i održavanje konkurentnih tržišta kada je to izvodivo, i prevencija protukongreentnog ponašanja,
12. odobravanje mehanizma rješavanja preopterećenosti kapaciteta sistema za prijenos električne energije,
13. reguliranje standarda usluga, kodeksa ponašanja i računovodstvenih zahtjeva vlasnika licenci,
14. izdavanje godišnjih izvještaja i drugih javnih informacija o DERK-u.

DERK, kao dokumente strateškog karaktera odobrava Indikativni plan razvoja proizvodnje i Dugoročni plan razvoja prenosne mreže u BiH, koji se izrađuju svake godine za desetogodišnji period. Indikativni plan informiše sadašnje i buduće korisnike elektroenergetskog sistema o potrebama i postojećim projektima izgradnje novih proizvodnih kapaciteta. Dugoročni plan definiše potrebna pojačanja postojećih i izgradnju novih objekata prenosne mreže, obuhvatajući i problematiku novih prekograničnih vodova.

Odluke i rješenja DERK-a su javne i objavljuju se u službenim glasilima BiH, FBiH i RS.

5.2.9.1.2 Nezavisni operator sistema (NOS)

Zakonom o osnivanju nezavisnog operatora sistema u BiH uspostavljen je NOS, čija je nadležnost i funkcija da upravlja sistemom prijenosa električne energije u BiH u svrhu osiguranja kontinuiranog snadbijevanja električnom energijom po definiranim standardima kvaliteta. NOS je neprofitna kompanija BiH u vlasništvu entiteta RS i FBiH koja svoju djelatnost obavlja na cijeloj teritoriji BiH.

Među nadležnosti i ovlaštenja NOS-a spadaju:

1. upravljanje radom svih visokonaponskih prijenosnih uređaja u BiH naponskog nivoa 110 kV ili više, osim što NOS može dodijeliti ovlaštenje odgovarajućim stranama koje su uključene u aktivnosti prijenosa za upravljanje radom određenih visokonaponskih prijenosnih uređaja od kojih se ne zahtijeva omogućavanje slobodnog protoka električne energije iz značajnih energetskih izvora preko međusobno povezane prijenosne mreže,
2. izdavanje uputstava za dispečiranje proizvođačima i uvozcima,
3. rukovođenje uređajima i sredstvima centralnog kontrolnog centra i bilo kojim sredstvima za daljinsku kontrolu,
4. rukovođenje balansnim tržištem,
5. nabavka pomoćnih usluga i pružanje sistemskih usluga,
6. pripremanje, modifikovanje i primjena standarda pouzdanosti, tržišnih pravila i mrežnog kodeksa,
7. osiguravanje nediskriminatornog ponašanja prema korisnicima sistema ili klasama korisnika sistema,
8. razrada i distribucija faktura kao što je predviđeno Statutom za tarife NOS-a koje su zasnovane na troškovima rada sistema NOS-a, te za transakcije na balansnom tržištu,
9. koordinacija i odobravanje planiranih prekida snadbijevanja prijenosnih i proizvodnih postrojenja i koordiniranje i odobravanje promjene rasporeda prekida,
10. pregledanje, odobravanje, direktna revizija i objavljivanje dugoročnog plana razvoja prijenosa koji dostavi Elektroprijenos,
11. utvrđivanje indikativnog proizvodnog razvojnog plana s podacima dostavljenim od proizvođača, distributivnih kompanija i krajnjih korisnika koji su direktno povezani na prijenosni sistem,
12. uspostavljanje odgovarajuće poslovne politike i pravila o tretmanu povjerljivih informacija, što je predmet revizije DERK-a,
13. pripremanje godišnjih i tromjesečnih izvještaja o radu prijenosnog sistema i balansnom tržištu električne enegije.

Mrežni kodeks, koji priprema i usvaja NOS a odobrava DERK:

- a) definiše minimum tehničkih i operativnih zahtjeva za povezivanje u jedinstven elektroenergetski sistem direktno priključenih proizvodnih jedinica, direktno priključenih kupaca na prenosnu mrežu i distributivnih sistema unutar BiH,
- b) utvrđuje operativne procedure i principe međusobnih odnosa NOS-a, Elektroprijenosa BiH i korisnika prenosne mreže u BiH i to u normalnim i poremećenim uslovima rada elektroenergetskog sistema (EES),
- c) ima za cilj da omogući razvoj, održavanje i upravljanje prenosnom mrežom u skladu sa pravilima ENTSO-E i pozitivnom evropskom praksom u ovoj oblasti,
- d) povezan i usklađen je sa Tržišnim pravilima i odgovarajućim pravilnicima koji se odnose na priključak i korištenje prenosne mreže BiH,
- e) pobliže definiše nadležnost i ovlaštenje NOS-a za obavljanje sljedećih aktivnosti:
- f) nadzor i upravljanje radom prenosne mreže u BiH naponskog nivoa 400, 220 i 110 kV. Funkcije upravljanja pojedinim elementima prenosne mreže, posebnim sporazumom, NOS može prenijeti na Elektroprijenos BiH;
- g) daljinska kontrola uređajima koji su neophodni za upravljanje radom prenosne mreže u realnom vremenu;
- h) daljinsko očitavanje mjernih uređaja neophodnih za upravljanje balansnim tržištem i poravnanjem;
- i) davanje uputa balansno odgovornim stranama u cilju postizanja planiranog programa razmjene i anuliranja debalansa;
- j) usklađivanje i odobravanje planiranih isključenja elemenata prenosne mreže i proizvodnih objekata;
- k) odobravanje i kontrola tranzita preko prenosne mreže uz uvažavanje tehničkih ograničenja;
- l) komunikacija, razmjena podataka i koordinacija svih aktivnosti sa operatorima susjednih sistema, ENTSO-E kontrolnog bloka i ENTSO-E;
- m) pregledanje, odobravanje, direktna revizija i objavljivanje Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže;
- n) priprema, odnosno utvrđivanje Indikativnog plana razvoja proizvodnje;
- o) nabavka pomoćnih i pružanje sistemskih usluga.
- p) propisuje da svaka aktivnost neposredno vezana za transformatore 110/x kV je u nadležnosti Elektroprenosa BiH,
- q) da NOS i Elektroprenos BiH sarađuju i koordiniraju aktivnosti u vezi sa svim pitanjima koja se odnose na primjenu i provođenje zakona i Mrežnog kodeksa, te ostalim pitanjima vezanim za efikasno funkcioniranje, održavanje, izgradnju i širenje prenosne mreže,
- r) za sve tehničke uslove koji nisu eksplicitno definisani Mrežnim kodeksom, NOS se može pozvati na međunarodne standarde i preporuke.

NOS priprema i Tržišna pravila, koja odobrava DERK, a čiji su predmet ekonomski aspekti rada i upravljanja elektroenergetskim sistemom i koja, između ostalog, definišu:

- ulogu, prava i obaveze učesnika na tržištu električne energije u BiH,
- način nominacije i renominacije dnevnih rasporeda te proceduru obavijesti o ugovorima,
- način obračuna injektovane i preuzete električne energije u mreži,
- balansnu odgovornost,
- tržišni aspekti nabavke, aktivacije i obračuna pomoćnih usluga,
- način određivanja cijena debalansa,
- obračun debalansa i troškova debalansa balansno odgovornih strana.

Osnovni cilj Tržišnih pravila je siguran i pouzdan pogon elektroenergetskog sistema BiH kroz efikasan i ekonomičan sistem pomoćnih usluga i balansnog tržišta te stvaranje uslova za daljnji razvoj veleprodajnog i maloprodajnog tržišta električne energije u BiH.

Osnovni principi Tržišnih pravila su:

- tržišni aspekt balansiranja elektroenergetskog sistema BiH i nabavke pomoćnih usluga,
- ravnopravan i nediskriminatoran tretman svih učesnika na tržištu,
- transparentnost.

NOS-u je zabranjeno da se bavi na bilo koji način aktivnostima koje uključuju: proizvodnju, snabdijevanje, trgovinu ili distribuciju električne energije, ili bilo kojom drugom aktivnosti. Rad NOS-a reguliše DERK.

5.2.9.1.3 Elektroprijenos Bosne i Hercegovine

Zakonom o osnivanju kompanije za prijenos električne energije u BiH uspostavljen je Elektroprijenos BiH a.d. Banja Luka, kompanija za prijenos električne energije. Elektroprijenos je nastao prijenosom sredstava, obaveza i vlasničkih prava nad imovinom neophodnom za prijenos električne energije i djelatnosti koje se odnose na prijenos, iz elektroprivrednih preduzeća u BiH. Elektroprijenos ima prirodni monopol na tržištu, a njen rad reguliše DERK. Djelatnost Elektroprijenosna je prijenos električne energije i sve djelatnosti u vezi sa održavanjem, izgradnjom i proširenjem elektroprijenosne mreže u BiH.

5.2.9.2 Regulativa u Federaciji BiH

Zakon o električnoj energiji FBiH uređuje funkcionisanje elektroenergetskog sektora, elektroprivredne djelatnosti, razvoj tržišta električne energije, regulisanje tržišta, opće uslove za isporuku električne energije, planiranje i razvoj, izgradnju, rekonstrukciju i održavanje elektroenergetskih objekata, nadzor nad provođenjem zakona i druga pitanja od značaja za obavljanje elektroprivredne djelatnosti u FBiH.

Regulatorne djelatnosti u oblasti električne energije u FBiH obavlja Regulatorna komisija za energiju (FERK), koja ima slijedeće nadležnosti:

1. nadzor i regulisanje odnosa između proizvodnje, distribucije, snabdijevanja i kupaca električne energije, uključujući i trgovce električnom energijom,
2. nadzor tržišta električne energije,
3. donošenje metodologije i utvrđivanje tarifnih stavova, rokova i uslova za korištenje distributivnih sistema,
4. utvrđivanje cijena usluge javnog snabdjevača do potpunog otvaranja tržišta električne energije ili davanje saglasnosti na cijene usluge javnog snabdjevača nakon potpunog otvaranja tržišta električne energije,
5. donošenje metodologije za utvrđivanje naknade, rokova i uslova za priključak na distributivnu mrežu,
6. davanje saglasnosti na iznos naknada za priključak na distributivnu mrežu,
7. izdavanje, obnova, prijenos ili oduzimanje dozvola za proizvodnju, distribuciju, snabdijevanje, trgovinu električne energije i operatora za obnovljive izvore energije i kogeneracije,
8. izdavanje prethodne saglasnosti za izgradnju direktnih dalekovoda,
9. donošenje Općih uslova za isporuku električne energije i Mrežnih pravila distribucije,
10. donošenje metodologije o načinu utvrđivanja garantovanih otkupnih cijena električne energije iz postrojenja koja koriste obnovljive izvore i kogeneraciju,
11. utvrđivanje referentne cijene električne energije za postrojenja koja koriste obnovljive izvore i kogeneraciju,
12. propisivanje procedura i kriterija za odabir rezervnog snabdjevača, uključujući i vrijeme trajanja usluge rezervnog snabdjevača, te vrši nadzor nad primjenom cijene usluge rezervnog snabdjevača,
13. pokretanje postupka za izdavanje prekršajnih naloga,
14. donošenje metodologije za utvrđivanje količina i cijene za obračun električne energije po osnovu neovlaštenje potrošnje.

Elektroprivrednim djelatnostima smatraju se:

- proizvodnja električne energije,
- distribucija električne energije,
- snabdijevanje električnom energijom i
- trgovina električnom energijom.

Elektroenergetski subjekt koji obavlja dvije ili više elektroprivrednih djelatnosti, ili uz elektroprivrednu djelatnost obavlja i drugu djelatnost, dužan je te djelatnosti obavljati funkcionalno razdvojeno.

Elektroprivredne djelatnosti proizvodnje električne energije radi prodaje na tržištu i snabdijevanja električnom energijom kvalifikovanih kupaca obavljaju se prema pravilima kojima se uređuju tržišni odnosi u kojima elektroprivredni subjekti slobodno dogovaraju količinu, cijenu i uslove isporuke električne energije, zaključenjem kratkoročnih i dugoročnih ugovora ili direktnim učešćem na organiziranom tržištu. Proizvodnja električne energije za nekvalifikovane (tarifne) kupce i za kvalifikovane kupce koji nisu odabrali snabdjevača na slobodnom tržištu, distribucija električne energije, kao i snabdijevanje električnom energijom obavljaju se u okviru vršenja obaveze javne usluge.

Distributivni sistem čine elektroenergetski objekti (postrojenja i vodovi) niskog i srednjeg napona putem kojih se vrši distribucija električne energije. Distributivni sistem mora biti dostupan svim korisnicima na objektivan, transparentan i nediskriminirajući način. Za pogon, upravljanje, održavanje, izgradnju i razvoj distributivnog sistema odgovoran je elektroenergetski subjekt koji posjeduje dozvolu/licencu za obavljanje djelatnosti distribucije: operator distributivnog sistema (ODS). ODS je dužan na objektivan, transparentan i nediskriminatoran način priključiti na svoje objekte sve zainteresovane kupce/proizvođače, ako za to postoje tehnički i energetske uslovi. Pogon i način vođenja distributivne mreže u elektroenergetskom sistemu uređuje se Mrežnim pravilima distribucije, koje na prijedlog ODS-a donosi FERK. Zakonom o električnoj energiji je također propisano da ODS koji je u sastavu vertikalno integrisanog preduzeća, funkcioniše nezavisno u pogledu svog pravnog oblika, organizacije i donošenja odluka.

Općim uslovima za isporuku električne energije definišu se energetske i tehničke uslovi, te ekonomski odnosi između proizvođača, distributera, snabdjevača, korisnika mreže i krajnjeg kupca električne energije, uključujući i podnosioca zahtjeva za dobijanje elektroenergetske saglasnosti. Opće uslove donosi FERK.

Snabdijevanje kvalifikovanih kupaca električnom energijom je djelatnost u kojoj kvalifikovani kupac i snabdjevač koji posjeduje dozvolu za obavljanje djelatnosti snabdijevanja električnom energijom, a kojeg on slobodno izabere, ugovaraju količinu, dinamiku i cijenu električne energije koja je predmet isporuke.

U sklopu vršenja obaveze javne usluge snabdjevači pružaju usluge snabdijevanja električnom energijom nekvalifikovanih (tarifnih) kupaca, na regulisani način i po regulisanim tarifnim stavovima, na osnovu dozvole koju izdaje FERK za obavljanje djelatnosti snabdijevanja električnom energijom prvog reda. Kao dio obaveze javne usluge, elektroenergetski subjekti kojima je dodijeljen status javnog snabdjevača Odlukom Vlade FBiH o utvrđivanju pružalaca javne/univerzalne usluge i usluge rezervnog snabdjevača, dužni su pružati univerzalnu uslugu snabdijevanja električnom energijom svim krajnjim kupcima iz kategorije domaćinstava, malim preduzećima i komercijalnim kupcima, na području njihovog djelovanja. Navedene kategorije kupaca imaju pravo da budu snabdijevani električnom energijom određene kvalitete po razumnim, lako i jasno uporedivim i transparentnim cijenama. Status javnog snabdjevača u FBiH dodijeljen je Elektroprivredi Bosne i Hercegovine d.d. Sarajevo (EP BiH) i Javnom preduzeću Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne d.d. Mostar (EP HZHB). Elektroprivrede su osnovane u skladu sa Zakonom o javnim preduzećima FBiH i Zakon o privrednim društvima FBiH.

U skladu sa odredbama Zakona o električnoj energiji i Pravilnika o snabdijevanju kvalifikovanih kupaca električnom energijom i postupku promjene snabdjevača, u FBiH je od 01.01.2015. godine tržište otvoreno. Konkurencijsko vijeće BiH je u 2016. godini dalo Mišljenje da tržište električne energije nije otvoreno za konkurenciju. Međutim, u 2017. godini, Konkurencijsko vijeće BiH smatra da je stvoren formalno-pravni okvir za liberalizaciju tržišta, te da je tržište električne energije otvoreno za konkurenciju u segmentu proizvodnje električne energije i snabdijevanja električnom energijom kupaca II reda.

5.2.10 Strateške smjernice

Za razdoblje do 2035. godine je potrebno postaviti energetska okvir za razvoj sektora električne energije u Federaciji BiH. U nastavku su navedeni strateški prioriteti i smjernice vezani za razvoj tržišta i regulative. (Tablica 5.2.15) Regulatorne preporuke se odnose na poštivanje obaveza propisanih Direktivom 2009/72/EC, što su i osnovne preporuke Energetske zajednice.

Tablica 5.2.15 Strateške smjernice za razvoj tržišta

	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište i okoliš	Restrukturiranje i transformacija elektroenergetskog sektora	Sveobuhvatna transformacija sektora električne energije kroz restrukturiranje ključnih subjekata i adekvatno tržišno uređenje u skladu sa Trećim energetska paketom i legislativom koja će biti rezultat Zimskog paketa. Cilj je postići zrelu liberalizaciju tržišta koja će biti dodatni poticaj elektroenergetskim subjektima za postizanje troškovne efikasnosti čime će se osloboditi financijski resursi za investicije u nove proizvode i usluge, tehnologije, znanja i kompetencije te cjenovnu konkurentnost. Krajnji cilj je povećanje vrijednosti za krajnje korisnike te stvaranje nove vrijednosti na tržištu
	Postizanje većeg udjela čišće energije u budućem proizvodnom miksu i potrošnji	Povećanje udjela obnovljivih izvora energije u instaliranoj snazi, ukupnoj proizvodnji te potrošnji električne energije sukladno preuzetim i budućim obavezama. Rast udjela OIE, uz doprinos tradicionalnih elektroprivreda će se stimulirati i kroz buduće modele poticaja. Dinamiku tranzicije postaviti u okvirima mogućnosti implementacije.
	Smanjenje emisija zagađujućih materija iz TE	Implementirati mjere za smanjenje emisija zagađujućih materija i dostizanja GVE u skladu sa standardima EU
	Smanjenje emisija stakleničkih plinova iz TE	Implementirati mjere s ciljem doprinosa BiH za smanjenje emisija stakleničkih plinova
	Plan investicija i razvoja proizvodnog portfelja kreirati sukladno potrebama sustava te ciljevima konkurentnosti	Tržišni subjekti trebaju prilagoditi investicijske planove tržišnoj utakmici i okolnostima te tražiti sinergije na razini ukupnog elektroenergetskog miksa. Dodatno, potrebno je adekvatno upravljati investicijskim rizicima te balansirati planove novih kapaciteta s ciljem konkurentnosti i čišće energije
	Daljnje unapređenje tržišta veleprodaje i snabdijevanja el. energije	Nastaviti s aktivnostima daljnje izgradnje kompetencija i transparentnosti veleprodaje kroz uspostavu aukcijskog načina nabavke i balansiranja el. energije, povezivanja i harmonizacije sustava tržišta veleprodaje s okolnim zemljama, te suradnje na uspostavi berze el. energije na državnom nivou
	Konkurentnost cijena električne energije na pragu elektrana	Usmjeravanje subjekata prema tržišnim načelima s ciljem realne alokacije neefikasnosti i preuzimanja mandata za unapređenje
Regulativa	Izdvajanje i modernizacija ODS-ova	Usklađenje s Trećim energetska paketom, kroz izmjene zakona i daljnju razradu podzakonskih akata i implementacija istih u praksi kako bi se čim prije krenulo s aktivnostima razdvajanja djelatnosti distribucije i snabdijevanja
	Deregulacija cijena električne energije javnih snabdjevača za kategorije domaćinstva, mala preduzeća i komercijalne kupca	Umjesto regulisanih cijena (rigidna metodologija) za javno snabdijevanje, potrebno je preći na tržišne cijene zbog daljnje liberalizacije tržišta u praksi, ali pritom socijalne kategorije zaštititi posebnim programom
	Izrada programa zaštite ugroženih kupaca	Potrebna je izrada programa zaštite ugroženih kupaca, kojim bi se definisale aktivnosti koje se odnose na zaštitu ugroženih kupaca od isključenja električne energije kao i zaštitu kupaca u udaljenim područjima, te Programa pomoći za plaćanja računa za socijalno ugrožene kategorije.

5.3 Sektor uglja

5.3.1 Uvod

Sektor uglja predstavlja važan segment u sektoru energije i ekonomske strukture Bosne i Hercegovine te Federacije BiH. Od ukupnih energetskeg potencijala zemlje, na uglj otpada više od 90%¹⁴ čime on trenutno predstavlja dominantan energetskeg potencijal.

U Bosni i Hercegovini, trenutno je aktivno oko 14 značajnijih rudnika. Ključna ležišta uglja locirana su u bazenima: Tuzla (Kreka, Banovići, Đurđevik i Ugljevik), Srednja Bosna (Kakanj, Breza, Zenica i Bila), Bugojno (Gračanica), Livno-Duvno (Tušnica), Gacko (Gacko) i Doboj-Banja Luka (Stanari), Rudnik „Kamengrad” u bazenu Kamengrad poslije rata nije značajnije aktiviran, a rudnik „Mostar” u bazenu Mostar je zatvoren.

Slika 5.3.1 Ilustrativni prikaz ključnih rudnika u BiH



Izvor: Analiza Projektnog tima, EIHP, Soluziona, EIBL, RIT, Studija energetskeg sektora u BiH, 2008.

Na području Federacije BiH, rezerve lignite i mrkog uglja su distribuirane u nekoliko ključnih bazena¹⁵: Tuzla (RU Kreka, Banovići, Đurđevik i Ugljevik), Srednja Bosna (RU: Kakanj, Breza, Zenica i Bila), Bugojno (RU: Gračanica), Livno-Duvno (RU: Tušnica). Ostale lokacije, sa manjim rezervama, nisu u značajnijoj mjeri interesantne iz perspektive energetskeg sektora ili su napuštene zbog nepovoljnih uvjeta eksploatacije.

Iz konteksta ključnih rudnika u FBiH, aktivno je njih osam od kojih je većina vezana na termoelektrane; Rudnik Kreka, RMU Abid Lolić, RMU Breza, RMU Đurđevik, RMU Kakanj, RMU Zenica, Rudnik Granačnica te RMU Banovići.

¹⁴ EIHP, "Studija energetskeg sektora u BiH" 2008

¹⁵ Strateški plan i program razvoja energetskeg sektora Federacije BiH, 2009

Tablica 5.3.1 Osnovne informacije o ključnim rudnicima u FBiH, 2015.godina

Rudnik	Vlasnik	Lokacija	Tip uglja	Način eksploatacije
Rudnici Kreka d.o.o.	JP EP BIH (Koncern)	Tuzla	Lignit	Površinska i jamska
RMU Abid Lolić d.o.o.	JP EP BIH (Koncern)	Travnik-Bila	Mrki ugalj	Jamska
RMU Breza d.o.o.	JP EP BIH (Koncern)	Breza	Mrki ugalj	Površinska i jamska
RMU Đurđevik d.o.o.	JP EP BIH (Koncern)	Đurđevik	Mrki ugalj	Površinska i jamska
RMU Kakanj d.o.o.	JP EP BIH (Koncern)	Kakanj	Mrki ugalj	Površinska i jamska
RMU Zenica d.o.o.	JP EP BIH (Koncern)	Zenica	Mrki ugalj	Jamska
Rudnik Gračanica d.o.o.	JP EP BIH (Koncern)	Gornji Vakuf-Uskoplje	Lignit	Površinska
RMU Banovići d.o.o.	FBiH (69,5%), Privatno (30,5%)	Banovići	Mrki ugalj	Površinska i jamska
RU Tušnica d.o.o. ¹⁶	Vlada HB županije (Kanton 10)	Livno	Lignit/mrki ugalj	Površinska

Izvor: Radna skupina FBiH, analiza Projektnog tima

Osim rudnika Banovići koji je djelomično privatiziran, ostali ključni rudnici su u vlasništvu JP EP BIH, te procesno integrisani sa termoelektrana. Rudnik Kreka ležište je lignita sa površinskom i jamskom eksploatacijom. Uz Kreku i rudnik Gračanica ležište je lignita koji se eksploatira površinski. Preostali ključni rudnici ležišta su mrkog uglja te u pravilu kombiniraju površinsku i jamsku eksploataciju.

¹⁶ nema proizvodnje

5.3.2 Rezerve uglja

Prema dokumentu „Strateški plan i program razvoja energetskog sektora Federacije BiH“ iz 2009. godine, ukupne bilansne rezerve uglja iznosile su 1.946,8 miliona tona od kojih je dominirao lignit sa 1,051,9 miliona tona, vanbilansne rezerve kretale su se oko 497 miliona tona, te potencijalne oko 2.335,7 miliona tona. Ukupne geološke rezerve iznosile su 4.779,9 miliona tona, a eksploatacione 1.355,7 miliona tona.

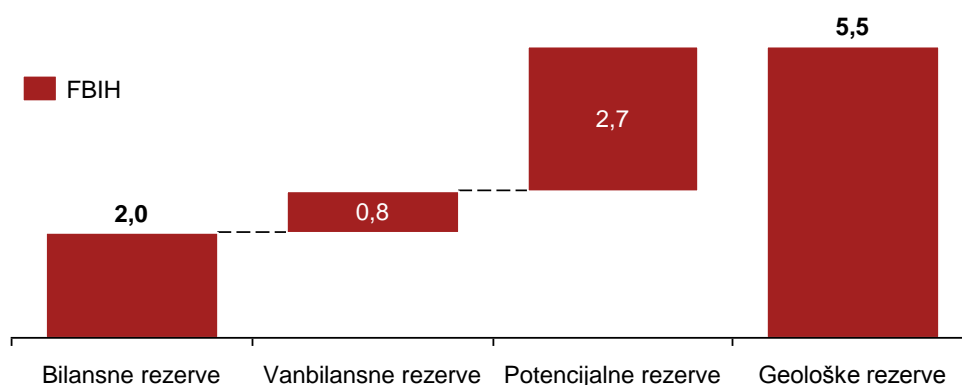
Tablica 5.3.2 Presjek povijesnog stanja rezervi uglja u FBiH, 2009. godina¹⁷

Proizvodni kapacitet i vrsta uglja	REZERVE (000 t)				
	Bilansne (A+B+C ₁)	Vanbilansne (A+B+C ₁)	Potencijalne (C ₂ +D ₁ +D ₂)	Ukupne geološke	Eksploatacione (A+B+C ₁)
Rudnik Kreka (L)	743.954	322.833	59.407	1.126.194	456.008
Rudnik Banovići (M)	194.085	13.935	0	208.020	162.429
Rudnik Đurđevik (M)	60.183	4.963	0	65.146	54.524
Rudnik Kakanj (M)	256.536	56.525	127.604	440.665	204.839
Rudnik Breza (M)	49.244	23.928	0	73.172	28.098
Rudnik Zenica (M)	179.843	59.931	721.369	961.143	131.000
Rudnik Bila (M)	26.808	10.373	25.354	62.535	16.091
Rudnik Gračanica (L)	10.657	0	0	10.657	10.657
Rudnik Tušnica (L)	76.201	1.111	0	77.312	68.528
Rudnik Tušnica (M)	16.274	0	1.865	18.139	11.433
Rudnik Kamengrad (M)	112.001	3.722	120.000	235.723	68.671
Bugojno (L)	14.651	0	1.280.105	1.294.756	12.893
Kongora (L)	206.411	0	0	206.411	129.765
Ukupno lignit	1.051.874	323.944	1.339.512	2.715.330	677.851
Ukupno mrki ugalj	894.974	173.377	996.192	2.064.543	677.885
UKUPNO	1.946.848	497.321	2.335.704	4.779.873	1.355.736

Izvor: „Strateški plan i program razvoja energetskog sektora Federacije BiH“, 2009.

Sukladno dobivenim podacima, struktura rezervi u FBiH ukazuje na 2 milijarde tona bilansnih rezervi, 801,6 miliona tona vanbilansnih rezervi, te 2,7 milijarde tona potencijalnih rezervi. U strukturi bilansnih rezervi lignit ima udio od 56%, dok na razini ukupnih (geoloških) rezervi procijenjeni udio lignita iznosi 62,9% odnosno mrkog uglja 37,1%.

Slika 5.3.2 Struktura rezervi rudnika u FBiH u milijardama tona, 2015. godina



Izvor: Radna skupina FBiH

Detaljnija struktura rezervi nalazi se u tablici ispod.

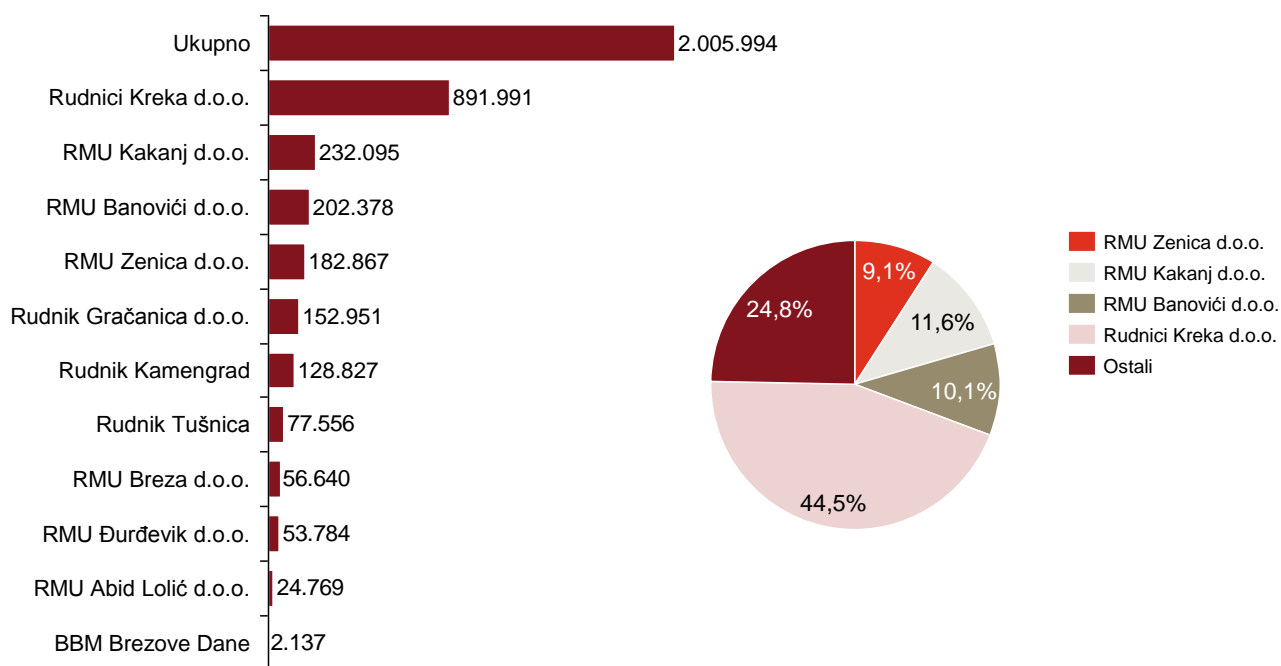
¹⁷ u dokumentu „Strateški plan i program razvoja energetskog sektora Federacije BiH“ napomena da su navedene rezerve upitne s naglaskom na eksploatacione

Tablica 5.3.3 Rezerve uglja u FBiH, 2016. godina

Proizvodni kapacitet	REZERVE (000 t)			
	Bilansne (A+B+C ₁)	Vanbilansne (A+B+C ₁)	Potencijalne (C ₂ +D ₁ +D ₂)	Geološke
RMU Zenica	182.866	62.637	716.285	961.789
RMU Đurđevik	53.784	53.091	0	106.875
RMU Kakanj	232.095	56.061	118.818	406.975
RMU Breza	56.639	39.589	0	96.229
RMU Banovići	202.377	13.734	2.060	218.171
RMU Kamengrad	128.827	66.440	0	195.267
RMU Abid Lolić	24.769	17.103	26.729	68.602
RM Gračanica	152.951	3.978	1.157.558	1.314.488
RU Tušnica	77.556	2.666	0	80.222
RU Kreka	891.990	486.299	713.773	2.092.063
BBM Brezove Dane	2.136	0	0	2.136
UKUPNO	2.005.994	801.603	2.735.225	5.542.823

Izvor: Radna skupina FBiH

Slika 5.3.3 Bilansne rezerve uglja ključnih rudnika u FBiH u tisućama tona, 2015. godina



Izvor: Radna skupina FBiH

Od ukupnih bilansnih rezervi uglja ključnih rudnika, rudnik Kreka dominira sa 44,5% udjela, a zajedno sa rudnicima Banovići i Kakanj nosi preko 65% bilansnih rezervi.

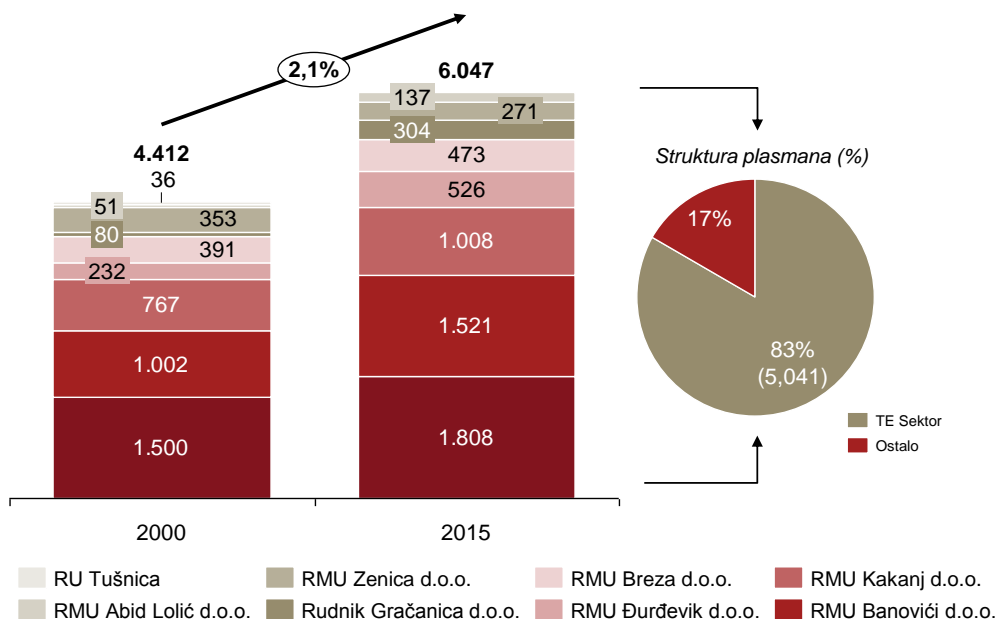
Neravnomjernost istraženosti rezervi uglja po pojedinim ležištima može biti ograničavajući faktora u razvoju, te je potrebno stalno istraživanje u skladu sa zakonskom regulativom. Međutim, zbog ekonomike razvoja energetskeg sektora, odluka o povećanju aktivnosti eksploatacije uglja na postojećim ili novim ležištima mora biti usko vezana na strategiju razvoja segmenta termoelektrana u Federaciji BiH.

5.3.3 Proizvodnja uglja i efikasnost rudnika

5.3.3.1 Proizvodnja

Kada promatramo ključne rudnike u FBiH, prosječna godišnja stopa rasta proizvodnje uglja u razdoblju 2000.-2015. iznosila je 2,1% što je u apsolutnim terminima porast od 1,6 mil. tona. Ukupna proizvedena količina uglja u 2015. g. iznosila je ~6 mil. tona, od kojih je u TE plasirano oko 5 mil. tona, što je zadovoljilo potrebe za proizvodnjom 5,4 TWh električne energije. Prema studiji energetskog sektora u BiH iz 2008. godine, plan proizvodnje ruda za 2015. godinu iznosio je 8,6 mil. tona što dovodi do podatka da je stvarna realizacija bila oko 30% niža od planirane. U promatranom razdoblju, rudnik Kreka je dominirao najvećim količinama proizvodnje, dok je najveći apsolutni porast proizvodnje došao iz rudnika Banovići.

Slika 5.3.4 Dinamika proizvodnje uglja iz ključnih rudnika u tisućama tona, 2015. godina



Izvor: Radna skupina FBiH, Studija energetskog sektora u BiH, Modul 8 – rudnici uglja

Uzevši u obzir podatke o plasmanu iz 2015. godine, kao i integrirani poslovni model rudnika i termoelektrana, možemo zaključiti da je velika većina proizvedene količine uglja u FBiH (~83%) sirovina za termoelektrane, odnosno da je plasman osiguran. S druge strane, zbog iznimno visoke koreliranosti pojedinog rudnika s termoelektranom, planovi proizvodnje i razvoja termoelektrane direktno utječu na poslovanje rudnika koji nemaju diversificiranu strukturu kupaca.

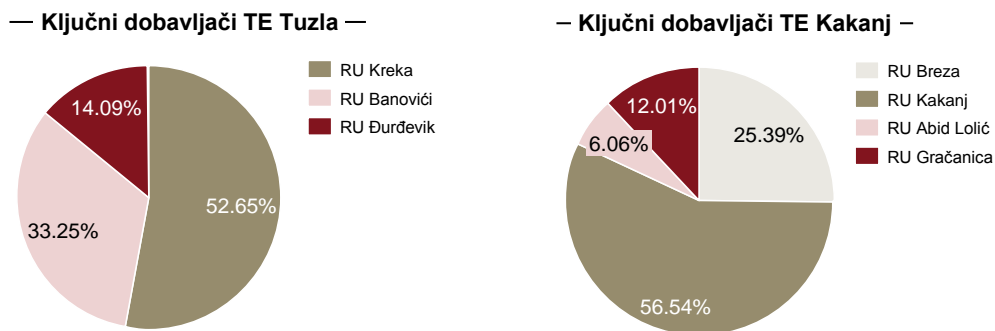
U 2015. godine je oko 83% ukupne proizvodnje plasirano termoelektranama JP EPBiH. Snažna korelacija i ovisnost o TE portfelju JP EPBiH, znači da će i budući razvoj te potreba za proizvodnjom uglja ovisiti o samom razvoju termo portfelja JP EPBiH te eventualno drugih termo proizvodnih objekata u BiH koji će biti kalibrirani prema kvalitetu uglja koju isporučuju rudnici u FBiH.

Tablica 5.3.4 Korelacija rudnika i termoelektrana, 2015. godina

Rudnik	Proizvodnja (tis. tona)	Plasman ključnom kupcu	Ključni kupac
Rudnici Kreka d.o.o.	1.808	93%	TE Tuzla
RMU Đurđevik d.o.o.	517,4	85%	
RMU Banovići d.o.o.	1.500	70%	
RMU Breza d.o.o.	473	96%	TE Kakanj
RMU Kakanj d.o.o.	1.008	99%	
RMU Abid Lolić d.o.o.	137	77%	
Rudnik Gračanica d.o.o.	312	79%	Arcelor Mit.
RMU Zenica d.o.o.	266,3	61%	

Izvor: Radna skupina FBiH, analiza Projektnog tima

Slika 5.3.5 Struktura dobavljača uglja termoelektrana Tuzla i Kakanj, 2015. godina



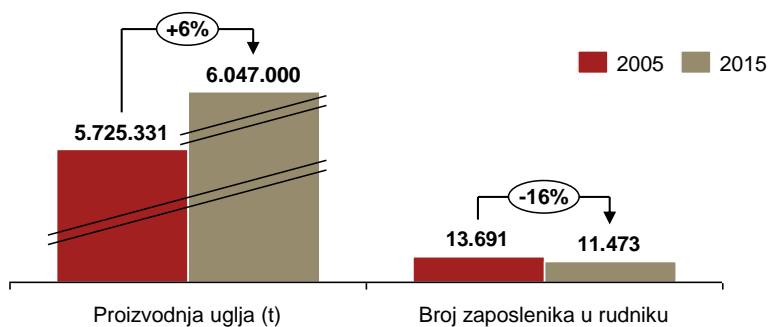
Izvor: Radna skupina FBiH, analiza Projektnog tima

U scenariju potencijalno paralelnog rada bloka 6 TE Tuzla te ostvarenja projekta TE Banovići, biti će potrebno staviti fokus na pronalazak rješenja za osiguravanje dovoljne količine proizvodnje uglja iz rudnika koji su na bližim lokacijama, odnosno pogodna za snabdijevanja navedenih termoelektrana. Rješenja se trebaju tražiti kroz povećanje proizvodnih kapaciteta rudnika, usmjeravanje maksimalnog udjela proizvedenog uglja iz rudnika prema TE gdje je najpotrebnije, itd., a isto tako treba uzeti u obzir i gašenje drugih blokova (npr. Tuzla 3 i 4) u narednih 7 godina, što će isto tako omogućiti preusmjeravanje dijela uglja.

5.3.3.2 Efikasnost i produktivnost rudnika

U posljednjih desetak godina, u razdoblju 2005-2015, rudnici FBiH zabilježili su rast ukupne proizvodnje uglja od 6%. U tom razdoblju došlo je do smanjenja ukupnog broja zaposlenih u rudnicima od 16%

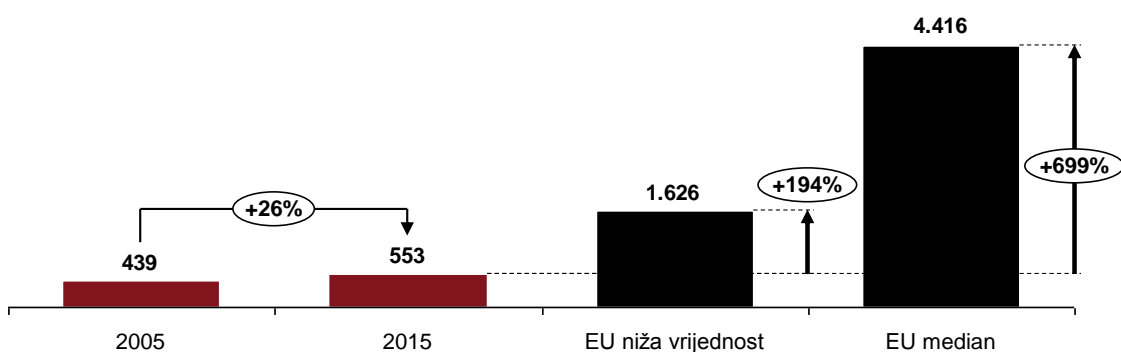
Slika 5.3.6 Kretanje proizvodnje uglja i broja zaposlenih u ključnim rudnicima, 2005.-2015. godina



Izvor: Radna skupina FBiH, Studija energetskeg sektora u BiH – Modul 8 Rudnici uglja, analiza Projektnog tima

Takvo kretanje dovelo je do rasta produktivnosti rudnika FBiH od 26% u razdoblju 2005-2015, što predstavlja prosječni godišnji porast produktivnosti od 26%, odnosno 2,3% prosječno godišnje.

Slika 5.3.7 Kretanje produktivnosti rada u rudnicima FBiH vs. EU



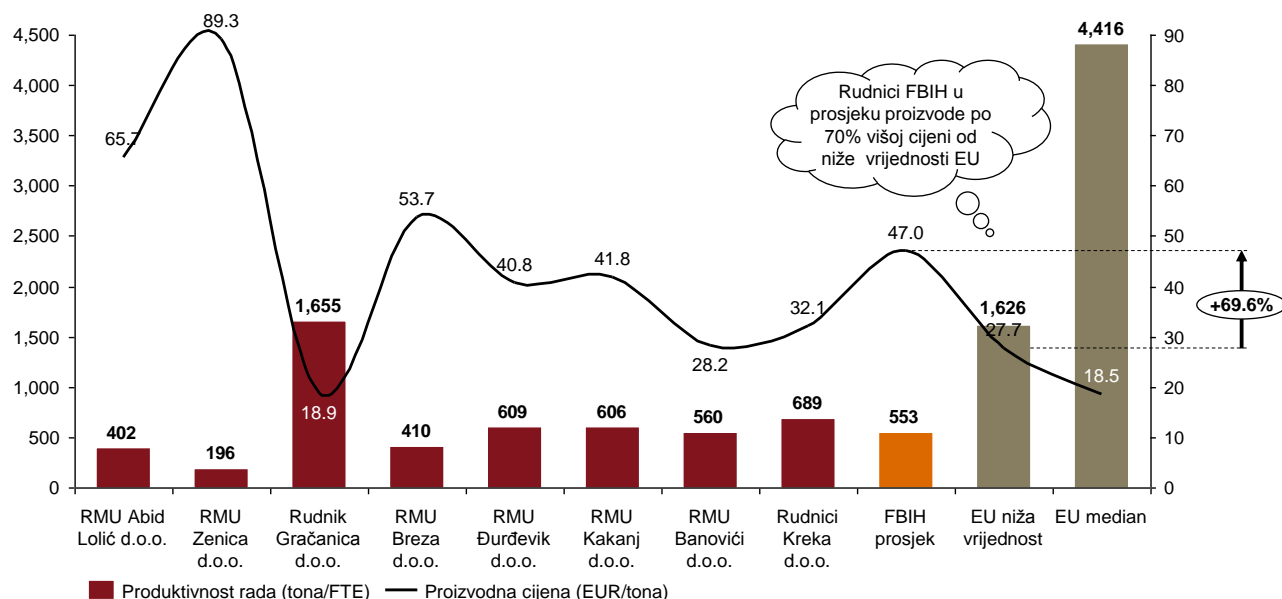
Napomena: podaci korigirani za omjer zaposlenika i FTE (1,05). EU podaci su iz 2012. za: Sloveniju, Njemačku, Bugarsku, Češku, Slovačku, Grčku, Rumunjsku, Poljsku, Mađarsku.

Izvor: Radna skupina FBiH, Studija energetskeg sektora u BiH – Modul 8 Rudnici uglja, analiza Projektnog tima

Unatoč rastu, produktivnosti u rudnicima FBiH i dalje značajno zaostaje za EU indikatorima. Najniža produktivnost od promatranih EU zemalja iznosi 194% više od produktivnosti FBiH rudnika, dok je srednja vrijednost produktivnosti EU rudnika čak 7 puta veća. Ključni faktori koji utječu na produktivnost rudnika su: volumeni, tehnologija rada, logistički troškovi, stupanj „outsourcinga”, tip rudnika i geološka karakteristika (površinski/jamski kop), vještine i opremljenost rudara

U nastavku je napravljena analiza i usporedba produktivnosti i efikasnosti rudnika FBiH prema podacima za 2015. godinu. Unatoč činjenici da je 2015. godina bila nešto manje povoljna za rudarske operacije, podaci pokazuju jasnu poziciju rudnika na strateškoj razini. Na razini pojedinačnih rudnika FBiH vidimo značajna odstupanja u produktivnosti rada, iako su skoro svi ispod nižih vrijednosti EU. Rudnik Zenica ostvarila je najnižu produktivnost rada, sa ~196 tone uglja/FTE dok je s druge strane rudnik Gračanica ostvarila najbolji rezultat sa proizvedenih ~1.655 tona/FTE (ekvivalent punog radnog vremena), što ujedno predstavlja i najbolji rezultat FBiH te je u skladu sa nižim vrijednostima promatranih EU zemalja. Prosječna produktivnost FBiH rudnika iznosila je 553 tone/FTE, dok je niža vrijednost promatranih zemalja EU 1.626 tona/FTE a medijan 4.416 tona/FTE

Slika 5.3.8 Usporedba produktivnosti i efikasnosti rada rudnika u FBiH vs. EU, 2015. godina



Napomena: Benchmark za EU je korigiran prema strukturi uglja (lignit i mrki uglj)

Izvor: Radna skupina FBiH, analiza Projektnog tima

U kontekstu cjenovne efikasnosti, prosječna proizvodna cijena uglja ključnih rudnika u FBiH iznosila je 47 EUR/tona, što je lošiji rezultat od niže vrijednosti EU koja iznosi 21,4 EUR/tona. Najbolju cjenovnu efikasnost pokazali su rudnik Gračanica sa 18,9 EUR/tona te rudnik Banovići sa 28,2 EUR/tona.

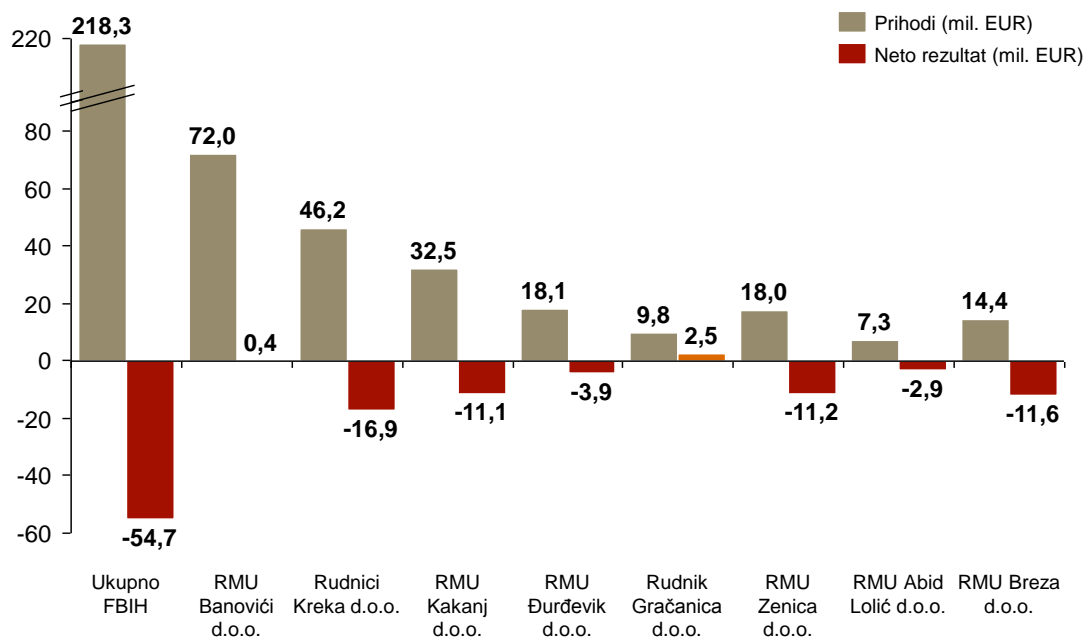
Cjenovna efikasnost rudnika, kao i sama produktivnost, ovisi o velikom broju faktora. Uz kaloričnu vrijednost uglja, ključni faktori su tehnološka opremljenost rudnika, tip kopa, blizina termoelektrane, te operativni model koji uvelike mogu utjecati na poslovni rezultat. S obzirom da su produktivnost i efikasnost rudnika FBiH ispod niže vrijednosti EU, potrebno je u što kraćem roku stvoriti okvir za daljnju modernizaciju i povećanje efikasnosti sektora rudnika kroz temeljit i sveobuhvatan program restrukturiranja praćen strukturiranom i dosljednom provedbom mjera.

5.3.3.3 Finansijski presjek stanja

U 2015. godini ukupni prihodi rudnika u FBiH iznosili su oko 218 miliona EUR, no zbog niske efikasnosti i produktivnosti, u istom razdoblju je ostvaren finansijski gubitak od ~55 miliona EUR. Kako je i vidljivo iz prijašnjeg poglavlja, ključni razlozi neefikasnosti sektora dolaze iz slabe produktivnosti te visokih troškova rada, kao posljedica brojnih faktora. Od promatranih rudnika, Gračanica je jedina ostvarila pozitivan finansijski rezultat u 2015. godini.

Važno je napomenuti da prodajna cijena uglja u svojoj strukturi ne sadrži punu proizvodnu cijenu čime se neefikasnost sektora intervencijom ne prenosi u potpunosti na trošak proizvodnje električne energije odnosno krajnjeg kupca. Razlika u proizvodnoj i prodajnoj cijeni kumulira se na finansijskim rezultatima rudnika čime dolazi do problema u podmirivanju obaveza (npr. odgođeno plaćanje poreskih obaveza, prireza, doprinosa, itd.), što nije u skladu sa Ugovorom o EZ.

Slika 5.3.9 Presjek finansijskog rezultata rudnika FBiH za 2015. godinu



Izvor: analiza Projektnog tima, Radna skupina FBiH, Rješenje o imenovanju koordinacionog i stručnog tima za prestrukturiranje rudnika

Ovakva mjera kratkoročno štiti cijene električne energije te šalje impuls menadžmentu rudnika da je potrebno optimirati troškove proizvodnje na razinu prihvatljivih. Međutim, u dugom roku, ovakva politika nije održiva te će se morat odraziti na krajnjoj cijeni električne energije u određenoj mjeri,

Finansijski i operativni pokazatelji ukazuju na potrebu za restrukturiranjem i transformacijom sektora rudnika u FBiH s ciljem postizanje dugoročne održivosti budući da kratkoročne mjere i intervencije nisu adekvatno rješenje.

5.3.4 Scenariji razvoja sektora rudnika u Federaciji BiH

Činjenica je da su rudnici, odnosno ugalj ključni prirodni resurs Federacije BiH. Upravo je zbog toga ugalj danas dominantan energent u proizvodnji električne energije.

U 2016. godini, FBiH je imala 43% instaliranih kapaciteta za proizvodnju električne energije iz termoelektrana na ugalj odnosno oko 1.085 MW. Ukupna proizvodnja električne energije iz TE na ugalj u 2016. godini činila je oko 64% učešća u ukupnoj proizvodnji odnosno oko 5,8 TWh.

Nastavno na globalne i europske trendove u elektroenergetici, te obaveze sukladno EU Direktivama, i ovaj dokument obrađuje alternativne opcije razvoja proizvodnog portfelja, od kojih se neki određenom dinamikom odmiču od proizvodnje električne energije na (dominantno) fosilna goriva. Ipak, imajući u vidu ugalj kao dominantni resurs, svi scenariji razvoja proizvodnog miksa u svojoj strukturi i dalje zadržavaju značajan udio uglja, nigdje manje od 30%.

Budući da je većina rudnika FBiH vlasnički u sastavu JP EP BiH, te visoko korelirana u kontekstu plasmana, njihov obim poslovnih aktivnosti direktno će ovisiti o odabranoj strategiji razvoja proizvodnog portfelja.

Prije daljnjih analiza, važno je još jednom napomenuti da buduće odabrane strategije i politike razvoja proizvodnog miksa FBiH mogu, ali ne moraju, slijediti neki od ovdje navedenih scenarija, odnosno mogu isto tako pronaći svoj put u kombinaciji istih. Uspoređujući četiri potencijalne opcije razvoja proizvodnog portfelja:

- a) scenarij Radnih skupina entiteta ili entitetski scenarij,
- b) scenarij prema NOS indikativnom planu razvoja,
- c) scenarij prema troškovno optimiranom NOS indikativnom planu razvoja,
- d) blago obnovljivom scenariju s energetsom efikasnošću,

indikativno je da među njima samo jedna opcija kontinuirano smanjuje potrebu za proizvodnjom uglja kao energenta u proizvodnje električne energije, dok ostale tri, različitim stopama povećavaju potrebu za istim.

5.3.4.1 Scenarij Radnih skupina entiteta

Scenarij Radnih skupina entiteta bazira se na ulaznim informacijama koje je predložila i potvrdila Radna skupina FBiH. Više detalja o pretpostavkama može se iščitati u poglavljima električne energije i proizvodnog miksa. Sukladno navedenom scenariju, u razdoblju 2016.-2035. u Federaciji BiH se predviđa značajno povećanje instalirane snage termoelektrana s 1.058 MW u 2016. godini na 1.558 MW u 2025., odnosno 2.108 MW u 2035. godini.

Takav razvoj termo sektora doveo bi do potencijalne proizvodnje električne energije iz uglja na razine od 11,9 TWh u razdoblju 2030.-2035. godine, što je otprilike dvostruki porast u odnosu na proizvodnju TE na ugalj iz 2016. godine. Važno je napomenuti da scenarij u kojem navedena instalirana snaga generira toliku proizvodnju podrazumijeva i plasman cijele količine proizvedene električne energije, gdje se javlja pitanje profitabilnosti i rizika takve pretpostavke. Upravo zbog toga je napravljena podvarijanta ovog scenarija, gdje se iz navedene instalirane snage ograničava ukupna proizvodnja na maksimalno 70% iznosa iznad domaće potrošnje (izvoza) kao indikativna simulacija moguće tržišne realnosti.

U prvoj varijanti ovog scenarija, bez izvoznog ograničenja, agresivan rast instalirane snage i proizvodnje električne energije iz uglja doveo bi do prosječne godišnje stope rasta (CAGR) potrošnje uglja u TE od 2,9%. Takve stope rasta, u razdoblju 2016.-2035. bi dovele do maksimalne potrošnje uglja od oko 9,5 miliona tona, koja bi započela oko 2026.godine, dok bi prosječna godišnja potrošnja uglja u 16-godišnjem razdoblju bila oko 7,6 miliona tona.

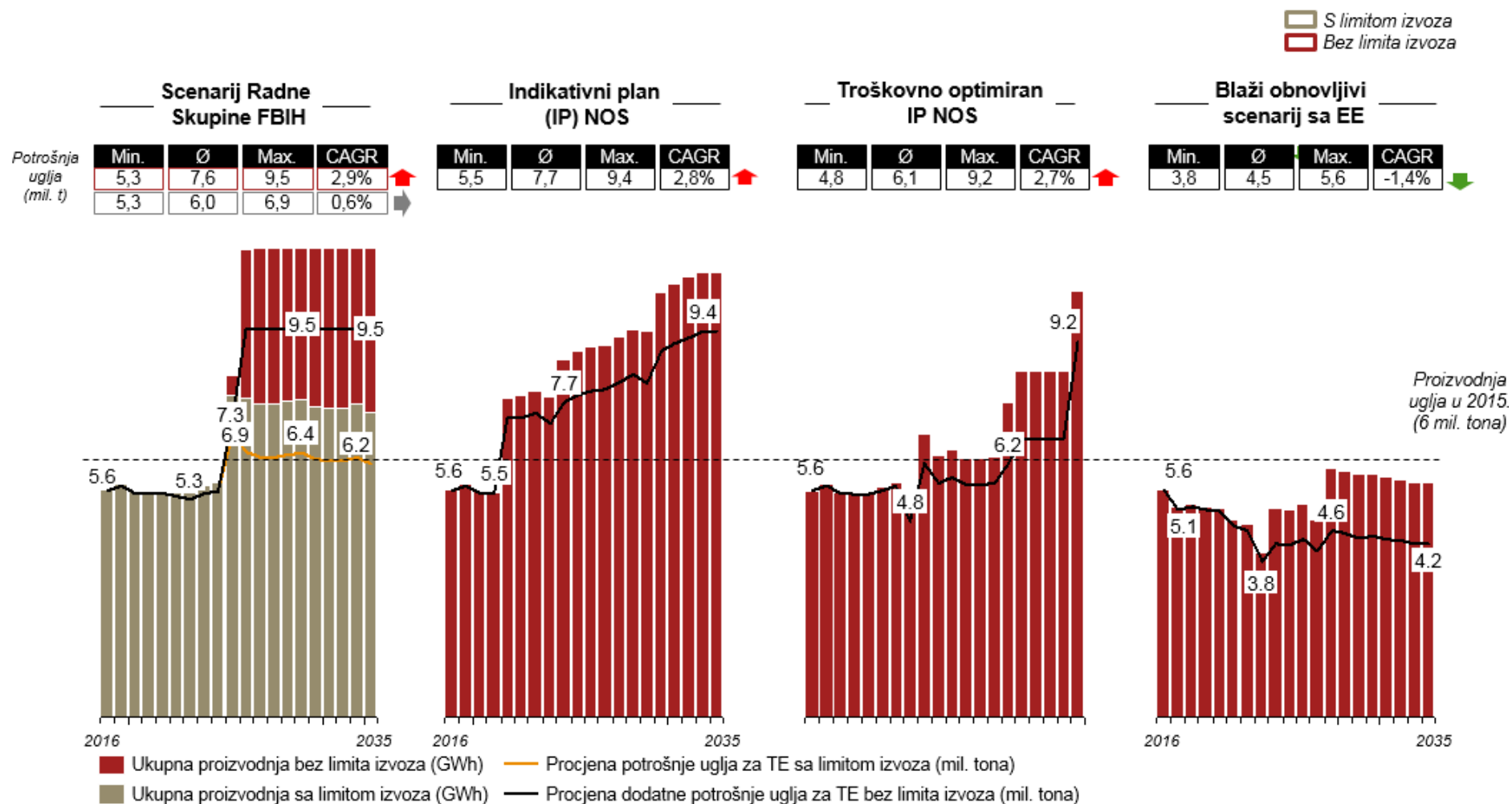
Druga varijanta ovog scenarija, sa izvoznim ograničenjem, podrazumijeva istu strukturu instalirane snage, međutim nižu proizvodnju kao posljedicu potencijalno otežanog plasmana električne energije. Pod tim pretpostavkama, potražnja za ugljem je značajnije niža nego u scenariju bez izvoznog ograničenja, međutim i dalje ostvaruje blagi porast od prosječno 0,6% godišnje u razdoblju 2016.-2035. Maksimalna vrijednost potrošnje uglja u navedenom scenariju iznosila bi 6,9 miliona tona, minimalna 5,3 miliona tona, dok bi prosječna iznosila 6 miliona tona.

5.3.4.2 Scenarij prema NOS BiH indikativnom planu razvoja

Scenarij prema indikativnom planu razvoja bazira se na dokumentu „Indikativni plan razvoja proizvodnje 2017.-2035.“ Više detalja o pretpostavkama i logici scenarija može se iščitati u poglavljima električne energije i proizvodnog miksa. Sukladno navedenom scenariju, u razdoblju 2016.-2035. u FBiH predviđa se značajno povećanje instalirane snage termoelektrana s 1.085 MW u 2016. godini na 1.838 MW u 2025., te na 1.558 MW 2035. godini (40%).

Takav razvoj termo sektora doveo bi do potencijalne proizvodnje električne energije iz uglja na razinu između 9,3-9,8TWh u razdoblju 2025.-2035. godine, što je porast od preko 60% u odnosu na proizvodnju iz TE na ugalj iz 2016. godine. U kontekstu potražnje za ugljem, ovaj scenarij predviđa prosječni godišnji porast potrošnje uglja za termoelektrane od 2,8% CAGR, što bi dovelo do maksimalne potrošnje uglja od 9,4 miliona tona oko 2034. godine, te prosječne godišnje potrošnje od 7,7 miliona tona u razdoblju 2016.-2035. godine. Nakon 2019. godine, potražnja, za ugljem bi u svakoj godini bila viša u odnosu na ukupnu proizvodnju uglja iz 2016. godine.

Slika 5.3.10 Scenariji proizvodnje iz TE i implikacija na potrebu za proizvodnjom uglja – Federacija BiH, 2016.-2035. godina



Izvor: analiza Projektnog tima, World Bank, BiH Power Sector Note, 2016, Pokazatelji ZD 2016, EP BiH web stranica

5.3.4.3 Scenarij prema troškovno optimiranom NOS BIH indikativnom planu razvoja

Scenarij prema NOS BIH troškovno optimiranom indikativnom planu razvoja oslanja se na dokument „Indikativni plan razvoja proizvodnje 2017.-2026.“ uz projekcije do 2035. i dokument Svjetske banke „Power Sector Note“. Više detalja o pretpostavkama i logici scenarija može se iščitati u poglavljima električne energije i proizvodnog miksa. Sukladno navedenom scenariju, u razdoblju 2016.-2035. u FBiH se predviđa povećanje instalisane snage termoelektrana na ugali sa 1.058 MW u 2016. godini na 1.558 MW u 2035. godini što je i dalje značajno iznad 40% učešća.

Takav razvoj termo sektora doveo bi do potencijalne proizvodnje električne energije iz uglja na razine oko 8 TWh u 2030.g., odnosno 10,9 TWh u 2035. godini, što predstavlja i maksimalnu proizvodnju iz TE u posmatranom razdoblju. U tom periodu očekivala bi se i maksimalna potražnja za ugljem od 9,2 miliona tona, a prosječna godišnja stopa rasta potrošnje iznosila bi 2,7%.

5.3.4.4 Blago obnovljivi scenarij s EE

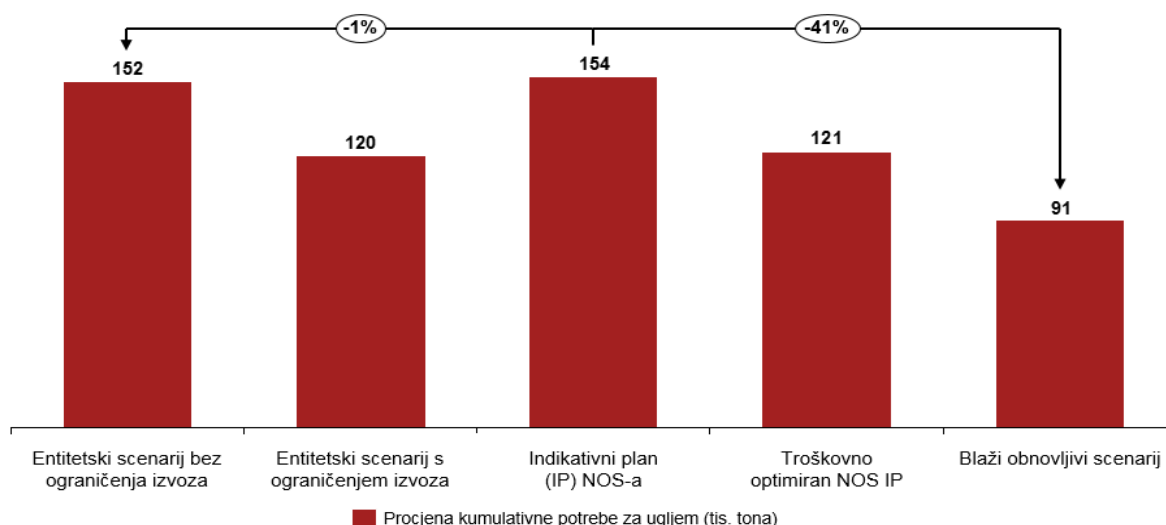
Blago obnovljivi scenarij razvoja proizvodnog miksa s energetsom efikasnošću predstavlja najznačajniji, ali i dalje neagresivan, odmak od današnje strukture instalisanih kapaciteta i proizvodnje električne energije u FBiH. Više detalja o pretpostavkama i logici scenarija može se detaljnije iščitati u poglavljima električne energije i proizvodnog miksa. Sukladno navedenom scenariju, u razdoblju 2016.-2035. u FBiH se predviđa smanjenje udjela instalisane snage termoelektrana sa 43% (1.058 MW) u 2016., na 33% (1.108 MW) u 2035. godini, u kojoj dominiraju HE sa 48% udjela, te drugi OIE s 19% udjela. Iako se udio TE na ugali smanjuje, njihova instalisana snaga čak blago raste, međutim uz efikasniju proizvodnju zbog novih tehnologija što će utjecati i na samu potrošnju uglja. To bi dovelo do korekcije proizvodnje iz TE s 5,8 TWh (64%) u 2016.g. na 6 TWh (50%) u 2035. godini.

Takav razvoj sektora TE najznačajnije smanjuje potrebu za ugljem do 2035. godine u odnosu na druge obrađene scenarije. Procjena kretanja potrošnje uglja u razdoblju 2016-2035. godine padala bi prosječnom godišnjom stopom od 1,4%, iako ugali i dalje ostaje vrlo važan u cjelokupnom miksu. U ovom scenariju prosječna potražnja za ugljem iznosi 4,5 miliona tona, što je niže od proizvedene količine uglja u 2016. godini. Minimalna potreba za ugljem javila bi se u razdoblju 2030.-2035, te bi iznosila oko 3,8 miliona tona.

5.3.5 Kumulativni efekti indikativnih scenarija razvoja TE sektora

Ovisno o strategiji razvoja proizvodnog miksa, ukupna proizvodnja uglja u FBiH 2016.-2035. može biti viša ili niža u odnosu na scenarij u kojem bi se sektor razvijao prema Indikativnom planu NOS BIH. Procjenjuje se da bi prema današnjem NOS BIH-ovom scenariju razvoja TE sektora kumulativna potreba za ugljem u razdoblju 2016.-2035. iznosila oko 154 miliona tona, dok bi očekivana vrijednost potrebe za ugljem u blago obnovljivom scenariju oko 91 miliona tona. U scenariju radnih skupina entiteta bez ograničenja izvoza, kumulativna potreba za ugljem iznosila bi preko 150 miliona tona, što je 1% manje od IP NOS BIH scenarija. U slučaju konvergencije budućih politika prema blago obnovljivom scenariju razvoja energetskog sektora, u razdoblju 2016.-2035. može se očekivati i preko 40% niža kumulativna potrošnja uglja u odnosu na NOS BIH IP plan razvoja TE sektora iz 2016. godine. U scenariju optimiranja broja/lokacija rudarskih operacija, potrebno je staviti fokus i na uređenje pitanja eksproprijacije zemljišta, kao i obavezu rekultivacije, za što će biti potrebno uspostaviti adekvatne fondove

Slika 5.3.11 Procjena kumulativne potrebe za ugljem, zavisno o scenariju razvoja termo sektora u FBiH u milionima tona, 2016.-2035. godina



Izvor: analiza Projektnog tima, WB - BIH Power Sector Note, 2016

5.3.6 Regulatorni i intitucionalni okvir

5.3.6.1 Nivo BiH

U sektoru uglja na državnom nivou, aktivnosti vrši MVTEO, u okviru svojih nadležnosti za obavljanje poslova i zadataka iz nadležnosti BiH koji se odnose na definisanje politike, osnovnih principa, koordiniranje djelatnosti i usklađivanje planova entitetskih tijela vlasti i institucija na međunarodnom planu u području energetike, kao i u oblasti koncesija kada se koncesiono dobro prostire na području oba entiteta.

5.3.6.2 Regulatorna u Federaciji BiH

Oblast rudnog blaga i mineralnih sirovina regulisana je na entitetskom nivou. Oblast istraživanja i eksploatacije mineralnih sirovina u FBiH normirana je Zakonom o rudarstvu i Zakonom o geološkim istraživanjima. Pojedini kantoni imaju svoje propise o rudarstvu i geološkim istraživanjima. Dodjeljivanje prava korištenja mineralnih sirovina, te određivanje naknade vrši se u skladu sa Zakonom o koncesijama i podzakonskim aktima iz oblasti koncesija. Postupak dodjele odobrenja za geološka istraživanja od interesa za FBiH vrši se u skladu sa Zakonom o javnim nabavkama.

Zakonom o rudarstvu uređuje se: pravni status rudnog blaga, odnosno mineralnih sirovina, način i uvjeti upravljanja mineralnim sirovinama, zaštita, izvođenje rudarskih radova, mjere zaštite na radu, obustava izvođenja i trajni prekid rudarskih radova, tehnička dokumentacija i projektovanje, rudarska mjerenja i rudarski planovi, inspekcijski nadzor, zaštita i uređenje prostora, kaznene odredbe i druga pitanja vezana uz upravljanje mineralnim sirovinama na teritoriji FBiH. Rudno blago je dobro od općeg interesa i pod posebnom je zaštitom. Zakonom o geološkim istraživanjima uređuju se: geološka istraživanja, faze izvođenja geoloških istraživanja, geološka istraživanja od interesa za FBiH, djelatnosti koje koriste rezultate geoloških istraživanja, izrada i podjela geoloških karata, istražni prostor, vođenje katastra, izrada i revizija geološke dokumentacije, odobrenje za bavljenje registriranom djelatnošću iz oblasti geologije, postupak odobravanja i šta se određuje odobrenjem za izvođenje geoloških istraživanja, izvođenje geoloških istraživanja, izvještaji o geološkim istraživanjima, izdavanje rješenja o priznavanju rezervi mineralne sirovine, postupak nakon završetka istraživanja, prikupljanje i izrada geološke baze podataka, finansiranje geoloških istraživanja od interesa za FBiH, ukidanje odobrenja za geološka istraživanja, polaganje stručnog ispita, osnivanje strukovne komore, nostrifikacija geološke dokumentacije i međunarodni sporazumi, te inspekcijski i upravni nadzor.

Federalni zavod za geologiju je nadležan za istraživačke i stručno-analičke poslove iz oblasti geoloških istraživanja, izradu karata mineralnih sirovina, istraživanje mineralnih sirovina i definisanje prostora potencijalnih za istraživanje mineralnih sirovina, obezbjeđenje podataka za donošenje odluke o strateškim mineralnim sirovinama, obezbjeđenje podataka koji će privući direktna ulaganja u istraživanje i eksploataciju mineralnih sirovina, izradu karata geotermalne energije, izradu katastarskih mineralnih sirovina, te unapređenje standarda iz oblasti geoloških istraživanja.

FMERI vrši upravne i stručne poslove u oblasti rudarstva i geoloških istraživanja. Odobrenje za izvođenje geoloških istraživanja i dozvole za eksploataciju mineralnih sirovina izdaje FMERI (ili nadležna kantonalna ministarstva).

5.3.7 Strateške smjernice

Tablica 5.3.5 Strateške smjernice za razvoj sektora rudnika

	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište	Transformacija termo sektora kao preduvjet za daljnju optimizaciju poslovanja rudnika uglja	Prioritet je definirati i odabrati jasan smjer razvoja proizvodnog miksa, odnosno uloge TE sektora za razdoblje do 2035. godine. Sukladno toj strategiji potrebno je raditi na transformaciji rudnika i proizvodnje uglja za potrebe rada termoelektrana.
	Stvaranje institucionalnog okvira koji će poticati kontinuirano unaprjeđenje rudnika uglja	Stvaranje institucionalnog okvira kroz postavljanje jasnih i mjerljivih ciljeva te dinamike unaprjeđenja poslovnih rezultata rudnika. Postavljanje vremenske dinamike za pokretanje i provedbu programa unaprjeđenja efikasnosti (kasnije obaveza privrednog sektora) Poticanje inicijativa kontinuiranog upravljanja promjenom, unaprjeđenja korporativne kulture te ulaganja u znanja i vještine zaposlenika u sektoru rudnika
	Izrada i provedba programa restrukturiranja i transformacije sektora rudnika uglja	Zbog nepovoljne financijske situacije sektora uglja, potrebno je u što kraćem vremenu započeti sa procesom restrukturiranja i transformacije sektora nastavno na odabranu strategiju razvoja TE sektora FBiH. Dodatno, potrebno je odabrati optimalnu dinamiku restrukturiranja uzevši u obzir socijalnu komponentu i velik broj zaposlenika u sektoru rudnika. Uz troškovne mjere, potrebno je alocirati sredstva za nužnu modernizaciju i ulaganje u tehnologiju što će omogućiti rast produktivnosti i konkurentniju proizvodnu cijenu. U skladu s time, rudnici trebaju prilagoditi investicijske planove s ciljem što efikasnije alokacije sadašnjih te budućih sredstava koji će nastati kao posljedica sveobuhvatnog restrukturiranja.
	Optimiranje portfelja i veličine operacija rudnika	Na temelju strategije razvoja sektora termoelektrana, potrebno je definirati rudnike koji će imati ključnu ulogu u snabdijevanju termoelektrana. Ključni transformacijski prioriteti trebaju se fokusirati na <ul style="list-style-type: none"> • postizanje ekonomije obujma rudnika s dugoročnom strateškom perspektivom • daljnje (isplative) investicije u tehnologiju uz adekvatno planiranje povrata investicija • optimizacija produktivnosti rada kroz unaprjeđenje procesa, modernizaciju opreme i metoda rada, te uvođenje novog operativnog modela
	Intervencije na prodajnoj cijeni uglja	Dugoročna intervencija kroz određivanje proizvodne cijene uglja nije održiva u dugom roku. S ciljem kontrole i minimiziranja negativnog utjecaja na proizvodnu cijenu, potrebno je intenzivno raditi na smanjenju troškova proizvodnje.
Regulativa	Ažuriranje i usuglašavanje relevantne legislative i regulative s ciljem stvaranja institucionalnog okvira sukladno dobrim industrijskim praksama	Kontinuirano ažurirati i usuglašavati rudarsko-geološku i drugu povezanu legislativu i regulativu sukladno dobrim praksama i standardima, uključujući i strategiju postojećih/razvoja novih ležišta s prostornim strategijama i planovima

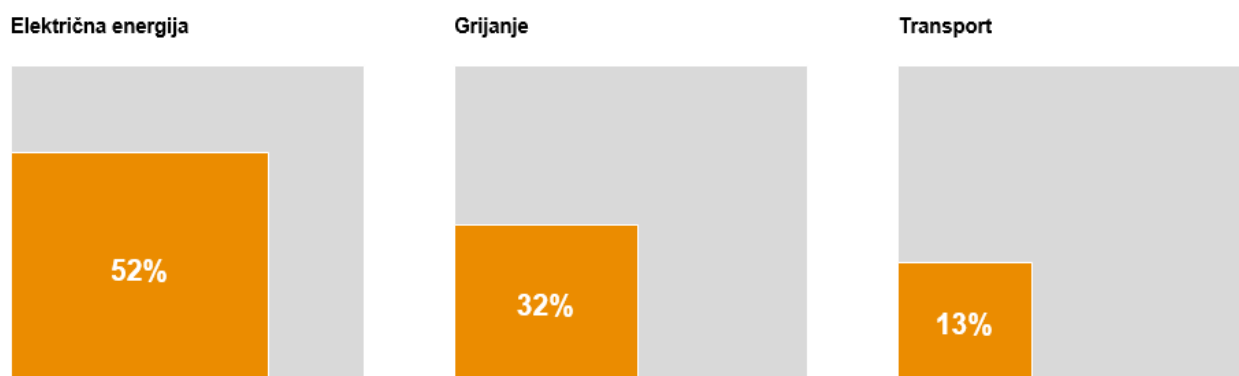
5.4 Obnovljivi izvori energije

5.4.1 Uvod

Obnovljivim izvorima energije (OIE) se smatraju hidro energija, solarna energija, energija vjetra, energija biomase, geotermalna energija te energija valova/plime i oseke. Pažljivo iskorištavanje obnovljivih resursa sve je više na agendi globalnih i europskih ekonomija što se vidi i kroz dinamiku, te promjene u strukturi udjela OIE u globalnoj proizvodnji i bruto finalnoj potrošnji. Uz sve veću dostupnost tehnologije, ključnu ulogu u popularizaciji OIE imaju energetske politike i zakoni koji nedvosmisleno potiču taj trend.

Sukladno Direktivi o obnovljivoj energiji 2009/28/EZ, do 2020. godine u Europskoj Uniji udio obnovljivih izvora energije u potrošnji mora biti 20%. Dugoročno gledano, ciljevi udjela OIE u potrošnji energije do 2040. godine u Europskoj Uniji sežu i preko 50% (Slika 5.4.1).

Slika 5.4.1 Ciljevi udjela OIE u Europskoj Uniji, 2040. godina



Izvor: IEA – World Energy Outlook 2016.

Kada govorimo o segmentu električne energije, Federacija BiH već danas ima solidan udio OIE u bruto finalnoj potrošnji u odnosu na zemlje EU. Razlog tome su hidroenergetski potencijali u segmentu električne energije.

Iako Federacija BiH ima dobru poziciju iz perspektive samih prirodnih resursa, u okviru daljnjeg strateškog planiranja potrebno je uraditi dodatne aktivnosti kako bi se ažurirali podaci o potencijalu njihovog daljnjeg iskorištavanja, posebice u segmentu hidroenergije.

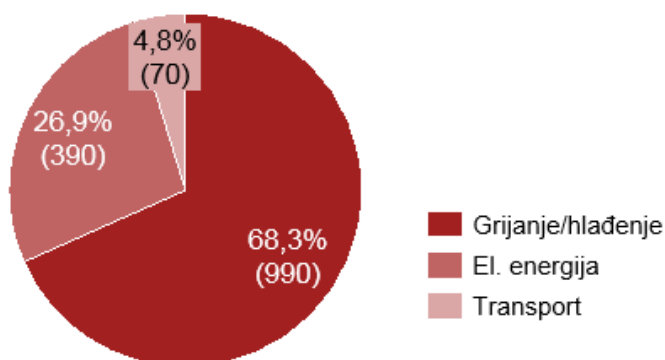
5.4.2 Bruto finalna potrošnja energije

Temeljem Odluke o implementaciji Direktive 2009/28/EZ utvrđen je obvezujući cilj od 40% udjela OIE u ukupnoj finalnoj potrošnji do 2020. godine za cijelu Bosnu i Hercegovinu. Sukladno tome, za Federaciju BiH je određen cilj udjela OIE u finalnoj potrošnji kako bi se ispunio onaj na državnoj razini. U Federaciji BiH je 2014. godine donesen Akcioni plan Federacije BiH za korištenje obnovljivih izvora energije (APOEF). Prema Akcionom planu, FBiH ima za cilj postići 41% udjela OIE u bruto finalnoj potrošnji, odnosno 1.450 ktoe u 2020. godini. Ciljevi za povećanje udjela OIE u bruto finalnoj potrošnji su spuštteni na tri ključna sektora:

- električna energija,
- grijanje i hlađenje,
- transport.

Postizanju zadanog cilja u 2020. godini najviše bi trebali pridonijet sektor grijanja i hlađenja sa 68,3% ukupno potrošene energije iz OIE. Očekuje se da će udio sektora električne energije biti 26,9% a transporta 4,8%.

Slika 5.4.2 Doprinos sektora za udio OIE u finalnoj potrošnji energije u FBiH, 2020. godina



Izvor: Akcioni plan FBiH za korištenje OIE

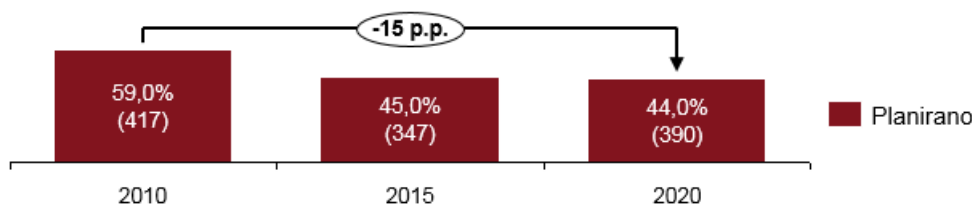
Akcijским planom su procijenjene putanje kretanja udjela OIE u ukupnoj finalnoj potrošnji, prema kojem udio za 2017. i 2018. godinu iznosi 39%, za 2019. 40%, te, kako je već spomenuto, za 2020. je udio 41%.

Na entitetskoj razini je potrebno pratiti napredak korištenja OIE, u kontekstu udjela i stvarne potrošnje OIE po sektorima, te doprinosa svake tehnologije u pojedinom sektoru. Na razini FBiH je izvještaj kojim bi se pratila realizacija stvarnih udjela OIE tek u izradi, te za sada te informacije nisu dostupne.

5.4.2.1 Sektor električne energije

S ciljem sudjelovanja u ukupnom cilju, za sektor električne energije su dane projekcije kretanja udjela OIE u finalnoj potrošnji. U sektoru električne energije, cilj je ostvariti potrošnju iz OIE u 2020. godini od 390 ktoe (4.535,7 GWh), odnosno ostvarenje udjela od 44 % u finalnoj potrošnji energije. Iako se, prema planu u 2020. relativni udio smanjio u odnosu na 2015. godinu, količina energije u apsolutnom iznosu se svake godine povećava (Slika 5.4.3).

Slika 5.4.3 Dinamika OIE u finalnoj potrošnji sektora električne energije u ktoe, 2010.-2020. godina







Izvor: Akcioni plan FBiH za korištenje OIE

OIE tehnologije koje imaju doprinos finalnoj potrošnji u sektoru električne energije su hidro energija, vjetar, biomasa i solarna energija. Planirano je da će u 2015. godini najveći doprinos imati hidroenergija s 99,2% (294,2 ktoe – 4.421,5 GWh) od ukupne količine OIE energije, zatim biomasa s 0,5% (1,6 ktoe – 18,61 GWh), te solarna energija s 0,3% (0,7 ktoe – 8,1 GWh). Za 2020. postavljeni su ciljevi za hidro energiju u iznosu od 349,6 ktoe – 4.065,8 GWh (85,8%), za vjetar u iznosu od 49,4 ktoe – 574,5 GWh (12,5%), biomasu u iznosu 5,3 ktoe – 61,6 GWh (1,3%), te za solarnu energiju u iznosu od 1,55 ktoe – 18 GWh (0,4%) (Tablica 5.4.1).

Do 2035. godine, doprinos svake pojedine tehnologije će se povećati. Najveći doprinos ukupnom udjelu OIE će imati hidroelektrane i pretpostavka je da će on iznositi ~79,13%. Međutim, njihov će se relativni udio smanjiti zbog povećanja udjela ostalih obnovljivih izvora energije. Relativni udio vjetra će ostati otprilike na razinama iz 2020. godine te će iznositi ~ 12,15%, ali će se apsolutni iznosi povećati, prvenstveno zbog planirane izgradnje novih vjetroelektrana na području FBiH. Da bi se ostvario procijenjeni doprinos biomase, koji iznosi ~5,88%, potrebno je poticati korištenje čvrste biomase u kogeneracijskim postrojenjima. S obzirom da će solarna energija postati konkurentnija na tržištu, poželjna je i izgradnja solarnih mikro elektrana. Zbog toga se, do 2035. godine, očekuje blagi porast udjela te vrste energije u OIE, te bi on tada iznosio ~ 2,84% (Tablica 5.4.1).

Tablica 5.4.1 Doprinos tehnologija OIE u finalnoj potrošnji u sektoru električne energije

Tehnologija	Plan 2015.	Plan 2020.	Vizija 2035.	
			Udio u OIE el. energije ¹	Doprinos u finalnoj potrošnji
Hidro	294,2 ktoe (99,2%)	349,6 ktoe (85,8%)	~ 79,13%	
Vjetar	0 ktoe (0%)	49,4 ktoe (12,5%)	~ 12,15%	
Biomasa	1,6 ktoe (0,5%)	5,3 ktoe (1,3%)	~5,88%	
Solarna	0,7 ktoe (0,3%)	1,55 ktoe (0,4%)	~ 2,84%	

Napomena: 1) Odnosi se na prosjek svih scenarija bez kogeneracijskog scenarija
Izvor: Akcioni plan FBiH za korištenje OIE, analiza Projektnog tima

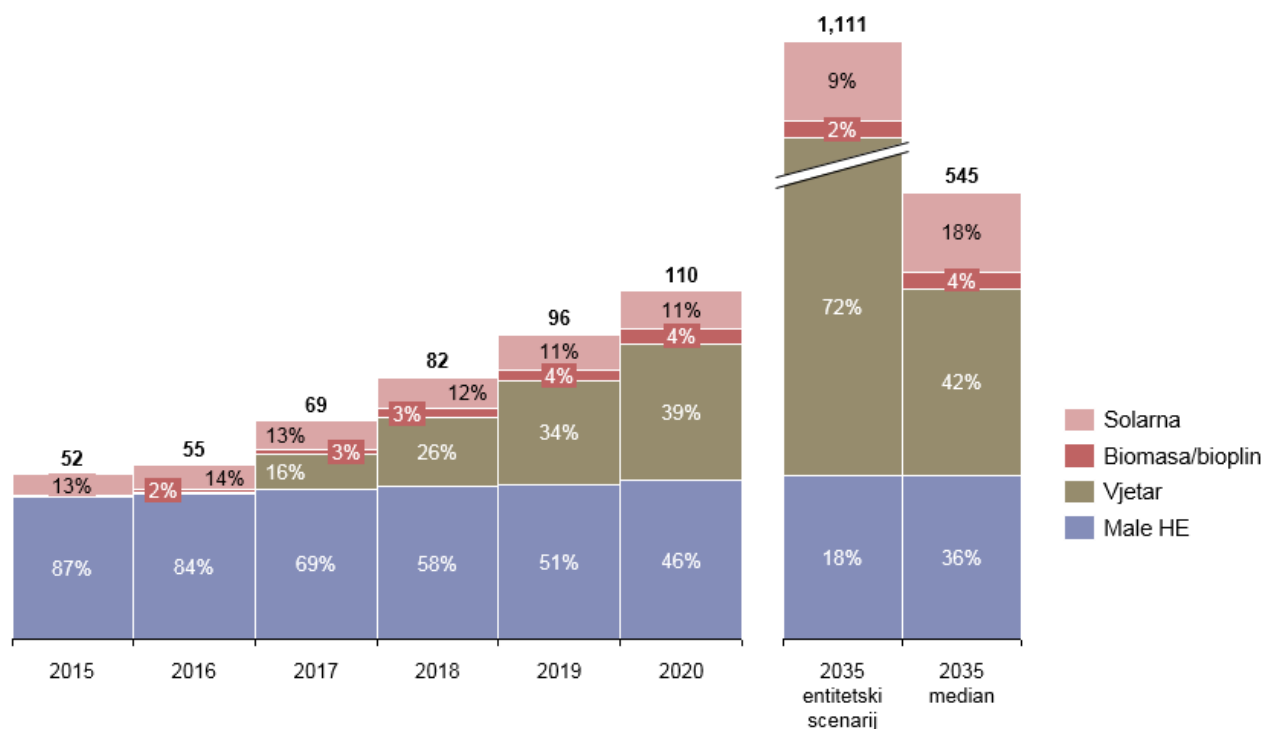
5.4.2.2 Poticanje proizvodnje iz OIE

Kroz sustav poticaja, najviše se planira stimulirati izgradnja vjetroelektrana i hidroelektrana, s time da snaga hidroelektrana ne smije biti veća od 10 MW kako bi mogle ulaziti u sustav poticaja..

Prema Akcionom planu, do 2020. godine bi u Federaciji BiH trebalo biti instalirano 110 MW u kapacitetima koji ulaze u sustav poticaja. Najveći udio će imati hidro i vjetroelektrane. Prema tome, u 2020. bi se iz navedenih kapaciteta proizvelo 361 GWh električne energije. S obzirom na različite scenarije razvoja proizvodnog miksa do 2035. godine, iznosi instalirane snage i proizvodnje iz OIE se razlikuju. Prema entitetskom scenariju, u 2035. bi iznos instalirane snage iz OIE iznosio 1.111 MW. S obzirom na potencijal i mogućnosti u FBiH se do 2035. godine, planira izgradnja vjetroelektrana ukupnog kapaciteta 795,5 MW, te bi se tada iz njih proizvodilo oko 2.093 GWh godišnje, što bi činilo 66% ukupne proizvodnje. Ukupna proizvodnja prema ovom scenariju bi tada iznosila 3.156 GWh. Do 2035. godine će se instalirati i 19,3 MW kapaciteta u elektranama na biomasu, te 97,6 MW u solarnim elektranama.

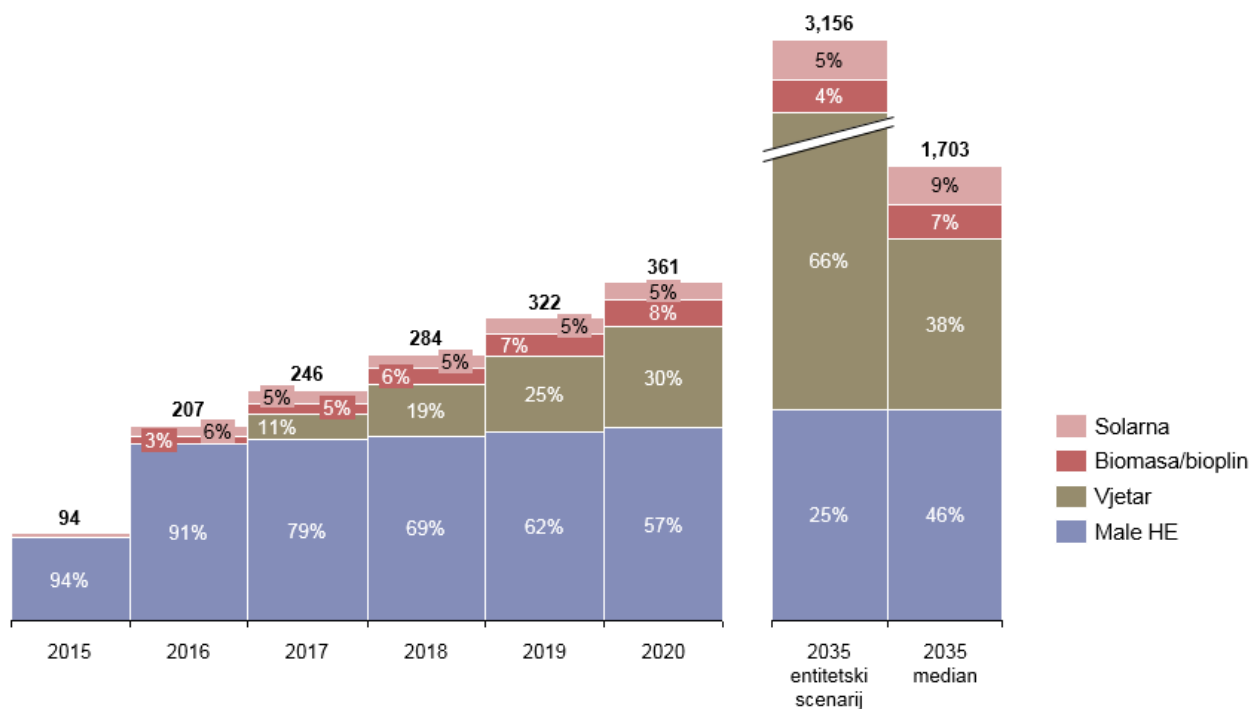
Uspoređujući entitetski scenarij, u kojem se najviše promovira korištenje obnovljivih izvora, s medijanom svih scenarija, vidljivo je da se iznosi instalirane snage i proizvodnje u 2035. godini dosta razlikuju (Slika 5.4.4 i Slika 5.4.5). Glavna razlika je u instaliranoj snazi vjetroelektrana, s obzirom da je prilikom izračuna medijana svih scenarija, u obzir uzet limit instalirane snage VE u iznosu od 230 MW.

Slika 5.4.4 Iznos instalirane snage OIE u FBiH u postojećim i novim kapacitetima u sustavu poticaja u MW, 2015.-2035. godina



Napomena: 1) Procjena do 2035. godine je napravljena na temelju scenarija podataka Radne skupine FBiH i procjene Projektnog tima, 2) Odabir projekata za realizaciju ciljane snage OIE je predmet daljnjih odluka studija isplativosti te utjecaja na okolinu (npr. utjecaj na kontrolu poplava, utjecaj na okoliš i zdravlje, itd.)
Izvor: Radna skupina FBiH, Proizvodnji portfelj FBiH 2015.-2035.

Slika 5.4.5 Iznos proizvodnje po pojedinom izvoru OIE u sustavu poticaja u GWh, 2015.-2035. godina

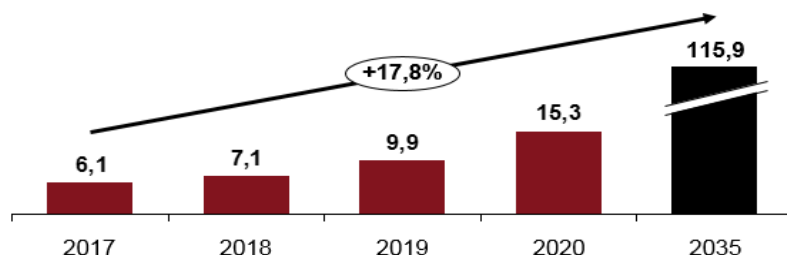


Izvor: Radna skupina FBiH, Proizvodnji portfelj FBiH 2015.-2035.

S obzirom na postojeći sustav poticaja, potrebno je osigurati određene naknade za poticanje proizvodnje iz obnovljivih izvora energije. Ukupna planirana sredstva za naknade za OIE se sastoje od sredstava za isplatu podsticajnog dijela, troškova balansiranja i troškova rada operatora. Sva navedena sredstva se nadoknađuju iz sredstava prikupljenih kroz naknadu za OIE od krajnjih potrošača. Visine naknade, koja se isplaćuje proizvođaču, se razlikuju ovisno o pojedinoj tehnologiji.

Za 2017. godinu su planirana sredstva u iznosu od 6,1 miliona eura. Napravljena je procjena rasta troškova naknada za entitetski scenarij, s obzirom da je u njemu pretpostavljen najagresivniji rast OIE, kako bi se vidio krajnji pritisak na cijene. U tom bi slučaju ukupni troškovi naknada u 2035. godini bili 115,9 miliona eura. Taj će se iznos, ovisno o strategiji razvoja portfelja i ciljevima preuzetim iz EU, naknadno moći korigirati (Slika 5.4.6).

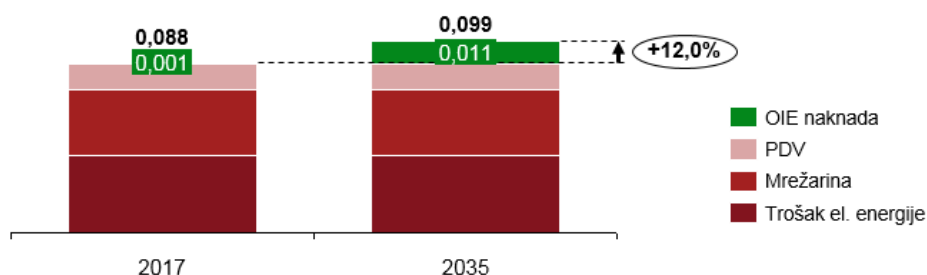
Slika 5.4.6 Procjena rasta planiranih troškova naknada za OIE u milionima EUR, 2017.-2035. godina



Napomena: Procjena napravljena prema scenariju radne skupine entiteta
Izvor: analiza Projektnog tima

Troškove naknada za OIE snose krajnji potrošači putem računa za električnu energiju, na koji se dodaje jedinična naknada za OIE. U 2017. godini, ta jedinična naknada iznosi 0,001 EUR/kWh. Napravljena je procjena prema kojoj bi se iznos jedinične naknade, do 2035. godine, mogao povećati na 0,011 EUR/kWh. U tom slučaju bi, samo zbog porasta iznosa naknada, došlo do rasta cijene za krajnjeg korisnika od 12% do 2035. godine, pod pretpostavkom da ostale stavke računa za električnu energiju ostanu nepromijenjene (trošak električne energije, mrežarina i PDV) (Slika 5.4.7).

Slika 5.4.7 Utjecaj planiranih OIE naknada na krajnju cijenu električne energije u EUR/kWh, 2017.-2035. godina



Napomena: Procjena napravljena prema scenariju radne skupine entiteta. Svrha je indikativna procjena budućih pritiska naknada za OIE na cijenu električne energije u scenariju nepromjenjenog iznosa naknada ("ceteris paribus").
Izvor: analiza Projektnog tima

Spomenute procjene su napravljene kako bi se, uzimajući u obzir određene pretpostavke poput količine proizvodnje iz OIE, sredstava za podsticaje i troškove rada operatora i balansiranja, pokazalo da će se stvarati dodatni pritisak na krajnje cijene električne energije. Iz tog je razloga, potrebno periodičko revidiranje sistema modela poticaja proizvodnje iz OIE, po uzoru na ostale zemlje Europe. Ukoliko se ostvari planirano povećanje BDP-a od 3% godišnje, rast životnog standarda bi nadmašio trenutno procijenjeno povećanje krajnje cijene energije.

U nastavku je prikazan regulatorni okvir za poticanje obnovljivih izvora energije u Federaciji BiH (Tablica 5.4.2).

Tablica 5.4.2 Regulatorni okvir za poticanje OIE u FBiH

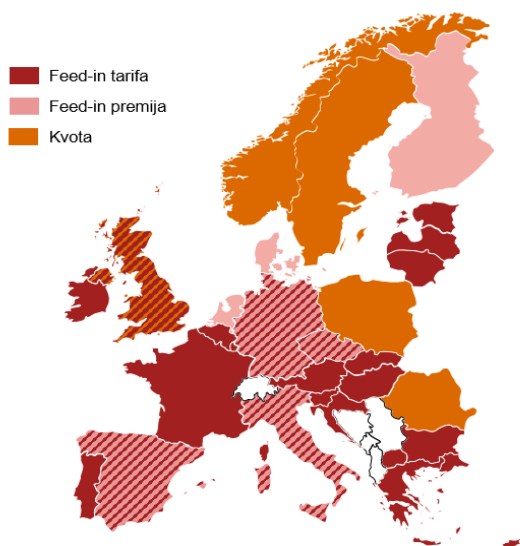
	Federacija BiH
Model poticaja OIE	<ul style="list-style-type: none"> • Feed-in tarifa s garantiranom cijenom
Procedura za feed-in tarife	<ul style="list-style-type: none"> • Proizvođač OIE mora dobiti imati status „privilegovanog proizvođača električne energije“ • Proizvođači sklapaju ugovor o kupnji el. energije s Operatorom za obnovljive izvore energije i efikasnu kogeneraciju (Operator OIEiEK) • Operator OIEiEK mora kupiti svu el. energiju proizvedenu iz OIE po povlaštenoj cijeni • Operator OIEiEK prikuplja naknade za OIE, te isplaćuje podsticajni dio iz garantirane cijene za proizvedenu energiju privilegovanim proizvođačima
Tehnologije	<ul style="list-style-type: none"> • Sve tehnologije ulaze u sustav feed-in tarifa
Spajanje na mrežu	<ul style="list-style-type: none"> • Proizvođači OIE imaju prioritet spajanja na mrežu

Izvor: Res-legal, Radna skupina FBiH

Trenutno se u Federaciji BiH proizvodnja potiče putem feed-in tarifa. Proizvođači koji su ušli u model poticanja putem feed-in tarife imaju garantiranu tarifu u trajanju od 12 godina. Ovim se modelom isključuje cjenovni rizik novih proizvođača i smanjuje njihov trošak kapitala, ali se i isključuje proizvođača od aktivnog sudjelovanja na tržištu s obzirom da Operator ima obavezu kupovine proizvedene energije.

Većina zemalja jugoistočne Europe koristi feed-in sustav kao sustav poticaja za proizvodnju iz obnovljivih izvora energije. Nakon dostizanja zadovoljavajuće razine OIE u sustavu poticaja, trebalo bi razmotriti prelazak na drugačije poticajne mehanizme koji su prilagođeniji ciljevima. Jedan od mogućih mehanizama poticaja je sustav kvota gdje je snabdjevač obavezan kupiti određenu količinu obnovljive energije. Na taj se način stvara tržište među proizvođačima i snabdjevačima na kojem se trguje energijom ili “zelenim certifikatima”. Europske zemlje imaju različite modele poticaja proizvodnje iz OIE (Slika 5.4.8). 2013. godine je EU najavila potpuni preustroj poticaja koje su države članice smjele ponuditi sektoru obnovljivih izvora energije, pri čemu se prednost daje poticajnim premijama i, već navedenom, sustavu kvota, umjesto uobičajenom poticaju feed-in tarifama.

Slika 5.4.8 Modeli poticaja u europskim zemljama



Izvor: SEERMAP, DIA-CORE, Fraunhofer, ECOFYS, European Commission

5.4.2.3 Balansno tržište

2016. godine je u Bosni i Hercegovini došlo do uspostave balansnog tržišta putem tendera, te trenutno tržištem rukovodi Nezavisni Operator Sistema u Bosni i Hercegovini (NOS BiH). U BiH trenutno postoji 17 registrovanih balansno odgovornih strana, od kojih je 8 bilo aktivno tijekom 2016. godine.

U Federaciji BiH privilegovani i kvalifikovani proizvođači, instalisane snage iznad 150 kW, plaćaju troškove balansiranja vlastite proizvodnje Operatoru OIEiEK. Trenutno u FBiH ne postoji tehnička infrastruktura i definisan mehanizam cjelokupnog procesa balansiranja svih proizvođača iz OIE od kojih se otkupljuje električna energija, a koji isporučuju tu istu energiju u distributivnu mrežu¹⁸. S obzirom da se očekuje porast OIE za očekivati je da će dolaziti do većeg debalansa u EES. Do debalansa prvenstveno dolazi zbog drastičnog povećanja instaliranih kapaciteta u vjetroelektranama. Glavni problem proizvodnje energije iz VE je nemogućnost precizne prognoze proizvodnje. U slučaju da je proizvodnja iz vjetroelektrana iznad prognoze, vjetroelektranama se plaća niska cijena debalansa, dok u suprotnom slučaju vjetroelektrane plaćaju visoku cijenu debalansa.

Da bi se minimalizirao problem pojave debalansa u EES, potrebno je adekvatno riješiti pitanje organiziranja sustava i integracije povlaštenih proizvođača iz OIE u EES BiH, te su iz tog razloga dane smjernice za uspostavljanje OIE balansnog tržišta (Tablica 5.4.3).

Tablica 5.4.3 Smjernice za uspostavljanje OIE balansnog tržišta

Smjernica	Opis
Formiranje OIE balansne grupe	Svi povlašteni i kvalifikovani proizvođači iz OIE ¹ spojeni na distributivnu mrežu pripadaju OIE balansnoj grupi ili mogu biti samostalni kao dio postojećih BOS-ova, koji djeluju na balansnom tržištu, a čije funkcionisanje je definisano Tržišnim pravilima
Uspostavljanje mehanizama gdje će Operator za obnovljivu energiju voditi OIE balansu grupu	Uspostava koordinacijskog tijela, odnosno operatora za OIE od strane Operatora za OIEiEK
	Definiranje pravila za upravljanje, vođenje i prodaju električne energije unutar OIE balansne grupe u ime povlaštenih i kvalifikovanih proizvođača iz OIE
	Ispitivanje mogućnosti daljnjeg razvoja tržišnih mehanizama i modaliteta proizvodnje el. energije iz OIE (indikativan period 2020. godina), ali isto tako i prodaje el. energije iz OIE
Definiranje mehanizama za snošenje troškova debalansa za OIE	Definiranje nadležnosti za usluge balansiranja električne energije za povlaštene i kvalifikovane proizvođače OIE (trenutno u fazi pripreme Nacrta Pravilnika o metodologiji za raspodjelu troškova balansiranja i određivanje udjela troškova koji će se plaćati iz naknada za poticanje)
Korištenje naprednih programa za preciznu prognozu dnevne proizvodnje povlaštenih proizvođača OIE	Odnosi se na sve vrste tehnologije OIE, a posebno se odnosi na proizvodnju iz vjetroelektrana, kako bi se povećala točnost planiranja, i posljedično smanjili debalansi u sustavu

Napomena: 1) Zakon o korištenju OIEiEK ne spominje balansnu odgovornost postrojenja u probnom radu
Izvor: Operator za OIEiEK, analiza Projektnog tima

¹⁸ Odnosi se na prognoziranje, dostavljanje planova, obračune debalansa, te financijska poravnanja između svih subjekata u balansnoj grupi koji su uzrokovali debalans i nadležnog BOS-a

Kao dodatak, navedeni su primjeri kako se električnom energijom iz OIE trguje u odabranim europskim zemljama gdje je operator tržišta ili TSO zadužen za vođenje OIE balanse grupe i energije uravnoteženja iz OIE (Tablica 5.4.4).

Tablica 5.4.4 Tijek načina prodaje el. energije iz OIE u odabrani zemljama

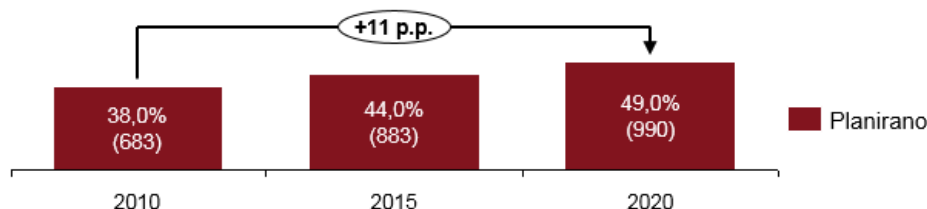
Tijek razvoja kanala prodaje	
Slovenija	<ul style="list-style-type: none"> • Operator tržišta BORZEN → upravitelj eko-bilančne grupe i energije uravnoteženja za OIE • 2010. – nestandardni proizvod na aukcijama (uz balansiranje) + burza el. energije (BSP) • 2011.-2015. – standardni proizvod, aukcije i burza el. energije • 2016. bilančnu grupu kupuje GEN-I, a 2017. ju kupuje HEP
Austrija	<ul style="list-style-type: none"> • Operator EE APCS, u sklop OeMAG → upravitelj eko-bilančne grupe i energije uravnoteženja za OIE • 2003.-2006. – voditelji eko-bilančne grupe odgovorni za kupnju, subvencioniranje i alociranje el. energije • 2006.-danas – OeMAG (APCS) alocira el. energiju direktno aktivnim snabdjevačima ovisno o njihovom tržišnom udjelu
Mađarska	<ul style="list-style-type: none"> • TSO MAVIR → upravitelj eko-bilančne grupe i energije uravnoteženja za OIE • 2008. – snabdjevači preuzimaju el. energiju iz OIE sukladno svom tržišnom udjelu • 2014. – novi kanal prodaje HUPX, razlika između planiranih dnevnih količina OIE i bazne energije se prodaje na burzi el. energije • 2016. – sva energija iz OIE se nudi preko HUPX-a
Italija	<ul style="list-style-type: none"> • Operator tržišta GSE → upravitelj eko-bilančne grupe i energije uravnoteženja za OIE • 2008.-nadalje – GSE malim proizvođačima nudi kupnju energije iz OIE koju prodaje na unutardnevnom ili dan-unaprijed tržištu na burzi el. energije

Izvor: BORZEN, HROTE, MAVIR, Res-legal, APG, GSE, Europex, analiza Projektnog tima

5.4.2.4 Sektor grijanja i hlađenja

Kao i za prethodni sektor, za sektor grijanja i hlađenja dane su projekcije kretanja udjela OIE u finalnoj potrošnji. Za grijanje i hlađenje je postavljen cilj udjela OIE od 49%, čime se predviđa povećanje udjela OIE na 990 ktoe u 2020. godini. Planirani udio za 2015. godinu je iznosio 44%, odnosno 883 ktoe energije iz OIE (Slika 5.4.9).

Slika 5.4.9 Dinamika OIE u finalnoj potrošnji sektora grijanja i hlađenja u ktoe, 2010.-2020. godina



Izvor: Akcioni plan FBiH za korištenje OIE

U službenim dokumentima dostupnim od strane Radne skupine FBiH, trenutno ne postoje podaci o planovima ili ostvarenim udjelima OIE u sektoru grijanja i hlađenja. Stoga, jedna od smjernica jest i kontinuirano praćenje korištenja pojedine tehnologije u finalnoj potrošnji energije za grijanje i hlađenje. Pretpostavka je da je najveći udio u finalnoj potrošnji imala biomasa, prvenstveno ogrjevno drvo.

Do 2035. potrebno je povećati apsolutni doprinos svake tehnologije (biomasa, geotermalna, solarna i ostale tehnologije). Uzimajući u obzir pretpostavku da je biomasa bila glavno gorivo, ona će i budućnosti ostati najviše korišteno gorivo, s procijenjenim udjelom između 98% i 95%, ovisno o scenariju, no potrebno je promijeniti strukturu korištenja biomase. Tako se očekuje smanjenje potrošnje ogrjevnog drveta, a povećanje korištenja peleta te šumskog i poljoprivrednog otpada. U kogeneracijskom obnovljivom scenariju potrebno je staviti naglasak na sisteme daljinskog grijanja (SDG). Da bi se to ostvarilo potrebno je poboljšati regulative vezane za sektor šumarstva te povezati industrije. Federacija BiH ima nezanemariv geotermalni potencijal, no do danas nije dovoljno istražen. S obzirom da će udio geotermalne energije u finalnoj potrošnji sektora biti ~ 0,5%, potrebno je detaljnije istražiti te komercijalizirati geotermalni potencijal FBiH. Procijenjeno je da će udio solarne energije, do 2035. godine, iznositi ~ 1%-4%, ovisno o scenariju. Šira upotreba solarnih panela, prvenstveno za grijanje u domaćinstvima, se očekuje zbog kontinuiranog pada cijena. S obzirom na rapidan razvoj tehnologija te pada njihove cijene na globalnoj razini, za očekivati je kako će se do 2035. godine na tržištu pojaviti nove komercijalne tehnologije koje će se koristiti za grijanje i/ili hlađenje te da će one imati otprilike 0,5% udjela u ukupnoj finalnoj potrošnji sektora (Tablica 5.4.5).

Tablica 5.4.5 Doprinos tehnologija OIE u finalnoj potrošnji u sektoru grijanja i hlađenja

Tehnologija	Vizija 2035.	
	Udio u OIE grijanja/hlađenja	Doprinos u finalnoj potrošnji
Biomasa	~ 98% ¹ -95% ²	➔
Geotermalna	~ 0,5%	➔
Solarna	~ 1% ¹ -4% ²	➔
Ostalo	~ 0,5%	➔

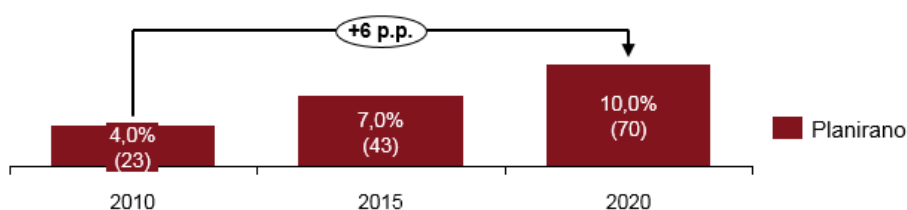
Napomena: 1) Odnosi se na kogeneracijski obnovljivi scenarij s većim udjelom daljinskih toplinarskih sustava na biomasu, 2) Odnosi se na scenarij jačeg razvoja decentralizirane energije i mikrosolara na kućanstvima (poticaji za PV i pad cijena tehnologije)

Izvor: analiza Projektnog tima

5.4.2.5 Sektor transporta

Prema Akcionom planu, udio obnovljivih izvora u finalnoj potrošnji u transportu se do 2020. godine se mora povećati na 10%, tj. u apsolutnom iznosu mora iznositi 70 ktoe. Planirani udio OIE u 2015. godini je bio 7%, no pretpostavka, jer podaci o realizaciji nisu dostupni, je da je trenutno realizacija ispod plana (Slika 5.4.10).

Slika 5.4.10 Dinamika OIE u finalnoj potrošnji sektora transporta u ktoe, 2010.-2020, godina






Izvor: Akcioni plan FBiH za korištenje OIE

Prema procjenama, od 70 ktoe obnovljive energije u 2020. godini, oko 90% će se proizvesti iz biogoriva, a ostalih ~ 10% će biti električna energija nastala iz obnovljivih izvora energije. Međutim, bitno je napomenuti da je, budući da ne postoji statistika o otkupu električne energije iz OIE, potrebno unaprijediti statističke podatke u narednom razdoblju.

U narednom razdoblju se najviše očekuje korištenje biodizela i bioetanola. Prema procjenama do 2035. godine, doprinos biogoriva će biti ~ 90% - 85%, s time da će se apsolutni doprinos u finalnoj potrošnji povećati. Samo povećanje biogoriva će, među ostalim, i znatno utjecati na smanjenje emisija CO₂. Osim biogoriva, do 2035. se očekuje i povećanje korištenja električne energije iz obnovljivih izvora, čiji je udio u OIE transporta procijenjen na ~ 10% - 15%. Uz to, očekuje se i izgradnja električnih punionica automobila, koje bi se, osim za domaće automobile, koristile i prilikom međunarodnog cestovnog prometa. Europski trend ukazuje na rast društvene odgovornosti poduzeća, poput željeznica, koja kupuju zelenu energiju. Kao što je i ranije spomenuto, s obzirom na vrlo brz razvoj tehnologije, očekuje se pojava novih komercijalnih tehnologija i u sektoru transporta, čiji bi udio do 2035. mogao iznositi ~ 0,5% (Tablica 5.4.6).

Tablica 5.4.6 Doprinos tehnologija OIE u finalnoj potrošnji u sektoru transporta

Tehnologija	Plan 2015.	Plan 2020.	Vizija 2035.	
			Udio u OIE el. energije ¹	Doprinos u finalnoj potrošnji
Biogoriva	100%	~ 90%	~ 90% - 85%	
Električna energija iz OIE	0%	~ 10%	~ 10% - 15%	
Ostalo	0%	0%	~ 0,5%	

Napomena: 1) Intervali ovise o penetraciji električnih vozila i baterijskih sustava u domaćinstva, decentralizirane energije i PV modula te stupnju korištenja OIE za napajanje električnih prijevoznih sredstava (tramvaji, željeznice, itd.)

Izvor: Akcioni plan FBiH za korištenje OIE, analiza Projektnog tima

5.4.2.6 Mjere za postizanje ciljeva

Postojećim Akcijskim planom je definirano nekoliko mjera kojima se planira povećati korištenje energije iz obnovljivih izvora i na taj način ostvariti postavljene indikativne ciljeve:

1. sustavno planiranje u sektoru OIE → povećanje korištenja OIE, ekonomska isplativost i nova radna mjesta
2. uspostava tržišta za energiju iz obnovljivih izvora
3. upravljanje potrošnjom energije
4. korištenje svih raspoloživih potencijala iz obnovljivih izvora
5. promocija najboljih praksi koje se primjenjuju u zemljama Europske unije → efikasno korištenje energije i obnovljivih izvora
6. korištenje energije iz hidro potencijala na optimalan način
7. osiguravanje financijske podrške za efikasan i održiv sistem korištenja biomase, biogasa i ostalih biogoriva
8. korištenje energije otpada za proizvodnju električne i toplotne energije, te rješavanje problema gradskog deponija
9. osiguravanje podrške za domaću proizvodnju opreme i pružanje usluga
10. povećanje korištenja obnovljivih izvora u sektoru transporta, posebno biogoriva

5.4.3 Regulatorni i institucionalni okvir

5.4.3.1 Nivo BiH

Vijeće ministara BiH je usvojilo Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u BiH (Akcioni plan OIE BiH) u martu 2016. godine. Akcioni plan OIE BiH je baziran na ranije usvojenim entitetskim akcionim planovima za korištenje obnovljivih izvora energije. Akcioni planovi entiteta i države izrađeni su na obrascu propisanom Odlukom Evropske Komisije o utvrđivanju obrasca za nacionalne akcijske planove za obnovljivu energiju u skladu s Direktivom 2009/28/EZ. Također, Akcioni plan OIE BiH sadrži parametre koji se odnose na BD, ali koji do sad nisu bili predmet usvajanja od strane Vlade BD. Akcioni plan BiH se usklađuje sa strateškim i planskim dokumentima FBiH, RS i BD. Akcioni plan OIE BiH definiše pregled potrošnje energije iz OIE u referentnoj 2009. godini te u periodu od 2010. do 2020. godine, uključujući:

- planiranu ukupnu finalnu potrošnju energije iz OIE u grijanju i hlađenju, električnoj energiji i transportu, uzimajući u obzir učinke energetske efikasnosti i energetske štednje, izraženo u kilotonama ekvivalentne nafte
- planirani udio OIE u ukupnoj finalnoj potrošnji energije iz OIE u grijanju i hlađenju, električnoj energiji i transportu izraženo u procentima
- udio obnovljive energije svakog sektora u krajnjoj potrošnji energije
- udio obnovljive energije u transportu
- procjenu ukupnog udjela (instaliranih kapaciteta ukupne proizvodnje električne energije) koji se očekuje od svake tehnologije za obnovljivu energiju
- maksimalni nivo instalirane snage privilegovanih proizvođača za svaku tehnologiju (u daljem tekstu: dinamičke kvote)
- politiku i mjere za promociju i poticanje korištenja energije iz OIE, u skladu sa propisima iz oblasti konkurencije i državne pomoći
- zajedničke mjere ministarstva i institucija

Energetska statistika je u fazi razvoja i još nije u potpunosti funkcionalna kako bi se osigurali dovoljni podaci za praćenje i ažuriranje dešavanja u sektoru OIE u BiH. MVTEO izvještaja Energetsku zajednicu o realizaciji Akcionog plana OIE BiH, shodno entitetskim izvještajima o realizaciji akcionih planova, te izvještaju o provedbi mjera koje provodi državni nivo.

5.4.3.2 Regulatorna u Federaciji BiH

Akcioni plan za korištenje obnovljivih izvora energije u FBiH (Akcioni plan OIE FBiH) određuje politiku, planove i indikativne ciljeve FBiH u udjelu energije iz OIE u ukupnoj finalnoj potrošnji električne energije, energije za grijanje i/ili hlađenje i energije za transport, uvažavajući efekte regulatornih mjera koje se odnose na unapređenje energetske efikasnosti i uštede energije kod krajnjih kupaca, kao i drugih mjera u svrhu ispunjenja postavljenih ciljeva.

Zakonom o korištenju obnovljivih izvora energije i efikasne kogeneracije se uređuje promovisanje korištenja obnovljivih izvora energije i efikasne kogeneracije, ispitivanje potencijala OIE, kao i mjere za promovisanje upotrebe OIE u transportu radi potrošnje na domaćem tržištu i povećanja udjela u ukupnoj potrošnji energije, te obezbjeđenje razvoja podsticajnih mjera, regulatornog okvira i tehničke infrastrukture za OIE i efikasnu kogeneraciju. Modeli podsticaja u FBiH su feed-in tarifa sa garantovanim cijenom. Proizvođači energije iz OIE imaju pravo prioritnog spajanja na mrežu. Zakonom je uspostavljen Operator za obnovljive izvore energije i efikasnu kogeneraciju (Operator za OIEiEK) s ciljem stvaranja institucionalne strukture za operacionalizaciju sistema podsticaja proizvodnje i otkupa električne energije iz postrojenja koja koriste OIEiEK.

Operator za OIEiEK ima sljedeće nadležnosti:

1. prikuplja, obrađuje i vodi evidenciju o ukupnoj električnoj energiji proizvedenoj u postrojenjima kvalifikovanih proizvođača,
2. na zahtjev privilegovanog proizvođača, zaključuje ugovor o otkupu električne energije po garantovanim otkupnim cijenama i vrši otkup ukupne električne energije proizvedene iz postrojenja privilegovanog proizvođača,
3. na zahtjev kvalifikovanog proizvođača, zaključuje ugovor o otkupu električne energije po referentnoj cijeni i vrši otkup ukupne električne energije proizvedene iz postrojenja kvalifikovanog proizvođača,
4. na zahtjev potencijalnog privilegovanog proizvođača, zaključuje predugovor za otkup električne energije po garantovanim otkupnim cijenama,
5. vrši obračun i isplatu finansijskih sredstava za isporučenu električnu energiju privilegovanim proizvođačima koji su zaključili ugovor sa Operatorom za OIEiEK po garantovanim cijenama, odnosno kvalifikovanim proizvođačima po referentnoj cijeni za isporučene količine proizvedene energije,
6. zaključuje ugovor o otkupu električne energije s mikroproizvođačem, te vrši obračun i isplatu finansijskih sredstava za isporučenu električnu energiju,
7. sa svakim pojedinačnim snabdjevačem iz FBiH i kvalifikovanim kupcem koji električnu energiju za vlastite potrebe nabavlja od snabdjevača van teritorije FBiH, sklapa ugovor kojim će se detaljno urediti sva međusobna

- prava i obaveze, uključujući prikupljanje naknada kao i obavezu snabdjevača i kvalifikovanih kupaca da izda Operatoru za OIEiEK odgovarajuće garancije za osiguranje uplata,
8. izrađuje analize ostvarenih količina električne energije u odnosu na planirane količine električne energije proizvedene iz OIE,
 9. vrši fakturisanje i naplatu od snabdjevača za isporučenu električnu energiju proizvedenu iz postrojenja privilegovanih proizvođača, po referentnoj cijeni,
 10. prikuplja i obrađuje podatke o ukupnoj finalnoj potrošnji električne energije u FBiH koje dostavljaju operator mreže, snabdjevači i kvalifikovani kupci na mjesečnom nivou, radi obračuna naknada,
 11. prikuplja naknade za podsticanje od snabdjevača i kvalifikovanih kupaca,
 12. sudjeluje u predlaganju pravila o balansiranju elektroenergetskog sistema u saradnji s ovlaštenim institucijama, uključujući i pravila za obračun naknada za debalans, koja su u nadležnosti NOS-a,
 13. u ime privilegovanih proizvođača, vrši isplatu sredstava za balansiranje elektroenergetskog sistema nadležnom tijelu,
 14. vodi poseban transakcijski račun za obračun i plaćanje električne energije proizvedene iz OIEiEK,
 15. provodi propisane aktivnosti vezane za promovisanje OIEiEK,
 16. dostavlja polugodišnje i godišnje izvještaje o poslovanju FMERI-u i FERK-u,
 17. vodi Registar garancije porijekla, izdaje, vrši prijenos i poništavanje garancija porijekla električne energije, te energije grijanja i hlađenja,
 18. vodi Registar projekata,
 19. vodi evidenciju o realizaciji i poštivanju procedura otkupa energije iz OIE.

Regulatorne funkcije iz oblasti OIEiEK vrši FERK, i to:

1. donošenje metodologije za utvrđivanje referentne cijene električne energije i na osnovu iste utvrđivanje referentne cijene električne energije,
2. regulisanje i nadzor rad Operatora za OIEiEK,
3. odobravanje Pravilnika o postupku podnošenja zahtjeva za izdavanje garancije porijekla na prijedlog Operatora za OIEiEK,
4. izdavanje Rješenja o sticanju statusa kvalifikovanih proizvođača,
5. donošenje Pravilnika o obaveznom učešću i preuzimanju električne energije proizvedene iz OIE, i na osnovu toga utvrđivanje obaveznog učešća za sve snabdjevače,
6. donošenje metodologije utvrđivanja garantovanih cijena električne energije za različite tehnologije, koje privilegovani proizvođači koriste za proizvodnju električne energije, kao i kriterija za njihovu promjenu, i na osnovu toga izračun prijedloga garantovanih cijena električne energije,
7. donošenje pravilnika za mikropostrojenja OIE koji sadrži skraćene procedure, kojim su definisani postupci kod izgradnje, uslovi priključenja na distributivnu mrežu, način mjerenja i obračuna proizvedene električne energije,
8. davanje saglasnosti na pravilnik za utvrđivanje metodologije za raspodjelu troškova balansiranja za privilegovane i kvalifikovane proizvođače kao i učešća koji će se plaćati sredstvima iz naknada prikupljenih za stimulisane, a na prijedlog Operatora za OIEiEK,
9. informiranje javnosti o stimulativnim mjerama za OIEiEK.

Uredba o podsticanju proizvodnje električne energije iz OIEiEK i određivanju naknada za podsticanje („Službene novine FBiH“, broj: 48/14) uređuje da se sredstva za podsticanje proizvodnje električne energije iz OIEiEK obezbjeđuju iz naknada koja se naplaćuju od svih krajnjih kupaca električne energije u FBiH. Snabdjevač kupaca električnom energijom je obavezan u računu koji dostavlja kupcu po osnovu isporučene i prodane električne energije, kao posebnu stavku, naznačiti jedinični iznos i iznos ukupne naknade za podsticanje. Snabdjevač je obavezan da sredstva naplaćena po osnovu naknade za podsticanje doznači na račun Operatora za OIEiEK. Operator za OIEiEK i proizvođač zaključuju ugovor o kupovini električne energije. Operator za OIEiEK mora kupiti svu energiju proizvedenu iz OIE po povlaštenoj cijeni. Operator OIEiEK prikuplja naknade za OIE te isplaćuje poticajni dio i garantirane cijene za proizvedenu energiju privilegovanim proizvođačima. Pravilnikom o metodologiji o načinu utvrđivanja garantovanih otkupnih cijena električne energije iz postrojenja za korištenje obnovljivih izvora energije i efikasne kogeneracije („Službene novine FBiH“, broj: 50/14) FERK propisuje metodologiju utvrđivanja zajamčenih otkupnih cijena električne energije iz postrojenja kvalificiranih proizvođača, koji su stekli status privilegovanih proizvođača, za svaku vrstu i grupu postrojenja za korištenje OIEiEK, kao i kriterije za promjenu utvrđene zajamčene otkupne cijene. Pravilnikom o metodologiji za utvrđivanje referentne cijene električne energije („Službene novine FBiH“, broj: 50/14) FERK propisuje metodologiju utvrđivanja referentne cijene električne energije, kao otkupne cijene električne energije iz postrojenja koja koriste OIEiEK čija se proizvodnja ne potiče i koristi se za utvrđivanje naknada koje se plaćaju za OIE. Pravilnikom o obveznom udjelu i preuzimanju električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije („Službene novine FBiH“, broj: 99/16), FERK propisuje obvezu, način i procedure preuzimanja električne energije proizvedene iz OIE za sve snabdjevače koji snabdjevaju krajnje kupce u FBiH i kvalificirane kupce koji uvoze električnu energiju za vlastite potrebe. Pravilnikom o sticanju statusa kvalifikovanog proizvođača električne energije („Službene novine FBiH“, broj: 53/14), FERK propisuje uslove i način na koji proizvođači električne energije, koji u pojedinačnom proizvodnom objektu proizvode električnu energiju koristeći otpad ili OIE ili se bave kombinovanom proizvodnjom toplotne i električne energije, na ekonomski

primjeren način u skladu sa mjerama zaštite okoline, stiču status kvalifikovanog proizvođača. Pravilnikom o postupku podnošenja zahtjeva za izdavanje garancije porijekla električne energije („Službene novine FBiH“, broj: 101/15) definiše se sadržaj zahtjeva za izdavanje garancije porijekla električne energije, te sadržaj izdate garancije porijekla električne energije, kao i uspostavljanje transparentne procedure i osiguranje ravnopravnih uslova za izdavanje, prenos i poništavanje garancije porijekla električne energije. Pravilnikom za mikro postrojenja obnovljivih izvora energije („Službene novine FBiH“, broj: 50/14) definišu se jasni uvjeti i način priključenja mikro postrojenja OIE na distribucijsku mrežu, koji osiguravaju i omogućavaju ravnopravne uvjete za priključenje mikro postrojenjima OIE, kao i način mjerenja i obračuna električne energije proizvedene u mikro postrojenjima OIE.

5.4.4 Strateške smjernice

S obzirom da su ranije navedene mjere preuzete iz Akcionog plana, koji je definiran za razdoblje do 2020. godine, potrebno je postaviti energetske okvir strategije za sektor obnovljivih izvora energije u Federaciji BiH. U nastavku su navedeni strateški prioriteti i smjernice za razvoj sektora OIE do 2035. godine (Tablica 5.4.7).

Tablica 5.4.7 Strateške smjernice

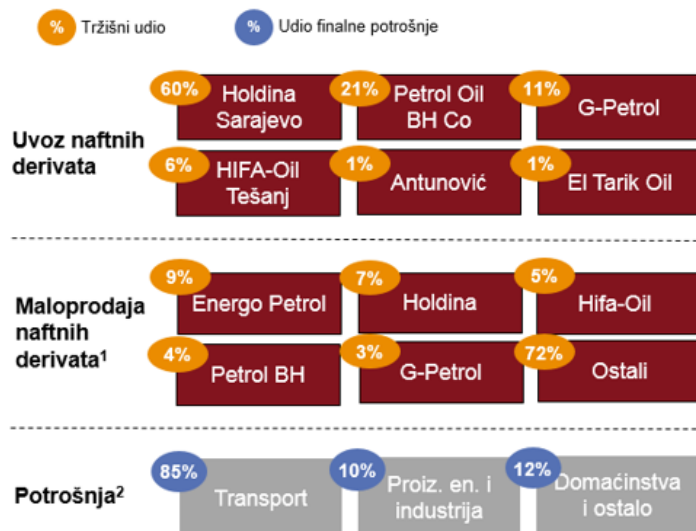
	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište i regulativa	Povećanje udjela OIE, koji su u sustavu poticaja, u proizvodnji električne energije, uz adekvatnu organizaciju sustava	Sustavno planiranje povećanja proizvodnje iz ostalih obnovljivih izvora energije, uzimajući u obzir raspoložive potencijale
		Osnivanje balansne grupe za povlaštene i kvalifikovane proizvođače OIE, uz razradu organizacije tržišta kroz definiranje nadležnog tijela za koordinaciju, načina planiranja prodaje el. energije, te troškova balansiranja
		Stalne revizije iznosa naknada, kao i razmatranje novih modela poticaja od 2020. godine koji bi napravili manji pritisak na krajnje potrošače
	Povećanje udjela OIE u finalnoj potrošnji u sektorima grijanja i hlađenja	Trenutno nije normirana upotreba minimlanih razina energije iz OIE prilikom izgradnje novih ili renoviranja postojećih objekata. Nisu propisane mjere u cilju povećanja udjela OIE u finalnoj potrošnji u sektorima grijanja i hlađenja. Po ovim pitanjima postoji neusklađenost s Direktivom 2009/28/EC, stoga je normiranje neophodno Propisivanje upotrebene minimlanih razina energije iz OIE prilikom izgradnje novih ili renoviranja postojećih kapaciteta, te donošenje propisa koji će uređivati primjenu kogeneracije
	Postizanje cilja od 10% udjela OIE u proizvodnji energije u transportu u 2020. godini	Donošenje propisa kojima bi se normirala upotreba biogoriva te utvrdili kriteriji održivosti za pogonska biogoriva i druga tekuća biogoriva, s ciljem ispunjenja ciljeva iz Akcionog plana te ispravnog transponiranja zahtjeva iz Direktive 2009/28/EC

5.5 Sektor nafte i naftnih derivata

5.5.1 Struktura naftnog tržišta u FBiH

Federacija BiH trenutno nema domaću proizvodnju nafte i gasa, ali u periodu od 2011.- 2015. godine provedena je reinterpretacija starijih podataka na temelju kojih je prostor Dinarida proglašen perspektivan. Federacija BiH ne posjeduje kapacitete za preradu sirove nafte pa je u potpunosti ovisna o uvozu naftnih derivata. Najvećim dijelom uvoz se vrši iz Hrvatske, gdje INA kroz podružnicu Holdina d.o.o. osigurava oko 60% tržišta. Maloprodajnu mrežu karakterizira veliki broj malih privatnika, s manje od 5 benzinskih crpki u vlasništvu, koji sačinjavaju oko 70% tržišta. Potrošnja naftnih derivata najveća je u sektoru transporta, gdje se najviše troše benzin i dizel (Slika 5.5.1).

Slika 5.5.1 Struktura naftnog tržišta FBiH, 2015. godina



Napomena: 1) Postotak je omjer broja benzinskih postaja određene firme i ukupnog broja postaja
Izvori: Statistički godišnjak/Ijetopis 2016, Spisak Benzinsko Pumpnih Stanica 2016, Radna skupina FBiH

5.5.2 Istraživanje i proizvodnja ugljikovodika

U regiji u kojoj se nalazi Federacija BiH, proizvodnja ugljikovodika se provodi već dugi niz godina, poglavito u Panonskom Bazenu na područjima Hrvatske i Mađarske. Zbog zrelosti proizvodnih područja u Hrvatskoj i Mađarskoj proizvodnja je u padu ali je i dalje najviša u regiji (Tablica 5.5.1). Sudeći prema prisutnosti nafte u regiji, u strukturama sličnima onima koje obuhvaćaju dio Federacije Bosne i Hercegovine, potencijal za postojanje rezervi nafte postoji.

U svijetu postoje različiti pravni modeli i ugovori koji definiraju odnos između naftnih kompanija i države tijekom svih faza procesa proizvodnje sirove nafte. Najvažnije je definirati način raspodjele prihoda od proizvodnje sirove nafte i kako će troškovi biti tretirani. Države odabiru vrstu pravnog modela prema kojemu će biti konkurentne za privlačenje investicija u naftni sektor i prema kojemu će maksimizirati dobit od proizvodnje sirove nafte. Primjerice, kada se usporedi opis pravnog modela Hrvatske i Mađarske (Tablica 5.5.1) s Crnom Gorom, uočava se da su uvjeti povoljniji u Crnoj Gori, koja pokušava privući investicije u istraživanje i proizvodnju nafte i gasa a nema potvrđene rezerve i proizvodnju, dok Hrvatska i Mađarska ostvaruju veću dobit od proizvodnje. Federacija BiH, u tome pogledu, nema definirane naknade za eksploataciju ugljikovodika, te će se, u svrhu konkurentnosti, naknade definirati pregovorima direktno s investitorom kroz ugovor o koncesiji.

Tablica 5.5.1 Proizvodnja ugljikovodika i pravni modeli u regiji

Država / entitet	Pravni Model	Opis	Proizvodnja ugljikovodika (kboe/dan)
Mađarska	Royalty ²	• Koncesionar je dužan platiti naknadu za istraživanje i proizvodnju ugljikovodika ovisno o površini istražnog/proizvodnog područja i 16% vrijednost proizvedenih ugljikovodika	40,9
Hrvatska	PSA ¹ + Royalty ²	• Naknada za istraživanje i eksploataciju nafte i gasa u Hrvatskoj sastoji se od godišnje novčane naknade utvrđene ovisno o površini istražnog/eksploatacijskog područja, naknada od 10% vrijednost proizvedenih ugljikovodika i podjele proizvedenih količina ugljikovodika gdje državi pripada od 10% do 25%	37,6
Srbija	Royalty ²	• Naknada za geološka istraživanja određuje se po kilometru kvadratnom istražnog prostora. Naknada za eksploataciju nafte i gasa iznosi 8% tržišne cijene eksploatirane sirovine	31,7
Crna Gora	PSA ¹	• Koncesionar je dužan platiti naknadu po kilometru kvadratnom istražnog/proizvodnog područja i iznos udjela proizvodnje u rasponu od 5%-12% ovisno o količini dnevne proizvodnje za naftu i 2% za gas	0
Albanija	PSA ¹ + Royalty ²	• U Albaniji operator je dužan prepustiti dio proizvodnje državi u omjeru dogovorenom u ugovoru i dužan je platiti naknadu od 10% vrijednosti prodanih ugljikovodika	25
BiH – entitet FBiH	PSA ¹ + Royalty ²	• Potencijalni investitori ulaze u direktne pregovore s FBiH i suglasno utvrđuju naknade u fazi istraživanja i eksploatacije na temelju zakonom postavljenih okvira	0
BiH – entitet RS	PSA ¹ + Royalty ²	• Iznos rudne rente je fiksna i utvrđena zakonom, dok se PSA ugovorom suglasno definira stopa naknade na temelju zakonom postavljenih okvira	0

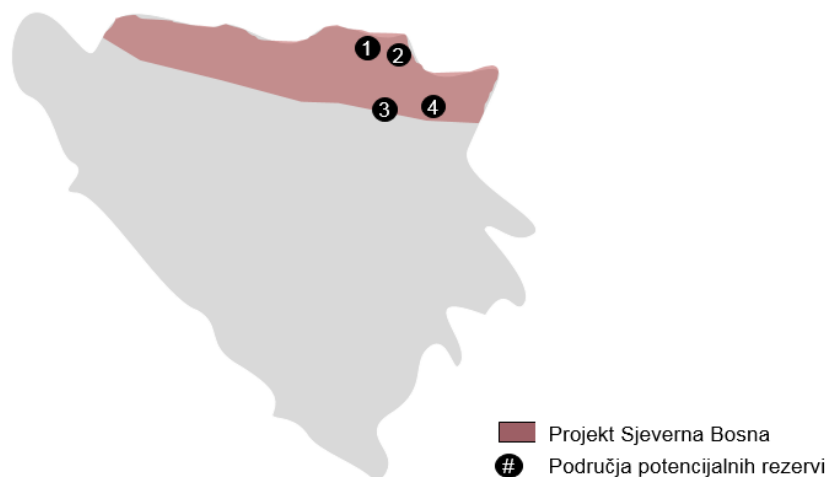
Napomena: 1) Production sharing agreement (PSA): Operator snosi sve troškove istraživanja i proizvodnje i prema ugovoru sklopljenim s državom ili nacionalnom naftnom kompanijom pripada mu dio proizvodnje ugljikovodika, 2) Royalty: Operator snosi prava na istraživanje i proizvodnju uz plaćanje određene godišnje naknade i poreza na prihod ostvarenog od prodaje sirove nafte.

Izvor: Albania's regulatory and fiscal hydrocarbons regime, Crna Gora Ministarstvo Ekonomije, Uredba o naknadi za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika, Zakon o naknadama za korišćenje javnih dobara, naturalgasworld.com, tradingeconomics.com, molgroup.info, nis.eu

U periodu od 1963.-1991. godine, geološka istraživanja na području BiH su se provodila u više navrata ali komercijalna otkrića nikada nisu potvrđena. Od 1986.-1990. godine na područjima Sjeverne Bosne i Dinarida provedena su opsežna geološka, geokemijska i geofizička istraživanja.

Projekt Sjeverna Bosna zahvaća područja Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske (Slika 5.5.2). Istraživanja na tom području su kontinuirano trajala od 1974.-1991. godine. Zahvaćeno područje je jugozapadni dio Panonskog bazena u kojemu su države poput Hrvatske i Mađarske već utvrdile rezerve sirove nafte, što potvrđuje perspektivnost ovoga područja. Projekt je dijelom kreditirala Svjetska Banka, a studiju „Procjena regionalnih istraživanja Sjeverne Bosne“ napravila je engleska firma ECL (Exploration Consultants Limited). U studiji, napravljena je procjena potencijalnih rezervi (Tablica 5.5.2).

Slika 5.5.2 Područje projekta Sjeverna Bosna



Izvor: analiza Projektnog tima

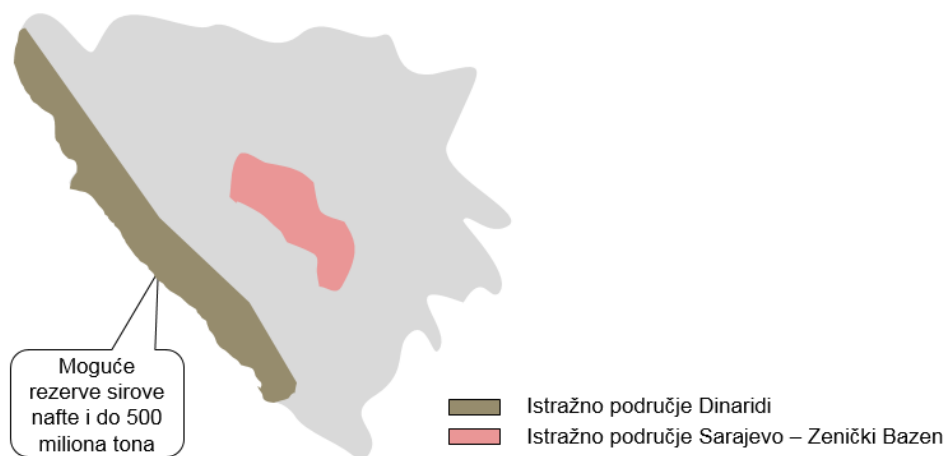
Tablica 5.5.2 Potencijalne rezerve sirove nafte i gasa na području Sjeverne Bosne

	Područje	Potencijalne rezerve (mil. bbl.)	Potencijalne rezerve (mil. t.)
1	Bosanski Šamac	64,5	9,2
2	Orašje	42,5 – 108,4	6,1 – 15,5
3	Tuzla	99,8	14,3
4	Lopare	83,2	11,9

Izvor: ESSBIH knjiga A; Prvi rezultati istraživanja nis.rs (2012), Joint venture with NIS spuds first exploration well in BIH gazprom-neft.net (2013)

Istražno područje Dinarida proteže se od jugozapada Slovenije sve do Crne Gore i prolazi kroz južni i jugozapadni dio BIH (Slika 5.5.3). Zbog nepovoljne konfiguracije terena i složene geološke građe, istraženost Dinarida je mala, zbog čega detaljniji istraživački radovi iziskuju veća ulaganja u odnosu na Sjevernu Bosnu. Posljednje geološke radove na području Dinarida provela je Američka kompanija AMOCO u periodu od 1989.-1991. godine. Istraživanja provedena u tom periodu su fundamentalnog karaktera i može se smatrati da je to tek početak istraživanja. AMOCO je predstavio podatke o matičnim stijenama, kolektorima i geološkim strukturama prema kojima je ocijenjeno da perspektivnost za pronalazak rezervi postoji. Na temelju navedenih podataka predstavljenih od strane AMOCO-a potencijalne rezerve nisu procijenjene. Shell Exploration Company je od 2011.-2015. vršio interpretaciju postojećih geoloških podataka i napravio izvještaj o „Procjeni perspektivnosti Federacije Bosne i Hercegovine za istraživanje nafte i gasa” (Tablica 5.5.3). Područje se smatra perspektivnim, ali nova geološka istraživanja nisu provedena od 1992. godine, te su prema tome potrebna daljnja ulaganja u istraživanje područja Dinarida kako bi se pronašle i utvrdile rezerve ugljikovodika.

Slika 5.5.3 Istražna područja Dinaridi i Sarajevo



Izvor: analiza Projektnog tima

Tablica 5.5.3 Provedene aktivnosti na kojima se temelji perspektivnost pronalaska komercijalnih rezervi nafte

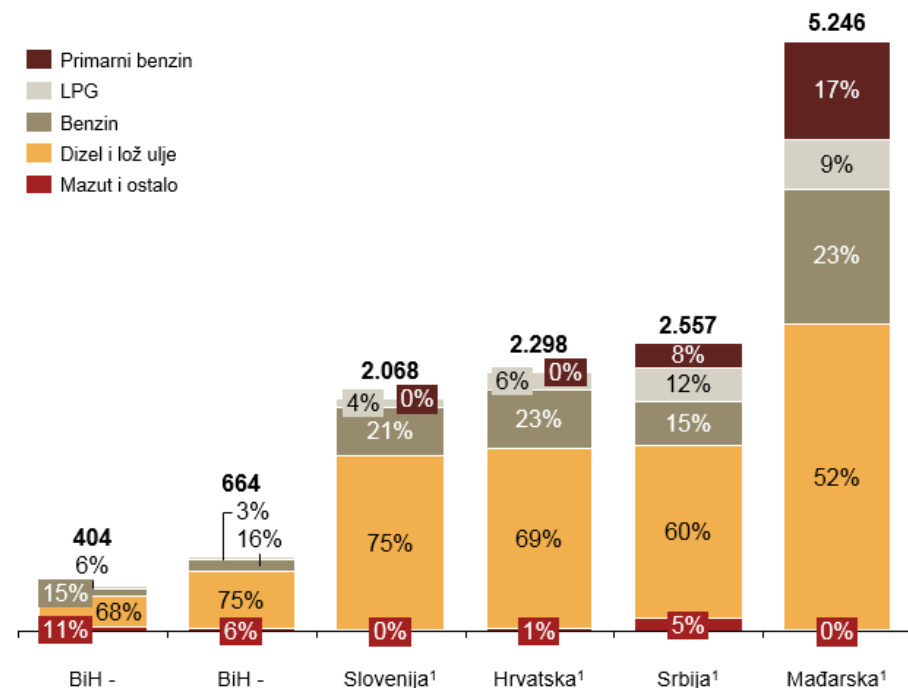
Period	Provedene aktivnosti
1963 - 1992	Istraživanje na području Dinarida i Sarajevsko – Zeničkog Bazena su izvršili INA-Naftaplin, Energoinvest i AMOCO. Navedeno područje su proglasili perspektivnim na temelju osnovnih geoloških istraživanja.
2011 – 2013	Potpisan je Memorandum o razumijevanju između Vlade FBiH i Shell Exploration Company B.V., za razmjenu podataka
2013.	Shell je na temelju rezultata dobivenih ranijim istraživanjem napravio izvještaj o „Procjeni perspektivnosti Federacije Bosne i Hercegovine za istraživanje nafte i gasa”.
2015.	Procjena perspektivnosti Federacije Bosne i Hercegovine za istraživanje nafte i gasa sadrži osnovne podatke o naftnim sistemima koji ukazuju na opravdanost nastavka istraživanja nafte i gasa u Federaciji BiH, ali zbog globalnog stanja tržišta nafte Shell nije produžio Memorandum o razumijevanju.

Izvor: Prve istražne bušotine u BiH moguće već iduće godine energetika-net (2015), Informacija o izvršenim aktivnostima na realizaciji projekta istraživanja i eksploatacije nafte (2015)

5.5.3 Potrošnja naftnih derivata

Usporedbom strukture finalne potrošnje naftnih derivata po derivatu (Slika 5.5.4) i finalne potrošnje naftnih derivata po sektoru (Slika 5.5.5), primjećuje se da Federacija Bosne i Hercegovine prati trend regije te se najviše troše dizel i benzin što je posljedica najveće finalne potrošnje u sektoru transporta od 91%. U Federaciji Bosne i Hercegovine domaćinstva i ostali sektori sačinjavaju mali udio u finalnoj potrošnji derivata, zbog čega je potrošnja mazuta i ostalih teških ugljikovodika relativno mala.

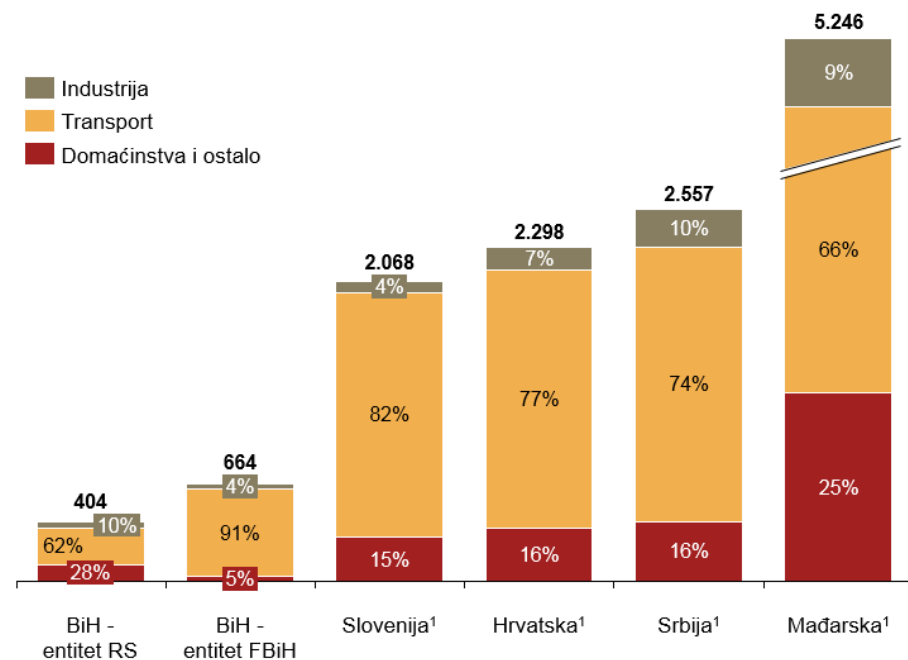
Slika 5.5.4 Finalna potrošnja naftnih derivata po derivatu u kt, 2014./2015. godina



Napomena: 1) Podaci iz 2014. godine

Izvor: Federalni zavod za statistiku - Bilans naftnih derivata 2015 FBiH, Bilans nafte i naftnih derivata RS 2015

Slika 5.5.5 Finalna potrošnja naftnih derivata po sektoru u kt, 2014./2015. godina



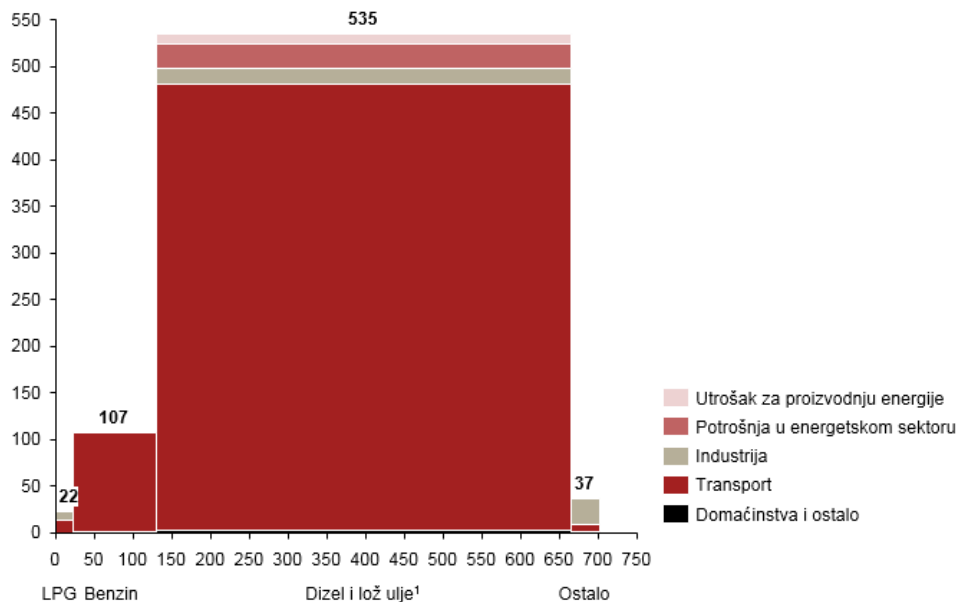
Napomena: 1) Podaci iz 2014. godine

Izvor: Federalni zavod za statistiku - Bilans naftnih derivata 2015 FBiH, Bilans nafte i naftnih derivata RS 2015

U ukupnoj potrošnji naftnih derivata podijeljenoj po sektoru i po derivatu najviše se troše dizel i lož ulje (Slika 5.5.6), primarno u sektoru transporta te znatno manje u ostalim sektorima. Potrebno je napomenuti da je zakonom zabranjena

upotreba lož ulja u transportu, te da je potrošnja lož ulja najzastupljenija u energetskom sektoru za proizvodnju energije, dok se dizel koristi u sektoru transporta za pogon motornih vozila. LPG (*liquified petroleum gas* – ukapljeni naftni gas) je najmanje zastupljen u odnosu na ostale derivate i najviše se troši u sektoru transporta, dok se u industriji također koristi, ali znatno manje, te se u ostalim sektorima uopće ne koristi. Benzin se gotovo isključivo koristi u sektoru transporta za pogon motornih vozila. Ostali derivati poput maziva, bitumena i drugih teških frakcija ugljikovodika, najviše se koriste u sektoru industrije i znatno manje u sektoru transporta.

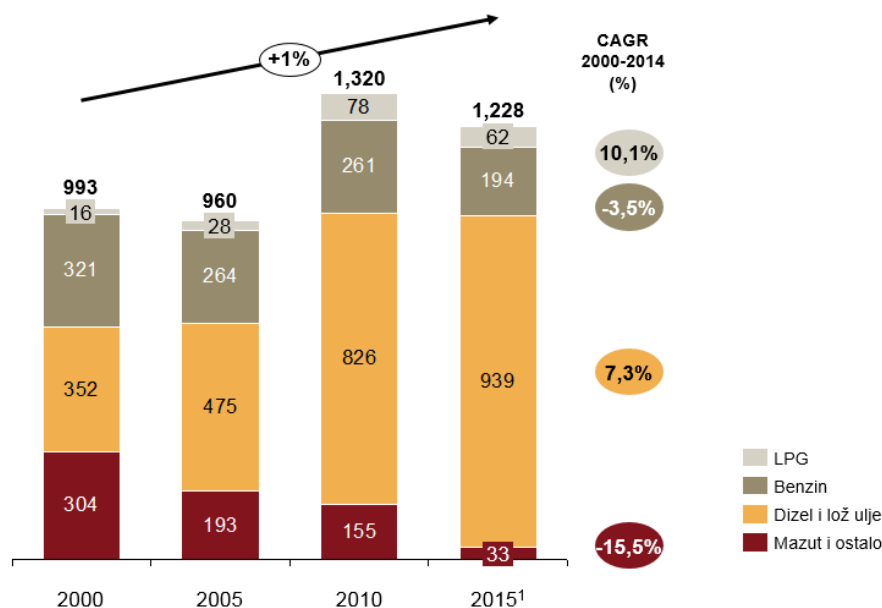
Slika 5.5.6 Ukupna potrošnja naftnih derivata po sektoru u FBiH u kt, 2015. godina



Napomena: 1) U sektoru transporta zabranjena je uporaba lož ulja za pogon motornih vozila
Izvor: Bilans naftnih derivata 2015 FBiH

U BiH zabilježen je trend rasta potrošnje naftnih derivata u periodu od 2000. do 2014. godine (Slika 5.5.7). Rast BDP-a u BiH se u periodu od 2010. i 2016. godine kretao između 1% i 3%, što je predviđeno i u narednom periodu, zbog čega se očekuje daljnji rast potražnje naftnih derivata. Apsolutno najveći rast potražnje ima dizel što odražava povećani postotak vozila koji za pogonsko gorivo koriste dizel. Zbog povećanja ukupnog broja prijeđenih kilometara cestovnim putem, u BiH očekuje se daljnji rast potražnje dizela i rast potražnje benzina.

Slika 5.5.7 Godišnja potražnja naftnih derivata u BiH u kt, 2000.-2014. godina

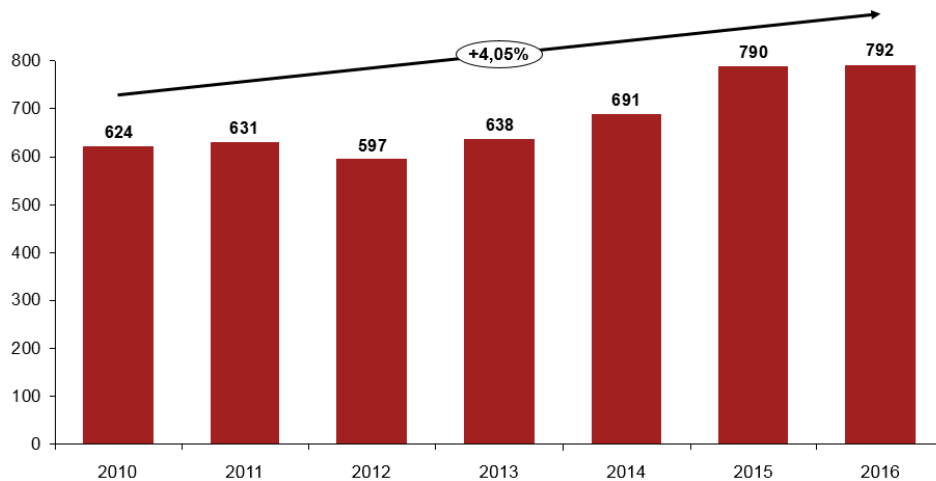


Napomena: 1) Zbog nedostupnosti ranijih podataka samo su podaci za 2015. godinu preuzeti iz dokumenta „Statistika energije – Nafta, derivati nafte, 2015“, dok su ostali podaci IEA

Izvor: IEA BiH Oil for 2000-2014, Agencija za statistiku BiH - Statistika energije – Nafta, derivati nafte, 2015

Federacija BiH nema domaću preradu naftnih derivata i prema tome, kompletna potražnja se namiruje iz uvoza. U periodu od 2010.-2016. godine uočava se značajni rast uvoza, što odražava i porast potražnje u BiH. Trend povećanja uvoza se očekuje i ubuduće zbog predviđenog rasta potrošnje koje se temelji na rastu ekonomije BiH i povećanju prijeđenih kilometara kako osobnih tako i gospodarskih vozila.

Slika 5.5.8 Uvoz naftnih derivata u FBiH u kt 2010.-2016. godina



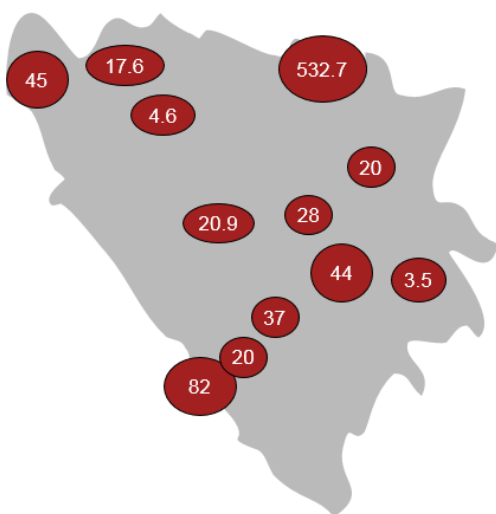
Izvor: Radna skupina FBiH

5.5.4 Program obveznih rezervi naftnih derivata

Prema EU direktivi 2009/119/EC, BiH mora uskladiti zakone i regulative kojima će se osigurati kreiranje i održavanje obveznih rezervi nafte i naftnih derivata. Potrebno je formirati središnje državno tijelo za čuvanje zaliha (CES – *Cetral Stockholding Entity*) i gospodarski subjekt na razini entiteta, na kojega bi se prenijeli zadaci vezani uz upravljanje obaveznim rezervama naftnih derivata. Rezerve nafte i derivata nafte moraju biti veće od prosječne količine 90 dnevnog uvoza ili prosječne 61 dnevne potrošnje. Potrebne rezerve nafte i naftnih derivata prema direktivi EU iznose oko 490.000 m³ u 2016. godini. Bosna i Hercegovina ukupno ima oko 800.000 m³ skladišnog prostora za sirovu naftu i derivate od čega se oko 530.000 m³ se nalazi u rafineriji nafte Brod, oko 113.000 m³ na terminalima Bihač, Blažuj, Mostar i Živinice, te 82.000 m³ u luci Ploče kojima upravlja „Operator -Terminali Federacije”.

Kreiranje obveznih rezervi nafte i naftnih derivata u Federaciji Bosne i Hercegovine je definirano Zakonom o naftnim derivatima, prema kojemu je određeno da je „Operator – Terminali Federacije” jedini ovlašteni za uspostavu i zadržavanje rezervi naftnih derivata i u 100% vlasništvu je FBiH. Propisima u FBiH nije definirana metodologija formiranja rezervi naftnih derivata što nije u skladu s Direktivom 2009/119/EC. Federacija BiH još uvijek nije započela stvaranje zaliha nafte i derivata nafte.

Slika 5.5.9 Kapaciteti skladišta za sirovu naftu i derivate u BiH u m³



Izvor: Zakon o Naftnim Derivatima FBiH, Energy Community Emergency oil stocks in the energy community level

Uz postojeće skladišne kapacitete za naftne derivate u Federaciji BiH (Tablica 5.5.4), podzemni terminali Pajtov Han, Misoča, Pokoj, Roštani su 2006. godine preuzeti od Federalnog ministarstva obrane ali su minirani i devastirani te nisu u uporabi. Također, niti jedan od preostalih kapaciteta za skladištenje derivata nafte na području FBiH nije upotrebljiv, pa su potrebna ulaganja u sanaciju i obnovu skladišne infrastrukture. Kako bi se financirala djelatnost „Operatora – Terminali Federacije“ određena je obaveza plaćanja takse na naftne derivate u iznosu od 0,005 EUR/l, i ona je prihod Operatora. Ukupni iznos takse na godišnjoj razini, koji će se moći koristiti za ulaganja u skladišne kapacitete u skladu sa odlukama o namjenskom utrošku sredstava, je procijenjen na 2,56 miliona EUR. Procijenjeni iznos rekonstrukcije skladišnih prostora po jedinici volumena iznosi 255,00 EUR/m³. „Operator-Terminali Federacije“ je u vlasništvu 172,000 m³ instaliranih skladišnih kapaciteta na području FBiH, pa je prema tome ukupni trošak rekonstrukcije oko 42 miliona EUR. Ukoliko će se projekat financirati isključivo iz iznosa godišnje takse, biti će potrebno oko 16 godina za realizaciju projekta. Prema podacima „Operatora Terminali Federacije“, u toku su završne aktivnosti na raspisivanju javnog poziva za izvođenje radova sanacije prvih skladišnih kapaciteta. Završetak radova se očekuje u prvoj polovici 2018. godine.

Tablica 5.5.4 Skladišni kapaciteti za naftne derivate u FBiH

Skladište	Operator	Proizvod	Kapacitet (m ³)
Blažuj	Operator – Terminali Federacije	Tekuća goriva	42,000
		LPG	1,000
Živnice	Operator – Terminali Federacije	Tekuća goriva	17,400
		LPG	1,000
Ploče	Naftni terminali Federacije d.o.o.	Benzin	32,000
		Dizel	50,000
Mostar	Operator – Terminali Federacije	Tekuća goriva	36,277
		LPG	1,000
BIHać	Operator – Terminali Federacije	Tekuća goriva	18,100
Podzemni terminali ¹	Operator – Terminali Federacije	Tekuća goriva	83,000
Ukupno	-	-	281,777

Napomena: Podzemni terminali Pajtov Han, Misoča, Pokoj, Roštani i Pasci su 2006. godine preuzeti od Federalnom ministarstva obrane ali oni su minirani i devastirani te nisu u uporabi

Izvor: Energy Community Emergency oil stocks in the energy community level, terminali.ba, analiza Projektnog tima

Kako bi se uspostavio cjeloviti sustav upravljanja obveznim rezervama u Federaciji Bosne i Hercegovine, nužno je ispuniti temeljne pretpostavke (Slika 5.5.10).

Slika 5.5.10 Temeljne pretpostavke za uspostavu programa obveznih rezervi

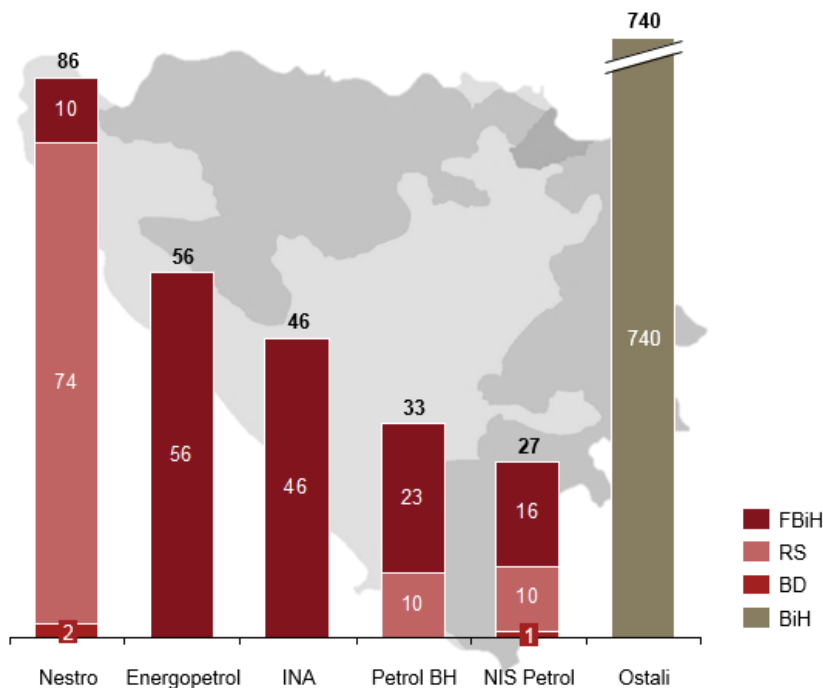


Izvor: analiza Projektnog tima

5.5.5 Tržište maloprodaje naftnih derivata

Maloprodajno tržište u Federaciji Bosne i Hercegovine je vrlo fragmentirano te njime dominira veliki broj malih privatnika, što je rezultat poslijeratne liberalizacije uvoza naftnih derivata na tržište. Najveći broj benzinskih postaja u FBiH posjeduju Energopetrol i INA koja posluje pod nazivom HoldINA. U Rujnu 2006. godine INA je otkupila većinski udio u Energopetrolu, 67%, od Vlade FBiH. Tada se INA obvezala na ulaganje u modernizaciju postojeće infrastrukture Energopetrola unutar tri godine od preuzimanja. Unatoč malim inicijalnim ulaganjima u modernizaciju benzinskih postaja, u posljednjim godinama ulaganja se ostvaruju. INA je također uložila u modernizaciju svojih benzinskih postaja, pa je tako do 2014. godine otprilike 37 postaja obnovljeno. U 2012. godini NIS je preuzeo benzinske postaje od Austrijske kompanije OMV i tako ušao na tržište BiH, i trenutno posjeduje 16 benzinskih postaja u FBiH. Slovenski Petrol, Srpski NIS i Hrvatsko Mađarski konzorcij INA-MOL su jedini strani igrači na maloprodajnom tržištu i imaju relativno mali broj benzinskih postaja u odnosu na ukupan broj postaja.

Slika 5.5.11 Broj benzinskih postaja u BiH, u 2016. godini



Izvor: holdina.ba, energopetrol.ba, moi.info, nesp petrol.com, gazprom-petrol.ba, analiza Projektnog tima

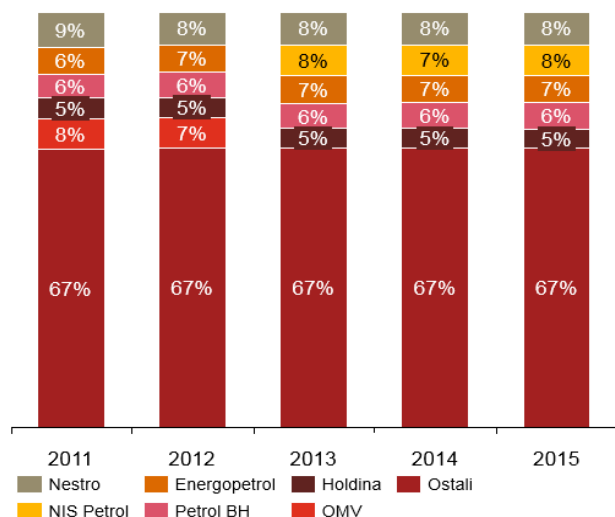
Tablica 5.5.5 Glavne kompanije u maloprodaji u BiH

Kompanije	Komentar
Nestro Petrol	<ul style="list-style-type: none"> Dio „Optima Group” koji je u vlasništvu rafinerije Brod Posjeduje 74 benzinske postaje u RS, 10 u FBiH i 2 u Distriktu Brčko
Energopetrol	<ul style="list-style-type: none"> Vlasnička struktura Energopetrol-a je: 67% INA, 22% Vlada FBiH i 11% mali dioničari Svih 56 benzinskih postaja je u FBiH
Holdina	<ul style="list-style-type: none"> Dio INA d.d. i raspolaže sa 46 benzinskih postaja u FBiH Posjeduje skladište naftnih derivata u Plugovima, gdje se uvozi nafta iz rafinerija Sisak i Rijeka
Petrol BH Oil Company	<ul style="list-style-type: none"> 100% vlasnik Petrol d.d. Ljubljana Posjeduje 23 benzinske postaje u FBiH i 10 u RS
NIS Petrol	<ul style="list-style-type: none"> NIS Petrol posjeduje 10 benzinskih postaja u RS a Gazprom koji ima 56% udjela u NIS-u posjeduje 16 postaja u RS, 10 u FBiH i 1 u Distriktu Brčko

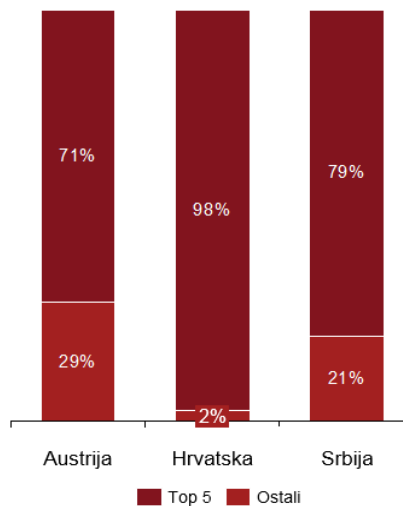
Izvor: holdina.ba, energopetrol.ba, mol.info, nestropetrol.com, gazprom-petrol.ba, analiza Projektnog tima

U BIH dominiraju mali privatni poduzetnici s relativno niskim razinama prodaje. Tržište je liberalizirano, pa se cijene naftnih derivata formiraju slobodno. U BIH 75% benzinskih postaja je u vlasništvu malih privatnika ali njihov tržišni udio je samo 67% (Slika 5.5.12) što ukazuje na neefikasnost i slabo poslovanje većeg broja benzinskih postaja u privatnom vlasništvu. Tržište maloprodaje u BIH je više fragmentirano nego tržišta u regiji, gdje top 5 kompanija ima značajno viši udio tržišta (Slika 5.5.13). Takvo stanje tržišta dovodi do slabog poslovanja dijela sudionika na tržištu zbog čega su smanjena ulaganja u modernizaciju benzinskih postaja koja se odnose na povećanje sigurnosti i smanjenja utjecaja na okoliš.

Slika 5.5.12 Tržišni udjeli glavnih maloprodajnih kompanija u BIH u %, 2011.-2015. godina



Slika 5.5.13 Usporedba strukture maloprodajnog tržišta u regiji u %, 2011.-2015. godina








Izvor: WoodMackenzie pregled downstream-a Austrija, Hrvatska, Srbija i BIH (2016), analiza Projektnog tima

5.5.6 Regulatorni i institucionalni okvir

5.5.6.1 Istraživanje i proizvodnja

FBIH je nadležna za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika. Zakon o istraživanju i eksploataciji nafte i gasa u FBIH ima značaj posebnog zakona za regulisanje pitanja dodjele ugovora o koncesiji za istraživanje i eksploataciju/proizvodnju nafte i gasa, kada je ugovor o koncesiji proglašen kao strateški ugovor od interesa za FBIH. U tome slučaju, Vlada FBIH kao koncedent uz odobrenje Parlamenta FBIH, može potpisati ugovor o dodjeli koncesije za istraživanje i eksploataciju nafte i gasa bez korištenja postupka odabira propisanog koncesionim zakonima. Postupak dodjele ugovora vrši se putem direktnog pregovaranja. Koncesionar može biti pravno lice registrovano za djelatnost istraživanja i eksploatacije nafte i gasa, s uspješnim iskustvom i finansijskim i tehničkim mogućnostima za istraživanje i eksploataciju nafte i gasa, sa sjedištem ili podružnicom u FBIH ili, izuzetno, u drugoj državi. Prema Zakonu o istraživanju i eksploataciji nafte i gasa, koncesionar je dužan prodati do 30% ukupne proizvodnje ugljikovodika Vladi FBIH. Koncesiona naknada utvrđuje se ugovorom o koncesiji, a u skladu sa Uredbom o sadržaju ugovora o koncesiji za istraživanje i eksploataciju nafte i gasa, načinu obračuna i plaćanja naknade i kontrolu proizvedenih količina nafte i gasa u FBIH („Službene novine FBIH“, broj: 70/14).

Slika 5.5.14 Pravni okvir za eksploataciju i istraživanje ugljikovodika u FBiH

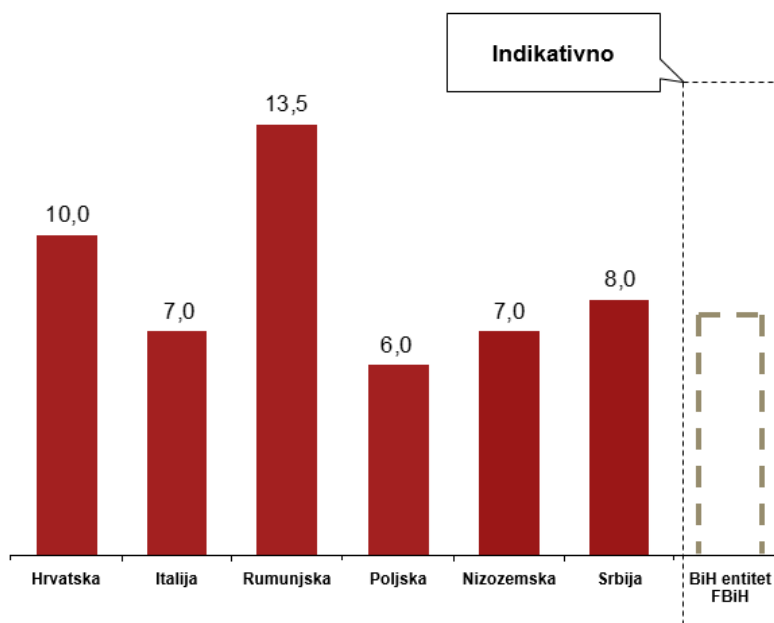
Federacija BiH	
 Nadležno ministarstvo	Federalno Ministarstvo Energije Rudarstva i Industrije
 Nadležni sektor / resor	Sektor Rudarstva
 Zakoni na nivou entiteta	<ul style="list-style-type: none"> • Zakon o rudarstvu FBiH • Zakon o geološkim istraživanjima FBiH • Zakon o istraživanju i eksploataciji nafte i plina u FBiH, koji ima isključivu primjenu za projekte od strateškog interesa za FBiH²
 Regulacija koncesija na nivou države	Zakon o koncesijama BiH
 Regulacija koncesija na nivou entiteta	<ul style="list-style-type: none"> • Zakon o koncesijama FBiH • Uredba o sadržaju ugovora o koncesiji za istraživanje i eksploataciju nafte i plina, načinu obračuna i plaćanja naknade i kontrolu proizvedenih količina nafte i plina u FBiH

Izvor: FMERI

Federalni zavod za geologiju vodi stručne poslove vođenja baze podataka o istraživanju nafte i gasa, vrši kontrolu provođenja ugovora o koncesiji u fazi istraživanja nafte i gasa i učestvuje u određivanju blokova za istraživanje i eksploataciju nafte i gasa za područje FBiH. Upravne i stručne poslove oko eksploatacije nafte i gasa vodi FMERI.

Konkurentne stope progresivne naknade i transparentan sustav naplate naknada nužni su za poticanje investicija u istraživanje. U FBiH, koncesionar je dužan plaćati koncesionu naknadu tijekom istraživanja i proizvodnje ugljikovodika proporcionalnu površini istražnog prostora. Također za vrijeme proizvodnje nafte i gasa koncesionar je dužan plaćati naknadu proporcionalnu proizvedenim količinama ugljikovodika. Veličine naknada se određuju ugovorom o koncesiji i nisu regulirane zakonom. FBiH mora održavati rudnu rentu dovoljno niskom kako bi privukla investicije, ali istovremeno dovoljno visokom da osigura priljev sredstava u proračun. Rudna renta u Federaciji Bosne i Hercegovine nije definirana, za razliku od zemalja u okruženju, što čini sustav naplate netransparentnim i smanjuje konkurentnost obzirom na regiju (Slika 5.5.15).

Slika 5.5.15 Maksimalne stope rudne rente ili ekvivalentne naknade, u %



Izvor: Zakon o istraživanju i eksploataciji nafte i gasa u FBiH, analiza projektnog tima

5.5.6.2 Prerada, tržište i obvezne rezerve nafte i naftnih derivata

Zakonom o naftnim derivatima uređuju se strategija razvoja naftnog sektora, politika razvoja naftnog sektora, strateški plan razvoja naftnog sektora, akcioni plan, usklađivanje planova, bilans naftnih derivata, energetske djelatnosti u sektoru naftne privrede, uvjeti i način obavljanja energetske djelatnosti, uvoz naftnih derivata, dostavljanje podataka, reguliranje naftnog sektora, nadležnosti i obaveze FERK-a, dozvole za rad, sadržaj i način izdavanja dozvole za rad, registar dozvola za rad, sigurno snabdijevanje tržišta naftnim derivatima, cijene naftnih derivata, taksa za uspostavu rezervi naftnih derivata, kvalitet naftnih derivata, označavanje pumpnih automata, kontrola kvaliteta, stavljanje u promet LPG u bocama, operativne zalihe, obavezne zalihe, rezerve naftnih derivata, osnivanje i djelatnost Operatora rezervi naftnih derivata, te upravni i inspeksijski nadzor u naftnom sektoru.

Energetske djelatnosti u sektoru naftne privrede su:

- a. proizvodnja naftnih derivata,
- b. trgovina na veliko naftnim derivatima izuzev LPG,
- c. transport naftnih derivata drumskim ili željezničkim saobraćajem,
- d. trgovina na malo naftnim derivatima,
- e. skladištenje naftnih derivata izuzev LPG i
- f. trgovanje LPG.

Nadležnosti FERK-a u okviru sektora naftne privrede:

1. regulisanje energetske djelatnosti: proizvodnja naftnih derivata, veleprodaja naftnih derivatima osim LPG-a, transport naftnih derivata drumskim ili željezničkim prometom, maloprodaja naftnih derivata, skladištenje naftnih derivata osim LPG-a i trgovanje LPG-em,
2. nadzor i regulisanje odnosa između uvoznika, trgovaca na veliko, trgovaca na malo, transportera i kupaca naftnih derivata u skladu sa zakonom i provedbenim aktima FERK-a,
3. izdavanje ili oduzimanje licenci za obavljanje energetske djelatnosti,
4. donošenje metodologije za izračun troškova izvođenja monitoringa kvaliteta goriva i utvrđivanje iznosa troška na osnovu istog,
5. osiguranje nediskriminacije, efikasne konkurencije i efikasnog funkcioniranja tržišta naftnih derivata, obraćajući posebnu pažnju na sigurnost snabdijevanja naftnim derivatima,
6. osiguranje transparentnih i jednakopravnih odnosa između svih učesnika na tržištu u skladu sa politikom i reformom naftnog sektora,
7. zaštita prava učesnika u naftnom sektoru (uvoznika, trgovaca na veliko, trgovaca na malo, transportera i kupaca naftnih derivata) preko usaglašavanja njihovih interesa,
8. uspostava uslova za konkurentnost na tržištu naftnih derivata.

Cijene naftnih derivata formiraju se slobodno, prema tržišnim uslovima. Naftni derivati koji se uvoze, proizvode i stavljaju u trgovinu moraju zadovoljavati uslove utvrđene Odlukom o kvaliteti tečnih naftnih goriva u BiH.

FMERI nadzire i poduzima aktivnosti u svrhu sigurnog, redovnog i kvalitetnog snabdijevanja naftnim derivatima. Vlada FBiH na prijedlog FMERI donosi plan intervencije u slučaju poremećaja na tržištu FBiH i neočekivanog ili neprekidnog nedostatka naftnih derivata, velikih prirodnih nepogoda, tehnoloških katastrofa ili neočekivanog i visokog rasta cijena nafte i naftnih derivata na svjetskom tržištu.

Operativne zalihe naftnih derivata formiraju se radi osiguranja stabilnosti proizvodnje električne i/ili toplotne energije za tržište i za kupce koji zahtijevaju posebnu sigurnost i kvalitet snabdijevanja u FBiH, te za stabilno i sigurno odvijanje zračnog saobraćaja. Operativne zalihe formiraju se na nivou petnaestodnevni prosječnih potreba u prethodnoj kalendarskoj godini. Formiraju se za sljedeće naftne derivate: dizel-gorivo, lož-ulja, gorivo za mlazne motore i LPG i to isključivo u rezervoarima lociranim na teritoriji FBiH. Obveznici osiguranja operativnih zaliha su energetske subjekti koji u proizvodnji električne i toplinske energije za tržište, tarifne kupce ili za vlastite potrebe koriste navedene naftne derivate, javne ustanove iz oblasti obrazovanja, zdravstva i socijalne zaštite koje proizvode ili mogu proizvoditi električnu ili toplotnu energiju za vlastite potrebe iz navedenih naftnih derivata i energetske subjekti koji pružaju uslugu snabdijevanja naftnim derivatima na aerodromima otvorenim za međunarodni saobraćaj.

Zakon također propisuje da će se formirati obavezne zalihe naftnih derivata radi osiguranja snabdijevanja naftnim derivatima u slučaju prijetnje energetske sigurnosti BiH zbog vanrednih poremećaja u snabdijevanja, u skladu sa direktivom 2009/119/EC. Provedbeni propisi o načinu i metodologiji formiranja i čuvanja obaveznih zaliha ne postoje. U FBiH nisu formirane obavezne zalihe nafte.

Rezerve naftnih derivata, i to: motorni benzin, dizel-gorivo i lož-ulje, formiraju se i koriste radi osiguranja snabdijevanja naftnim derivatima čuvaju se u gotovim proizvodima.

Zalihe i rezerve naftnih derivata čuvaju se isključivo kod Operatora - Terminali Federacije d.o.o., društvo u 100% vlasništvu FBiH. Djelatnosti Operatora, između ostalih, su:

1. trgovina na veliko tekućim gorivima i srodnim proizvodima,
2. skladištenje naftnih derivata,
3. stavljanje rezervi naftnih derivata na tržište u slučaju poremećaja snabdijevanja,
4. organizacija, nadzor i upravljanje količinama i kvalitetom rezervi naftnih derivata,
5. prikupljanje i obrada podataka o stanju i prometu operativnih zaliha naftnih derivata i rezervi naftnih derivata,
6. saradnja sa ministarstvima i nadležnim inspekcijama u skladu sa posebnim propisima,
7. saradnja sa domaćim i inozemnim energetskim tijelima i/ili subjektima i
8. osiguranje tehničko-tehnološke ispravnosti postrojenja i skladišta za skladištenje naftnih derivata.

Zakonom je uspostavljena taksa za finansiranje uspostavljanja rezervi naftnih derivata u FBiH. Taksa se plaća na promet naftnih derivata koji služe za krajnju potrošnju u visini od 0,005 EUR po litru naftnih derivata, uključujući i LPG koji se koristi u motorima sa unutrašnjim sagorijevanjem. Iznos takse sadržan je u maloprodajnoj cijeni svih naftnih derivata u distribuciji tako što se dodaje na već utvrđenu maloprodajnu cijenu u kojoj taksa nije sadržana.

Kriteriji za kvalitet tečnih naftnih goriva su propisani Zakonom o naftnim derivatima (kvalitet utvrđen standardima) i Pravilnikom o kvaliteti tečnih naftnih goriva. Praćenje kontrole kvaliteta i količina naftnih derivata (monitoring) vrši se u skladu sa Odlukom o kvalitetu tečnih naftnih goriva BiH („Službeni glasnik BiH”, broj: 27/02, 28/04, 16/05, 14/06, 22/07, 101/08, 71/09, 58/10 i 73/10) i Zakonom o naftnim derivatima.

Vijeće ministara BiH donosi Odluku o kvalitetu tečnih naftnih goriva („Službeni glasnik BiH”, broj: 27/02, 28/04, 16/05, 14/06, 22/07, 101/08, 71/09, 58/10 i 73/10). Odlukom o kvaliteti tečnih naftnih derivata propisuju se uslovi kvaliteta koje moraju ispunjavati tečna naftna goriva koja se na teritoriji BiH koriste u motorima s unutrašnjim sagorijevanjem, kao i tečna goriva namijenjena za sagorijevanje radi neposredne proizvodnje toplotne energije, te propisuju standardi kojima se određuju fizičko-hemijske osobine tečnih naftnih goriva, granične vrijednosti osnovnih karakteristika tih goriva, metode po kojima se vrši ispitivanje tih karakteristika, način označavanja i dokazivanja da je kvalitet goriva usklađen sa zahtjevima iz Odluke, kao i monitoring i način ovlašćivanja tijela koja će provjeravati usklađenost i zahtjeve za njihovu kompletnost. Odluka je obavezujuća na cijelokupnoj teritoriji BiH. U momentu izrade ovog dokumenta, radilo se na izradi nove Odluke.

5.5.7 Strateške smjernice

S obzirom na trenutno stanje u sektorima prerade, veleprodaje, skladištenja i maloprodaje definirane su strateške smjernice strategije (Tablica 5.5.6).

Tablica 5.5.6 Strateške smjernice strategije za sektore prerade, veleprodaje, skladištenja i maloprodaje naftnih derivata u FBiH

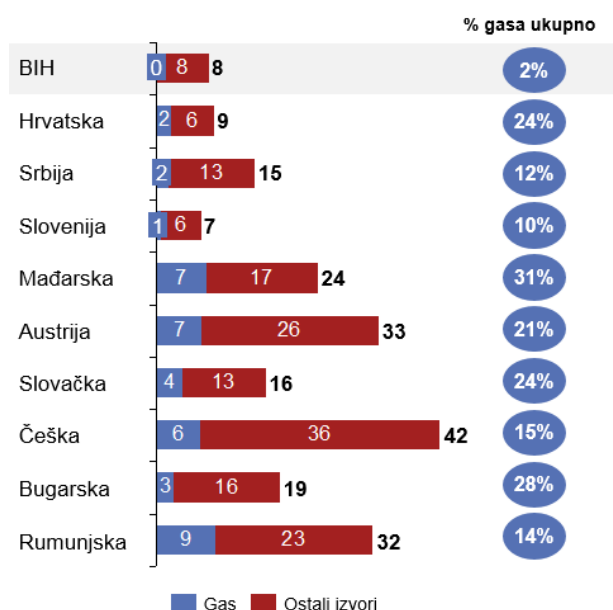
	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište	Povećati stupanj istraživanja naftnih potencijala u FBiH	Uvođenje jedinstvenog tijela za koordinaciju procesa istraživanja i proizvodnje nafte i plina na razini BiH i/ili harmonizaciju i usklađenje entitetskih procesa između entiteta kako bi se olakšale investicijske odluke i aktivnosti potencijalnih ulagača
	Aktivna kontrola kvalitete derivata koji se prodaju na vrlo fragmentiranom maloprodajnom tržištu	Daljnje unaprjeđenje kapaciteta i mehanizama kontrole kvalitete naftnih derivata koji se prodaju kroz fragmentiranu maloprodajnu mrežu. Aktivno upravljanje prostornim planovima s ciljem kontrole daljnje fragmentacije mreže.
	Osiguravanje skladišnih kapaciteta i izrada sustava naplate	Provesti analizu stanja postojećih skladišnih kapaciteta, utvrditi potrebna ulaganja u obnovu i izgradnju novih kapaciteta i izraditi sustav financiranja strateških rezervi
Regulativa	Osigurati optimalan model definiranja iznosa naknada za eksploataciju u FBiH	Definirati konkurentne stope progresivne naknade i transparentan sustav naplate u svrhu poticanja investicija
	Propisati način i metodologiju formiranja i čuvanja obaveznih zaliha naftnih derivata	U FBiH nisu doneseni provedbeni propisi o načinu i metodologiji formiranja i čuvanja obaveznih zaliha naftnih derivata, niti obavezne zalihe postoje, što nije u skladu sa zahtjevima iz Direktive 2009/119/EC. Radi sigurnosti snabdijevanja naftom i poštivanja preuzetih obaveza, potrebno je čim prije propisati način i metodologiju formiranja i čuvanja obaveznih zaliha naftnih derivata

5.6 Sektor gasa

5.6.1 Stanje i trendovi u sektoru gasa za širu regiju

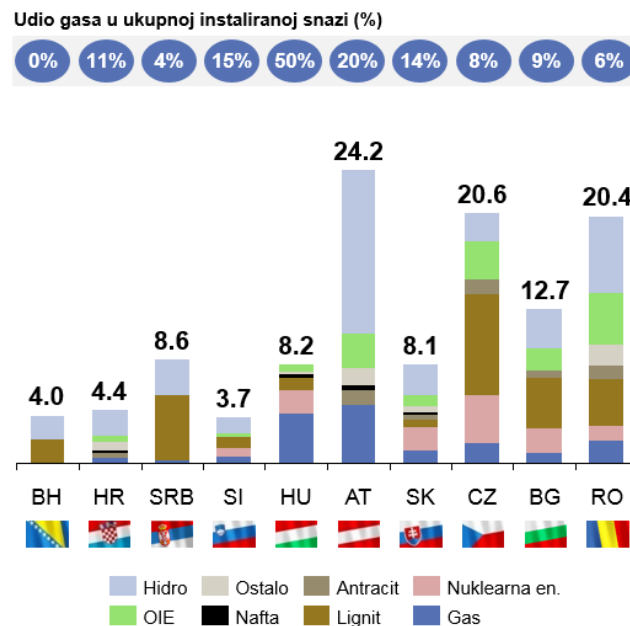
Prirodni gas kao energent u bruto domaćoj potrošnji zauzima nizak udio u ukupnoj potrošnji za BiH iznoseći ~2%, dok je u ostalim zemljama u regiji iznosio ~10% - 30%. Jedan od razloga je činjenica da BiH, između ostalog, nema instaliranih TE kapaciteta na gas u proizvodnom miksu, a koje u praksi predstavljaju veće potrošače. Za zemlje, koje u svom proizvodnom miksu sadrže termoelektreane na gas (npr. Austrija 20% i Mađarska 50%), udio gasa je posljedično značajno veći u bruto domaćoj potrošnji.

Slika 5.6.1 Udio gasa u bruto domaćoj potrošnji energenata u mtoe, 2015. godina¹



Napomena: 1) Za BiH, bruto domaća potrošnja se odnosi na 2014. prema zadnje dostupnim podacima Agencije za statistiku BiH, dok se instalirani kapaciteti odnose na 2016. prema NOS BiH Indikativnom planu 2017. – 2026.
Izvor: Eurostat 2015., Agencija za statistiku BiH ukupni energetske bilans BiH 2014.

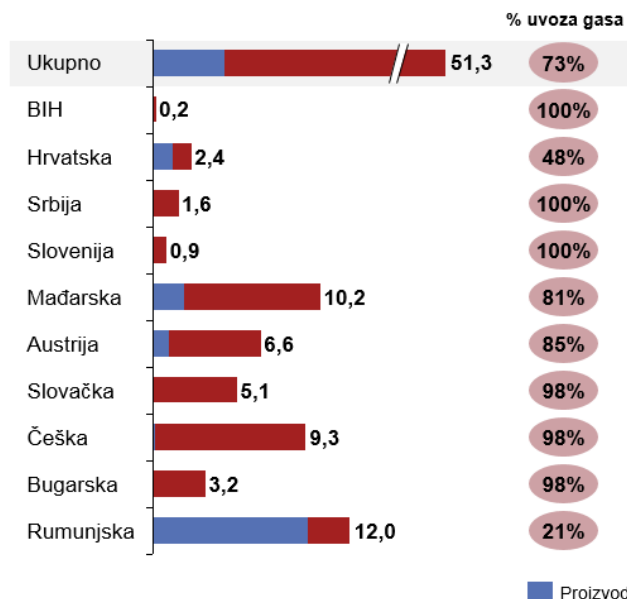
Slika 5.6.2 Udio gasa u instaliranoj snazi proizvodnog miksa u GW, 2015. godina¹



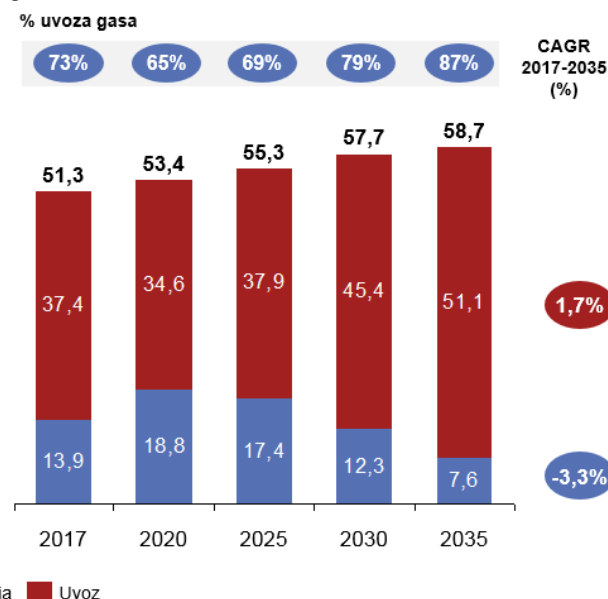
Napomena: 1) Za BiH, bruto domaća potrošnja se odnosi na 2014. prema zadnje dostupnim podacima Agencije za statistiku BiH, dok se instalirani kapaciteti odnose na 2016. prema NOS BiH Indikativnom planu 2017. – 2026.
Izvor: ENTSOE Statistical Factsheet 2015., NOS BiH Indikativan plan razvoja proizvodnje 2017.-2026.

U kontekstu potrebe za gasom (Slika 5.6.3), za zemlje u regiji je karakteristično da namiruju većinu potražnje putem uvoza, koji iznosi 73% od ukupnih potreba, tj. 51 milijardu m³ godišnje. Najveći udio sopstvene proizvodnje ostvaruju Rumunjska u iznosu od 79% potreba za gasom, dok ostale zemlje koje imaju sopstvenu proizvodnju veću od 15% su Hrvatska, Mađarska i Austrija. Bosna i Hercegovina nema sopstvenu proizvodnju i potpuno je ovisna o uvozu kako bi se namirile godišnje potrebe od ~0,2 milijarde m³. Prema projekcijama ENTSO-G (Slika 5.6.4), potražnja će do 2035. godine porasti na ~59 milijardi m³ godišnje za zemlje u regiji, ali uz daljnji rast uvoza po prosječnoj godišnjoj stopi rasta od 1,7% i padom proizvodnje od -3,3% godišnje do 2035. Posljedično, za očekivati je nastavak povećanja uvoza do 2035., koji će činiti 87% ukupnih potreba za prirodnim gasom.

Slika 5.6.3 Snabdijevanje gasom na proširenom tržištu, po zemljama i izvoru u milijardama m3 (bcm), 2017. godina



Slika 5.6.4 Razvoj snabdijevanja gasom na proširenom tržištu, po izvoru u milijardama m3 (bcm), 2017. - 2035. godina

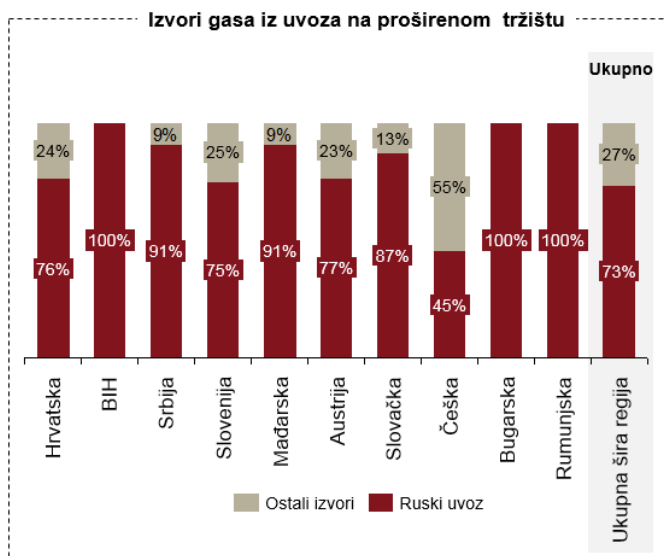


Izvor: ENTSO-G TYNDP 2017 (Blue Transition Scenario)

Izvor: ENTSO-G TYNDP 2017 (Blue Transition Scenario)

Trenutno se većina uvoza za širu regiju doprema iz ruskih izvora, koji čine ~73% ukupnog uvoza (Slika 5.6.5). Ruski gas se doprema preko Ukrajine, a zatim tranzitnim pravcima kroz Mađarsku i Slovačku. Iz navedenog je vidljivo kako je regija tradicionalno jako ovisna o izvoru gasa iz jednog izvora. Navedena činjenica naročito ide u prilog zemljama koje nemaju sopstvenu proizvodnju i skladišta gasa, poput Bosne i Hercegovine koja namiruje 100% potreba uvozom iz Rusije.

Slika 5.6.5 Izvori gasa na proširenom tržištu (% od ukupnog uvoza, procjena), 2014. godina

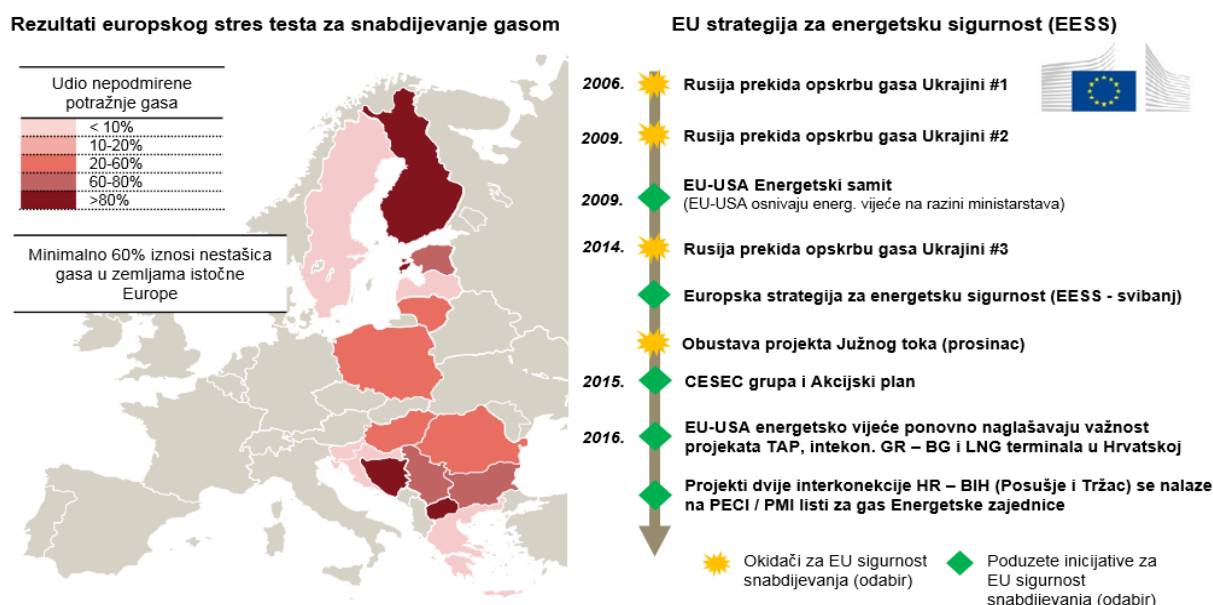


Napomena: Niska vrijednost ruskog gasa za Slovačku odražava pad uvoza sa Lanzhot interkonekcije u 2013. godini
 Izvor: IEA Gas Trade Flows 2014, ENTSG 2015, Eurostat 2014, Gazprom Export Report 2014.

S obzirom na veliku ovisnost šire regije o jednom izvoru gasa te događaje prekida isporuke gasa Rusije preko Ukrajine, zbog političkih pitanja u zadnjih desetak godina (2006., 2009. i 2014. godina), EU je provela europski stres test za snabdijevanje gasom. Rezultati stres testa su ukazali da bi nestašica gasa iznosila minimalno 60% potražnje u zemljama istočne Europe¹⁹. Također prema rezultatima testa, udio nepodmirene potražnje za gasom za Bosnu i Hercegovinu te Makedoniju bi iznosio više od 80%. Slična situacija je i za ostatak zemalja, gdje bi nepodmirena potražnja za gasom u, na primjer Srbiji i Bugarskoj iznosila 60%-80% (Slika 5.6.6).

Sukladno navedenoj problematici, EU je 2014. godine izradila Europsku strategiju za energetska sigurnost (eng. *EESS*), kako bi pružila potporu zainteresiranim zemljama za diversifikaciju portfelja i sigurnosti snabdijevanja. U 2015. je također osnovana CESEC grupa na visokoj razini (eng. *Central and South Eastern Gas Connectivity*), koja ima za cilj koordinaciju i ubrzanje realizacije izgradnje prekograničnih i trans-europskih projekata za diversifikaciju snabdijevanja gasa u JI regiji, te daljnjoj implementaciji pravila u oblasti gasa. Nadalje, Evropska zajednica također pruža potporu zemljama članicama kroz PECE / PMI listu projekata. Na najnovijoj listi za PMI projekte iz 2016. na popisu su dva projekta relevantna za Bosnu i Hercegovinu: BIH (Tržac – Bosanska Krupa) – Hrvatska (Lička Jesenica) interkonekcija, BIH – Hrvatska interkonekcija (Zagvozd – Posušje – Novi Travnik, s glavnim odvojkom prema Mostaru). Dodatno, potrebno je spomenuti i projekt Jadransko – jonskog gasovoda na PMI listi, koji se također veže na BIH i predstavlja potencijalno novi dobavan pravac za gas.

Slika 5.6.6 Rezultati europskog stres testa za snabdijevanje gasom i ključne aktivnosti oko EU sigurnosti snabdijevanja



Izvor: Oxford Institute for Energy Studies, Reuters, European Commission – Energy – Infrastructure, European Commission „Stress Tests Communication” 2014

5.6.2 Struktura tržišta gasa u BIH i Federaciji BIH

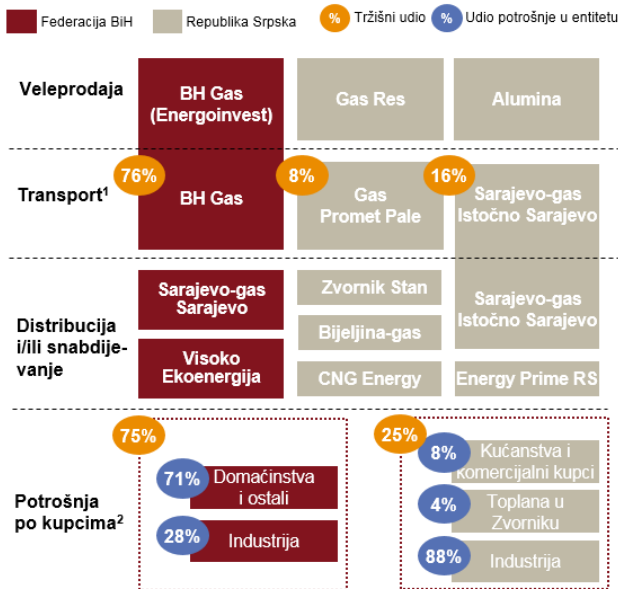
Prema strukturi tržišta gasa, Federacija BIH nema sopstvenu proizvodnju gasa i potpuno je ovisna o uvozu (Slika 5.6.7). Gas se namiruje jednim transportnim pravcem iz Rusije, preko Ukrajine, Mađarske i Srbije (Beregovo – Horgoš – Zvornik). Za transport u BIH su nadležna tri operatora na duljini gasovoda od 248km. BH-Gas djeluje kao operator transporta u Federaciji BIH s najvećom dužinom gasovoda od 189km, dok u Republici Srpskoj djeluju transportne kompanije Sarajevo Gas – Istočno Sarajevo (40km) i Gas Promet Pale (19km u vlasništvu Srbijagasa). Ako promatramo zemlje u okruženju²⁰, broj transportnih kompanija je sveden na jedan ili maksimalno dva subjekta, dok medijan dužina gasnog transportnog sistema iznosi ~2.700 km. Sukladno tome, situacija u BIH je atipična i dodatno kompleksna s obzirom da BIH ima daleko najkraći gasni transportni sistem, a najveći broj transportnih kompanija i to na samo jednoj gasnoj cijevi. Također postojeći gasovod, izgrađen 1979. godine, karakterizira zastarjelost te velika opterećenost tokom zimskih perioda kada je potrošnja gasa najveća. Stoga je u budućem razdoblju potrebno aktivno upravljati imovinom (infrastrukturom) kroz koordinirano i redovno provođenje potrebnih modernizacija, rekonstrukcija, izgradnji te održavanja, u skladu sa potrebama sustava. Po važećoj Uredbi (član 59) za obavljanje poslova vezanih za snabdijevanje potrošača gasom u FBiH određena su privredna društva Energoinvest i BH-Gas. Postoji osnovni ugovor s Gazpromom, koji se svake godine aneksira, tako da je trenutno važeći aneks za 2017. godinu. Kao što je ranije spomenuto, BH-Gas, osim obavljanja aktivnosti snabdijevanja upravlja i transportnim sustavom, što nije u skladu s Trećim energetska paketom. Kao idući korak potrebna je daljnja harmonizacija s Trećim energetska paketom, te razdvajanje djelatnosti prema predviđenim modelima za gas. U sklopu isporuke gasa, BH-Gas je u 2014. godini isporučio 159,7 miliona m³ gasa u Federaciju BIH, te 2,2 miliona m³ gasa u Zvornik Stan u Republici Srpskoj. U 2015. i

¹⁹ Odnosi se na šestomjesečni prekid ruskog gasa pod prosječnim zimskim uvjetima i dvotjednim zahladnjenjem, ne-kooperativni scenarij

²⁰ Odnosi se na Sloveniju, Slovačku, Srbiju, Hrvatsku, Bugarsku, Mađarsku i Rumuniju

2016. godini, isporuka gasa od strane BH-Gasa se vršila isključivo kupcima u Federaciji BiH u iznosu od 176,7 miliona m³ (2015.) i 169,2 miliona m³ (2016.). U terminima distribucije i snabdijevanja, tržište karakteriziraju vertikalno integrisani subjekti Sarajevogas i Visoko Ekoenergija. Integrisanost djelatnosti nije u skladu s Trećim energetskim paketom, te je potrebna daljnja harmonizacija zakonodavnog okvira i razdvajanje djelatnosti. Federacija BiH konzumira ~75% - 80% ukupnih potreba gasa na razini Bosne i Hercegovine. Ostvarena prodaja javnih snabdjevača u 2014. godini je iznosila 101,9 milion m³ za Sarajevogas i 5,3 miliona m³ za Visoko Ekoenergija. Osim dominantne potrošnje grada Sarajeva, veliki dio gasa su konzumirali industrijski potrošači Arcelor Mittal (39, 4 miliona m³) i Energtek Herz (11,6 miliona m³) u 2014. godini.

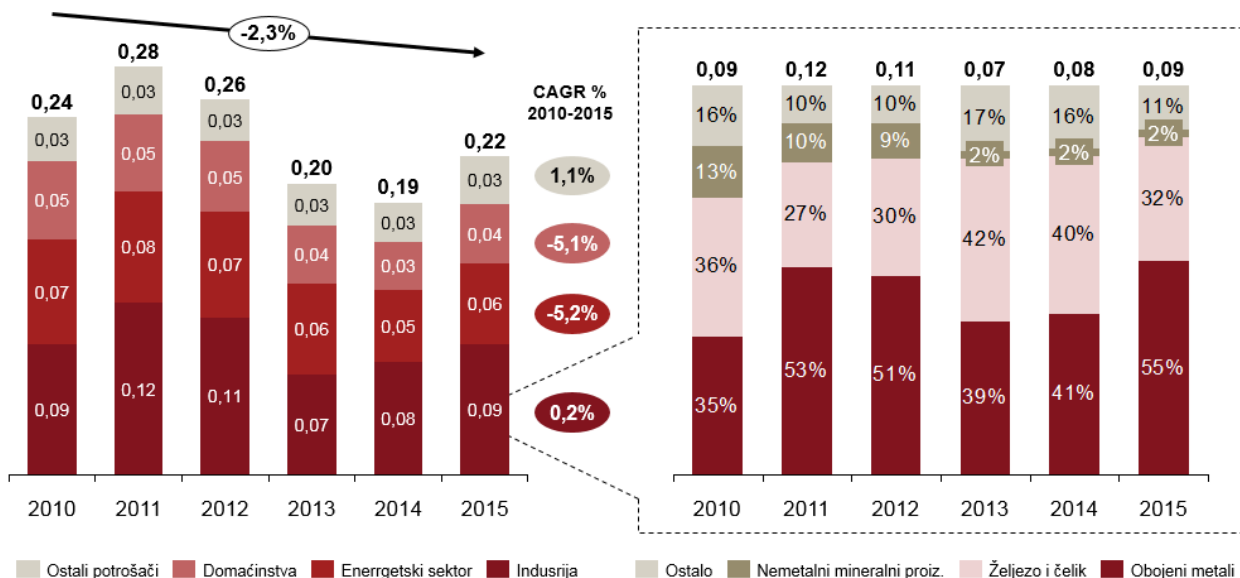
Slika 5.6.7 Struktura tržišta gasa u BiH i Federaciji BiH, 2014. i 2015. godina



Napomena: 1) Odnosi se na tržišni udio pokrivanja gasne mreže za transport; 2) Odnosi se na ukupnu potrošnju gasa za 2016.
 Izvor: RERS Izvještaj o radu 2015., BH-Gas, Federalni zavod za statistiku – bilans prirodnog gasa 2015., Energetski planski bilans RS za 2016.

Na razini BiH, trend potrošnje gasa je bio negativan u periodu 2010. - 2015. godine (Slika 5.6.8), uz prosječnu godišnju stopu -2,3%. U apsolutnim vrijednostima, potrošnja se kretala između ~0,19 – 0,28 milijardi m³ koja je prvenstveno oscilirala zbog energetskog sektora (toplane) i industrijskog sektora. U industrijskom sektoru najveći potrošači gasa su vezani za proizvodnju obojenih metala (35% - 55% industrijske potrošnje), te željeza i čelika (32% - 42% industrijske potrošnje) u promatranom periodu.

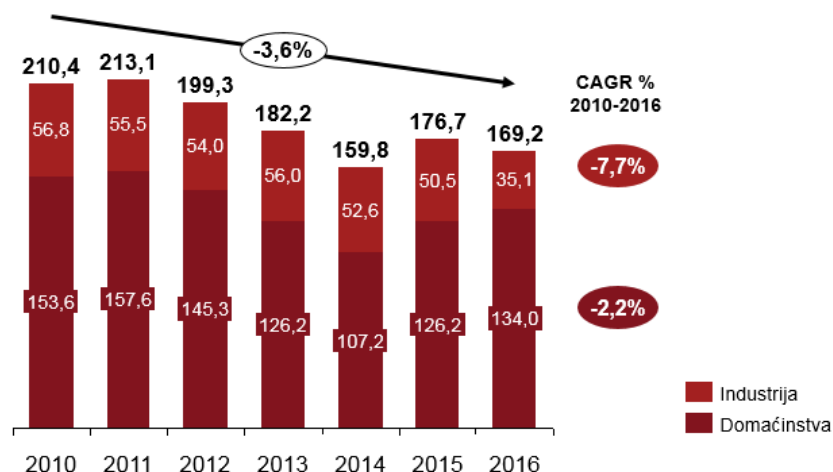
Slika 5.6.8 Ukupna potrošnja gasa u BiH, po kategorijama u milijardama m³ (bcm), 2010. - 2015. godina



Izvor: Agencija za statistiku BiH – Statistika energije gas 2010. - 2015.

U periodu 2010. - 2016., potrošnja gasa u Federaciji BiH je iznosila ~160 – 213 miliona m³ godišnje (Slika 5.6.9). Potrošnju karakterizira blagi pad koji je u prosjeku godišnje iznosio -3,6%. Udio domaćinstava je povijesno bio najveći udio u ukupnoj potrošnji gasa 70 - 80%. Potrošnja gasa u domaćinstvima Federacije BiH je iznosila 107 – 157 miliona m³, gdje je udio domaćinstava iznosio 70% – 80% ukupne potrošnje gasa. Industrijska potrošnja se u promatranom razdoblju kretala ~35 – 57 miliona m³. BH-Gas je u promatranom periodu, osim snabdijevanja Federacije BiH, isporučivao gas i u Republiku Srpsku. Za industrijske kupce RS-a je isporučeno ukupno 154,3 miliona m³ za period 2010. – 2013. godine, dok je za domaćinstva 2010. – 2014. isporučeno 7,4 miliona m³ prirodnog gasa. Rast potrošnje gasa u budućnosti će značajno ovisiti o izgradnji planiranih gasovoda, ali i tržišnim uvjetima tj. cijenama gasa.

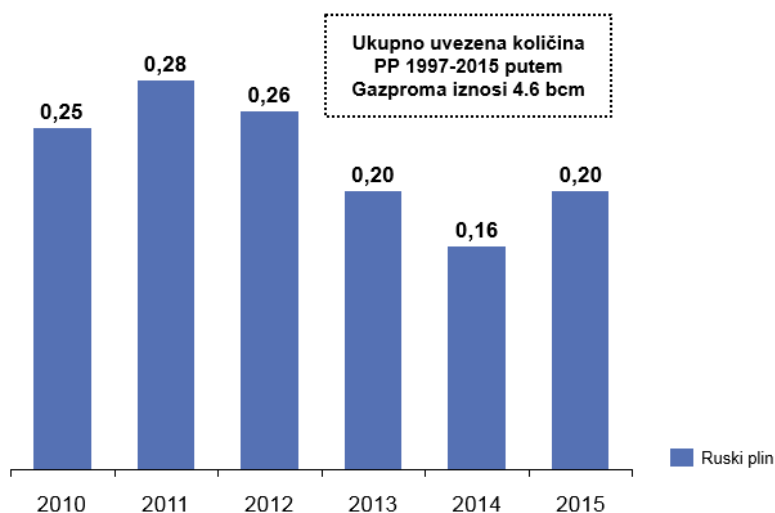
Slika 5.6.9 Potrošnja gasa u Federaciji BiH u milionima m³(mcm), 2010. – 2016. godina



Napomena: BH-Gas je isporučivao gas i u Republiku Srpsku. Za industriju 2010 – 2013 ukupno 154,3 miliona m³, a za domaćinstva 2010 – 2014 ukupno 7,4 miliona m³ prirodnog gasa
Izvor: BH-Gas

Kao što je i ranije spomenuto, uvoz gasa u BiH se namiruje iz ruskih izvora tj. preko Gazproma, gdje je ukupno uvezena količina gasa u periodu 1997.-2015. godine iznosila 4,6 milijardi m³ (Slika 5.6.10). Za Federaciju BiH se Ugovor za isporuku prirodnog gasa produžava svake godine, a nosioc ugovora je Energoinvest, a supotpisnik BH-Gas. Ugovor o transportu kroz Mađarsku traje do 2023. godine, ali se prave aneksi ugovora koji omogućavaju BH-Gasu da radi drastične razlike u potrošnji prirodnog gasa u zimskom periodu u odnosu na ljetni kako se ne bi plaćao penal za puni zakup kapaciteta za transport. Nosioc ugovora sa transporterom u Mađarskoj su BH-Gas / Energoinvest. Isto važi za transport (tranzit) prirodnog gasa kroz Srbiju.

Slika 5.6.10 Snabdijevanje gasom u BiH u milijardama m³ (bcm), 2010.-2015. godina



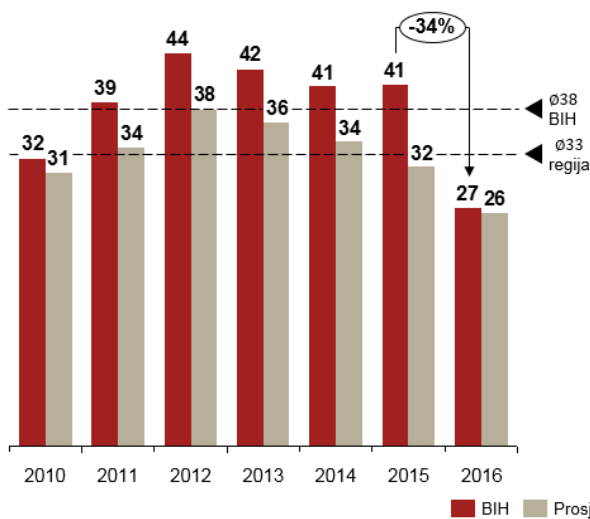
Izvor: Gazprom Export Reports 2010 – 2015

Cijene gasa u BIH su povijesno bile značajno više u odnosu na cijene za širu regiju. Posljedično, može se reći kako je tržište gasa značajno opredijeljeno činjenicom da se isto zasniva na jednom ulazu prirodnog gasa na kraju sistema, što podrazumijeva značajno učešće transportnih troškova kroz treće zemlje. Nadalje, u unutrašnjem transportu postoji podjela između entitetskih operatora sistema s nejedinstvenim pristupom u određivanju tarifa.

Kako nabavne i prodajne cijene gasa uvelike ovise o tarifama koje se primjenjuju kroz treće zemlje, ali i na unutrašnjem transportu, potrebna je veća saradnja regulatornih tijela i operatora transportnih sistema te daljnja harmonizacija regulatornog okvira prema Trećem energetskom paketu, a sve u cilju dobivanja tržišno prihvatljivih cijena gasa.

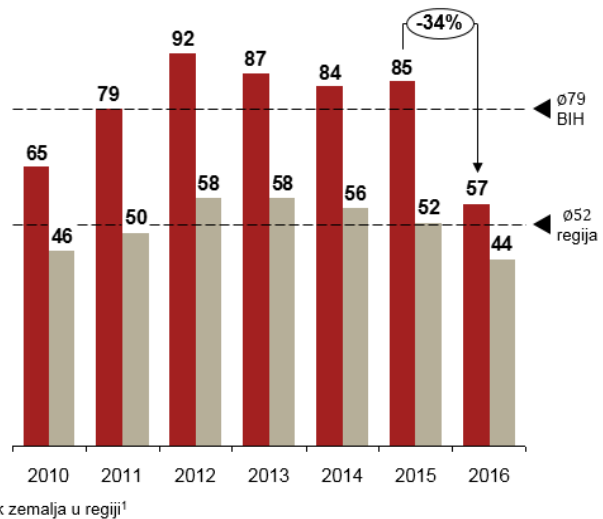
Prema dinamici kretanja cijena gasa u BIH za industriju (Slika 5.6.11, Slika 5.6.12), vidljivo je kako je u prosjeku cijena bez PDV-a, poreza i ostalih nameta iznosila 38 EUR/MWh, dok je cijena u široj regiji u prosjeku iznosila 33 EUR/MWh. U 2016. je, korekcijom veleprodajnika u BIH, došlo do značajnog pada cijena od -34% u odnosu na 2015., gdje je cijena konvergirala ostatku regije. Međutim, promatrajući cijene korigirane za paritet kupovne moći (eng. *PPP - Purchase Power Parity*), razlika je veću u odnosu na ostatak regije.

Slika 5.6.11 Cijene gasa za industriju u BIH i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u EUR/MWh, 2010 – 2016. godina



Napomena: Za industriju je uzeta kategorija kupaca I3: 10.000 GJ < potrošnja < 100.000 GJ, 1) Obuhvaćene zemlje u regiji su Hrvatska, Srbija, Slovenija, Mađarska, Austrija, Češka, Slovačka, Bugarska i Rumunjska
Izvor: Eurostat

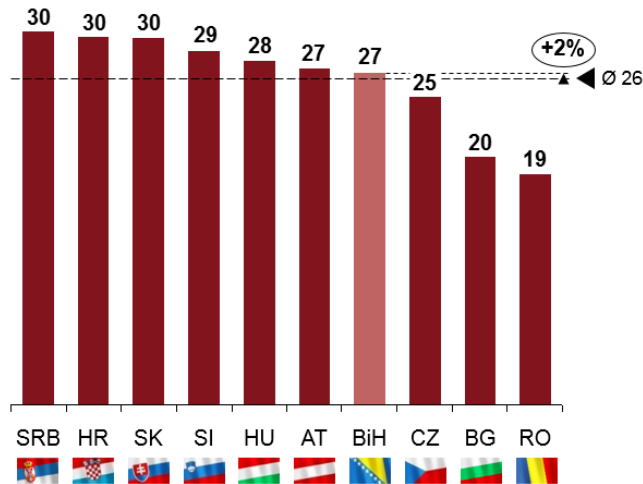
Slika 5.6.12 Cijene gasa za industriju u BIH i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u PPP/MWh, 2010 – 2016. godina



Napomena: Za industriju je uzeta kategorija kupaca I3: 10.000 GJ < potrošnja < 100.000 GJ, 1) Obuhvaćene zemlje u regiji su Hrvatska, Srbija, Slovenija, Mađarska, Austrija, Češka, Slovačka, Bugarska i Rumunjska
Izvor: Eurostat

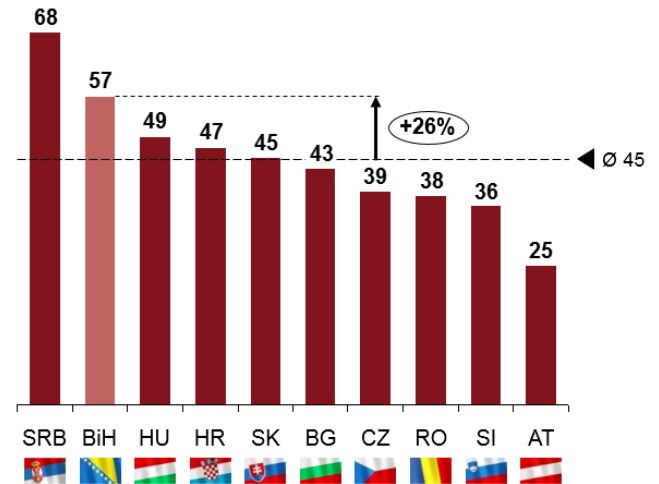
Usporedbom BIH i ostalih zemalja u 2016. godini, cijene gasa u BIH od ~27 EUR/MWh su na sličnim razinama kao i kod ostalih razvijenijih zemalja u regiji poput, Austrije, Češke, Mađarske i Slovenije, a čije su cijene u intervalu ~25 – 29 EUR/MWh. Međutim, s obzirom na korekciju za životni standard pojedine zemlje, cijene su veće u odnosu na ostatak regije, izuzevši Srbiju koja ima najveće cijene za industriju (Slika 5.6.13 i Slika 5.6.14).

Slika 5.6.13 Cijene gasa za industriju u BiH i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u EUR/MWh, 2016. godina



Napomena: Za industriju je uzeta kategorija kupaca I3: 10.000 GJ < potrošnja < 100.000 GJ
Izvor: Eurostat

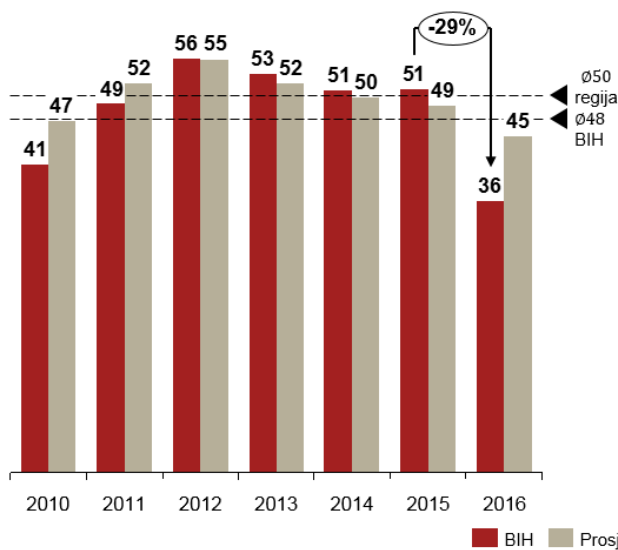
Slika 5.6.14 Cijene gasa za industriju u BiH i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u PPP/MWh, 2016. godina



Napomena: Za industriju je uzeta kategorija kupaca I3: 10.000 GJ < potrošnja < 100.000 GJ
Izvor: Eurostat

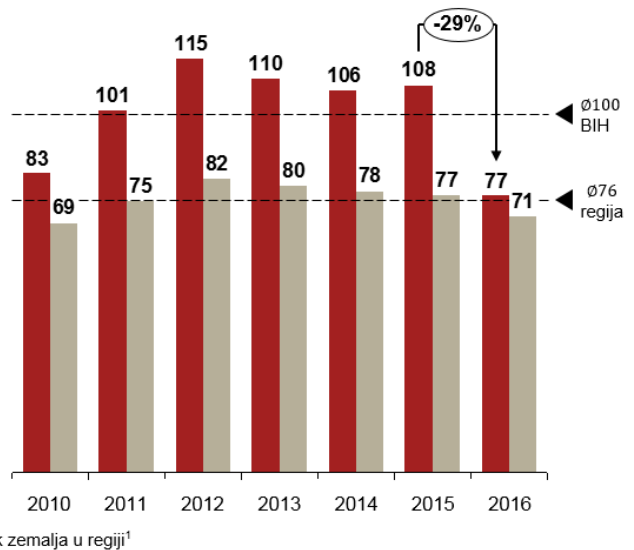
Kao i za industriju, slična dinamika kretanja cijena gasa je prisutna i za kućanstva, ali uz manju razliku cijena u odnosu na ostale zemlje. Ukupna cijena gasa za kućanstva je u promatranom razdoblju iznosila u prosjeku 48 EUR/MWh za BiH, dok je prosječna cijena za regiju iznosila 50 EUR/MWh. U 2016. je u BiH zabilježen značajan pad cijena za kućanstva od -29% u odnosu na 2015., što je rezultiralo krajnjim cijenama od 36 EUR/MWh, koje su ispod prosjeka regije. Promatrajući cijene korigovane za kupovnu moć tj. životni standard u BiH, ostvareni su pozitivni pomaci i konvergiranje prema široj regiji. U 2016. je za BiH navedena cijena iznosila 77 PPP/MWh, a za zemlje u regiji 71 PPP/MWh u prosjeku (Slika 5.6.15 i Slika 5.6.16). Potrebno je napomenuti kako su cijene gasa sa transportne mreže niže, te da bi u scenarijima izgradnji i spajanja gasne TE-TO cijene bile znatno povoljnije s obzirom na količine i karakter potrošnje.

Slika 5.6.15 Cijena gasa za kućanstva u BiH i proširenoj regiji, sa PDV-om i ostalim nametima u EUR/MWh, 2010–2016. godina



Napomena: Za kućanstva je uzeta kategorija D2: 20 GJ < potrošnja < 200 GJ ,1) Obuhvaćene zemlje u regiji su Hrvatska, Srbija, Slovenija, Mađarska, Austrija, Češka, Slovačka, Bugarska i Rumunjska
Izvor: Eurostat

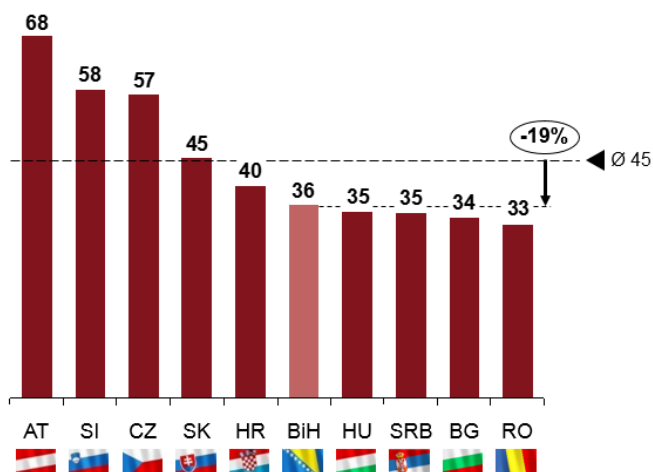
Slika 5.6.16 Cijena gasa za kućanstva u BiH i proširenoj regiji, sa PDV-om i ostalim nametima u PPP/MWh, 2010–2016. godina



Napomena: Za kućanstva je uzeta kategorija D2: 20 GJ < potrošnja < 200 GJ ,1) Obuhvaćene zemlje u regiji su Hrvatska, Srbija, Slovenija, Mađarska, Austrija, Češka, Slovačka, Bugarska i Rumunjska
Izvor: Eurostat

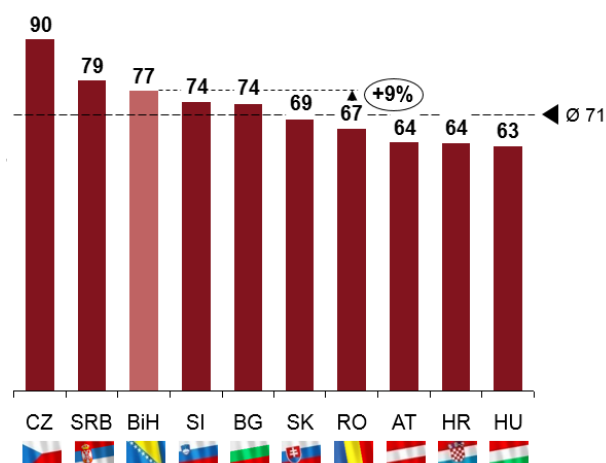
Na razini pojedinačnih zemalja, BiH je u 2016. godini pozicionirana ispod prosjeka regije za -19%. Zemlje s nižim cijenama gasa za kućanstva od BiH su Mađarska, Srbija, Bugarska i Rumunjska, u rasponu ~33 – 35 EUR/MWh, no one nisu značajno niže od cijena u BiH koje su iznosile 36 EUR/MWh. Međutim, korekcijom za paritet kupovne moći stanovništva, BiH (77 PPP/MWh) je pozicionirana u gornji rang zemalja po visini cijena, sa Srbijom (79 PPP/MWh) i Češkom (90 PPP/MWh), no one su i dalje puno povoljnije za BiH u odnosu na ranije godine. Zemlje s najnižim cijenama za kućanstva su Mađarska, Hrvatska i Austrija (Slika 5.6.17 i Slika 5.6.18).

Slika 5.6.17 Cijena gasa za kućanstva u BiH i proširenu regiju, sa PDV-om i ostalim nametima u EUR/MWh, 2010 – 2016. godina



Napomena: Za kućanstva je uzeta kategorija D2: 20 GJ < potrošnja < 200 GJ
Izvor: Eurostat

Slika 5.6.18 Cijena gasa za kućanstva u BiH i proširenu regiju, sa PDV-om i ostalim nametima u PPP/MWh, 2010 – 2016. godina

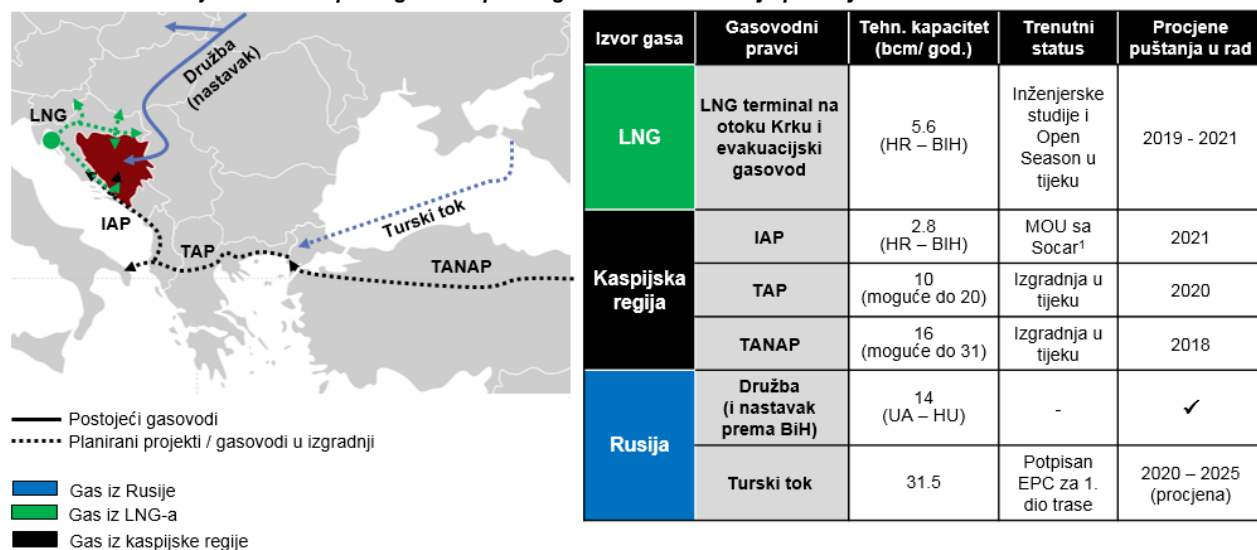


Napomena: Za kućanstva je uzeta kategorija D2: 20 GJ < potrošnja < 200 GJ
Izvor: Eurostat

5.6.3 Razvoj gasovodne infrastrukture u regiji i Federaciji BiH

Jadransko-jonski gasovod (IAP) i LNG terminal za regasifikaciju u Hrvatskoj trenutno predstavljaju najizglednije prekogranične projekte relevantne za BiH i Federaciju BiH. Puštanje LNG terminala na otoku Krku i izgradnja evakuacijskih gasovoda je, prema procjenama, za očekivati u skorijem periodu. Nadalje, IAP projekt, kao planirani odvojak Trans-jadranskog gasovoda (TAP), predstavlja vrlo perspektivnu opciju gasifikacije Albanije, Crne Gore, Hrvatske, te Bosne i Hercegovine. Navedeni prekogranični projekti bi omogućili za Federaciju BiH pristup gasa iz više pravaca za zadovoljenje buduće potražnje, te sigurnosti snabdijevanja. Razumijevanje opcija za diversifikaciju dobave gasa i diversifikaciju pravaca, te eventualna implementacija takvih projekata, važna je u kontekstu pregovaračke pozicije i postizanja cjenovne konkurentnosti, kako za krajnje korisnike (kućanstva), tako i za industriju kojoj to može imati veliku ulogu u konkurentnosti.

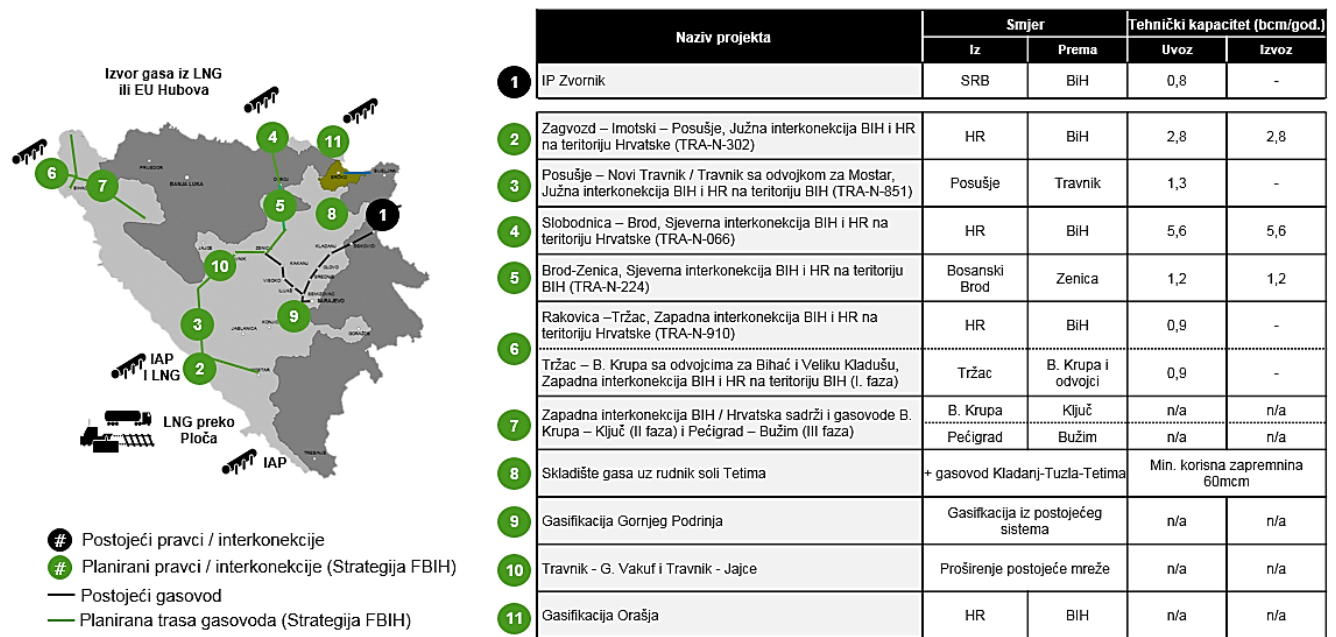
Slika 5.6.19 Potencijalni dobavni prekogranični pravci gasa za diversifikaciju portfelja



Napomena: 1) 25.8.2016 je potpisan Memorandum o razumijevanju (engl. MOU) zajedničke inicijative za IAP između kompanije Socar iz Azerbajdžana, te Hrvatske, Albanije, Bosne i Hercegovine i Crne Gore
 Izvor: TANAP, TAP, LNG Hrvatska, IEA, Turkish Stream, World Bank, Natural Gas World

Federacija BiH zasniva planove razvoja gasovodne mreže u skladu s planiranim prekograničnim projektima koji su relevantni za BiH i JI regiju. Cilj Federacije BiH je podizanje važnosti prirodnog gasa kao energenta u privredi s ciljem ojačavanja integracije tržišta gasa i osnaženjem komponente energetske sigurnosti. Strateška vizija sustavnog vertikalnog povezivanja na gasovodni sustav Hrvatske se temelji na paradigmi formiranja gasnog prstena, te dobave gasa iz više izvora gasa. Time bi se gas mogao osigurati iz LNG-a, kaspijske regije dopremene kroz Jadransko-jonski gasovod ili općenito iz EU gasnih čvorišta (eng. *hubova*). U nastavku su dani planovi realizacije gasovodnih projekata u skladu sa strateškom vizijom Federacije BiH (Slika 5.6.20 i Tablica 5.6.1).

Slika 5.6.20 Gasovodi u Federaciji BiH (trenutno stanje i plan)



Napomena: 1) Prema dokumentu „Preliminary Technical Study of IAP“ postoje dvije opcije prolaska trase. Prva opcija je ruta koja počinje na granici i prolazi pored Neuma prema granici Hrvatske na zapadu. Druga opcija je prolazak rute kod jezera Hutovo Blato paralelno uz Neretvu do Mostara, te prema Posušju uz nastavak prema Zagvozdu u Hrvatskoj

Izvor: ENTSO-G TYNDP 2017, Radna skupina FBIH, BH-Gas, analiza Projektnog tima

Tablica 5.6.1 Dinamika i fokus izgradnje gasovodnih projekata u Federaciji BiH

Gasovodni projekat	Period puštanja u rad				Fokus
	Do 2020	Do 2025	Do 2030	Do 2035	
Južna interkonekcija (Zagvozd - Imotski – Posušje – Novi Travnik / Travnik sa odvojkom prema Mostaru)		✓			●
Sjeverna interkonekcija (Slobodnica – Brod – Zenica)		✓			●
Zapadna interkonekcija (Rakovica – Tržac – Bosanska Krupa uz odvojak za Bihać i Veliku Kladušu u sklopu faze I.)		✓	✓		◐
Zapadna interkonekcija - nastavak (B. Krupa – Ključ u sklopu faze II., te Ključ – B. Petrovac i Pećigrad – Bužim u sklopu faze III.)			✓	✓	◑
Mogućnost dopremanja LNG-a preko luke Ploče putem željeznice ili kamiona		✓			◐
Gasifikacija Gornjeg Podrinja			✓	✓	◑
Proširenje mreže Travnik – Gornji Vakuf i Jajce			✓	✓	◑
Gasifikacija Orašja			✓	✓	◑
Podzemno skladište gasa Tetima s priključnim gasovodom Kladanj – Tuzla – Tetima			✓	✓	◑

● Visok ○ Nizak

Napomena: 27.4.2017 potpisan je Memorandum o razumijevanju između operatora BH-Gas i Plinacro za razvoj projekata Južne interkonekcije, Sjeverne interkonekcije i Zapadne interkonekcije (faza I.)

Izvor: BH-Gas, ENTSO-G TYNDP 2017, Strateški plan i program energetskog sektora FBIH, Radna skupina FBIH, BH-Gas, analiza Projektnog tima

Južna interkonekcija BiH i Hrvatske (Zagvozd – Imotski – Posušje – Novi Travnik / Travnik s odvojkom za Mostar) je od najvećeg prioriteta za Federaciju BiH, s obzirom da se zasniva na konceptu diversifikacije izvora i pravaca radi obezbjeđenja sigurnosti snabdijevanja prirodnim gasom. Južna interkonekcija se nalazi na PMI listi za gas od Energetske zajednice. U terminima operativne realizacije dijela trase, gasovod Zenica – Travnik je trenutno u fazi ishođenja upotrebne dozvole. Predviđena trasa gasovoda Slobododnica – Brod – Zenica tj. Sjeverna interkonekcija također predstavlja visoki fokus za Federaciju BiH, s obzirom da je navedena trasa ekonomski najisplativija zbog postojanja velikih centara potrošnje u oba entiteta. Međutim, dio trase koji bi se spojio na gasovodni sistem Hrvatske, i prolazio teritorijem Republike Srpske prema Federaciji BiH je na niskom fokusu za Republiku Srpsku. Važno je naglasiti kako su projekti Sjeverne i Južne interkonekcije planirane kao reverzibilni (ulaz – izlaz) uz očekivani period puštanja u rad do 2025 godine. Uz Sjevernu i Južnu interkonekciju, za Federaciju BiH je također relevantan projekat Zapadne interkonekcije na srednjoj razini fokusa. Projekat podrazumijeva, u sklopu prve faze, trasu Rakovica – Tržac – Bosanska Krupa uz odvojke prema Bihaću i Velikoj Kladaši. Navedeni dio trase se nalazi na PMI listi za gas od Energetske zajednice. Zapadna interkonekcija sadrži i potencijalni daljnji nastavak gasovoda nižeg prioriteta prema mjestima B. Krupa – Ključ (faza II.), te Ključ – B. Petrovac i Pećigrad – Bužim (faza III.). Također je razmatrana mogućnost da se eventualno u budućnosti ovaj gasovod spoji preko teritorije Republike Srpske sa planiranim gasovodom Travnik – Jajce. Realizacija faze II i faze III Zapadne interkonekcije je planirana u periodu do 2025. ili 2030. godine. S obzirom na razvoj tehnologija u sektoru gasa, potrebno je razmotriti opciju transporta gasa bez korištenja infrastrukture gasovoda. Konkretno, moguć je prijevoz ukapljenog prirodnog gasa (LNG-a) korištenjem postojeće željeznice iz Luke Ploče ili korištenjem cestovnog prometa²¹. Navedena opcija se treba sagledati kao mogućnost u slučaju prolongacije izgradnje gasovoda ili kao opcija namijenjena dijela potražnje. Međutim, uloga gasovodnih pravaca će i dalje biti dominantna. Osim planiranih velikih projekata koji se vežu na prekogranične pravce sa susjednim zemljama, definisani su i manji projekti proširenja postojećeg sustava, a koji su između ostalog dio razvojnih projekata BH-Gasa. Tu se ubrajaju gasifikacija Gornjeg Podrinja, proširenje mreže Travnik - Gornji Vakuf i Jajce te gasifikacija Orašja. Navedeni projekti su nižeg fokusa uz predviđenu dinamiku realizacije do 2030. ili 2035. godine. Dodatno, s obzirom da BiH nema skladišta gasa, identificiran je jedini potencijalan lokalitet gradnje skladišta gasa kraj rudnika soli Tetima te priključni gasovod Kladanj – Tuzla - Tetima. Skladište gasa bi doprinijelo većoj sigurnosti snabdijevanja zbog velikih skokova potrošnje tokom zime, te zadovoljenja rasta potrošnje u budućem razdoblju.

5.6.4 Regulatorni i institucionalni okvir

5.6.4.1 Nivo BiH

U BiH trenutno ne postoji legislativa koja reguliše sektor gasa. Neophodno je ispuniti propisane zahtjeve iz Trećeg energetske paketa za normiranje pitanja iz sektora gasa na državnom nivou. Na Ministarskom savjetu Energetske zajednice održanom u oktobru 2016. godine, potpisan je sporazum između MVTEO, FMERI, MIER, Energetske zajednice i Evropske komisije, kojim je dogovoreno donošenje Zakona o regulatoru, prenosu i tržištu električne energije i prirodnog gasa u BiH i usvajanje harmonizovanih enetitetskih zakona kojima se uređuje sektor gasa, a u skladu sa Trećim energetske paketom. Energetska zajednica je temeljem ovog Sporazuma suspendovala mjere protiv BiH privremeno, do 31.03.2017. godine. Obzirom da se postignuti Sporazum nije ispoštovao, mjere su automatski ponovno aktivirane.

5.6.4.2 Regulatorni okvir u Federaciji BiH

Uredbom o organizaciji i regulaciji sektora gasne privrede u FBiH se uređuje organizacija, pravila i uslovi za obavljanje energetske djelatnosti u sektoru prirodnog gasa, prava i dužnosti učesnika u sektoru prirodnog gasa, razdvajanje djelatnosti operatora sistema, pristup treće strane sistemu za prirodni gas i otvaranje tržišta prirodnog gasa. Uredba je određena preuzetim obavezama iz Ugovora o osnivanju Energetske zajednice i EU Direktive za gas 2003/55/EC, koja je stavljana van snage Direktivom 2009/73/EZ.

Uredbom su definisane energetske djelatnosti u sektoru gasa:

- snabdijevanje gasom,
- transport gasa,
- distribucija gasa,
- skladištenje gasa,
- upravljanje postrojenjem za LNG.

Učesnici u sektoru gasa su:

- snabdjevač gasom,
- operator transportnog sistema,
- operator distribucijskog sistema,

²¹ LNG terminal na otoku Krku predviđa pružanje usluga „bunkeringa“ za kamione i teglenice, gdje bi se manjim brodovima LNG mogao prevesti do Luke Ploče, a zatim željeznicom ili cestovnim prometom prema Federaciji BiH. Navedeni trend razvoja lanca vrijednosti u LNG sektoru (engl. break-bulking services and small scale LNG) ima sve značajniju ulogu na Baltiku, te se očekuje snažan razvoj i na Mediteranu.

- operator sistema skladišta gasa,
- operator postrojenja za LNG,
- povlašteni kupac,
- tarifni kupac,
- zaštićeni kupac.

Trenutno ne postoji regulator za gas u FBiH. U prijedlogu Zakona o gasu u FBiH nadležnost za gas bi se trebala dati FERK-u, osim regulacije transporta gasa.

U nadležnosti kantona je praćenje odnosa između ponude i potražnje gasa na svom području, izradu procjena buduće potrošnje i raspoložive ponude, planiranje izgradnje dodatnih kapaciteta i razvoj distribucijskog sistema na svom području, te predlaganje i poduzimanje mjera.

FMERI je odgovorno za izdavanje dozvole za obavljanje energetske djelatnosti, praćenje odnosa između ponude i potražnje na tržištu gasa, izradu procjena buduće potrošnje i raspoložive ponude, planiranje izgradnje i razvoja dodatnih kapaciteta gasnog sistema, te predlaganje i poduzimanje mjera u slučaju proglašenja kriznog stanja.

Operator za gas u FBiH je BH Gas d.o.o. Sarajevo, koji obavlja djelatnosti transporta gasa uz snabdjevanje i trgovinu.

Operator transportnog sistema, operator distribucijskog sistema, operator sistema skladišta gasa i operator postrojenja za LNG dužan je osigurati efikasan i nediskriminirajući pristup mreži transportnom sistemu, distributivnom sistemu, sistemu skladišta gasa i postrojenju za LNG. Uredba propisuje da pristup transportnom sistemu, distribucijskom sistemu, sistemu skladišta gasa i postrojenju za LNG definiše nezavisni regulator energetske djelatnosti, a sve u smislu regulisanog ili pregovaračkog pristupa. Obzirom da ne postoji regulator za gas u FBiH, mogući ograničeni pristup infrastrukturi se daje na temelju ad hoc odluke FMERI. Regulisani pristup zasniva se na objavljenom tarifnom sistemu, odnosno metodologiji i tarifnim stavkama, koji se primjenjuju objektivno i jednaki su za sve učesnike na tržištu gasa.

Operator transportnog sistema, operator distribucijskog sistema, operator sistema skladišta gasa i operator postrojenja za LNG ima pravo odbiti pristup sistemu u slučaju nedostatka kapaciteta, kada bi ga pristup sistemu onemogućio u izvršavanju javne usluge ili kada bi pristup sistemu mogao izazvati ozbiljne finansijske i privredne poteškoće. Energetski subjekt za gas koji želi ugovoriti snabdjevanje gasom, ali mu se zbog tehničkih ili drugih razloga ne može osigurati pravo na pristup distributivnom ili transportnom sistemu, može izgraditi direktni gasovod. Izgradnji direktnog gasovoda može se pristupiti samo na osnovu odobrenja FMERI.

Snabdjevanje gasom i cijene nisu liberalizirane za sve korisnike u FBiH. Vlada FBiH, na prijedlog Federalnog ministarstva trgovine, uz prethodno pribavljeno mišljenje FMERI, snabdjevaču gasom tarifnih kupaca koji obavljaju javnu uslugu u FBiH, svojom Odlukom reguliše cijenu za snabdjevanje gasom. Za ostale tarifne kupce, BH Gas reguliše cijenu uz obavezu da o svakoj promjeni cijene u pisanoj formi obavijesti FMERI. Regulisanje cijene prirodnog gasa zasniva se na osnovu cijene nafte i naftnih derivata na svjetskom tržištu kao polazne osnove za kalkulaciju, definisanih perioda isporuke, odnosa planiranih količina i realizovanih količina gasa, sezonske ili dnevne dinamike isporuke tarifnim kupcima, odnosa ugovorenog i isporučenog kvaliteta gasa kao i ostalih kalkulativnih elemenata cijene isporučenog gasa. Cijena gasa za industrijske potrošače određuje se ugovorom s potrošačem. Zbog reguliranja cijena na ovaj način dolazi do unakrsnog subvencioniranja različitih kategorija potrošača.

Operator transportnog sistema koji pripada vertikalno integrisanom energetskom subjektu, mora biti nezavisan od drugih aktivnosti koje nisu povezane sa transportom, u smislu pravnog statusa, organizacije i odlučivanja, što ne stvara obavezu da se razdvaja vlasništvo nad imovinom transportne mreže od vertikalno integrisanog privrednog društva. Djelatnost operatora distributivnog sistema koji je dio horizontalno integrisanog subjekta, mora biti organizovana u samostalnom pravnom subjektu i nezavisno od djelatnosti izvan sektora gasa. Iznimno, djelatnost operatora transportnog sistema, operatora distribucijskog sistema, operatora sistema skladišta gasa i operatora postrojenja za LNG može biti organizovana zajedno, u okviru djelatnosti mješovitog operatora, ali koja je nezavisna u pogledu svog pravnog statusa, organizacije i odlučivanja od djelatnosti snabdjevanja gasom, što ne stvara obavezu da se razdvaja vlasništvo nad imovinom transportne mreže od vertikalno integrisanog privrednog društva. Mješoviti operator, koji je dio vertikalno integrisanog energetskog subjekta, mora svoje djelatnosti organizovati u samostalnom pravnom licu nezavisno od proizvodnje i snabdjevanja gasom.

Kako bi se osigurao jasniji smjer razvoja gasnog biznisa, te holistički način upravljanja i regulisanja tržišta, potrebno je daljnje usklađivanje institucionalnog i zakonodavnog okvira Federacije BiH i BiH sukladno EU praksama (Tablica 5.6.2).

Tablica 5.6.2 Institucionalni i zakonodavni okvir za tržište gasa u Federaciji BiH (odabir)

Područje	Komentar
Regulacija tržišta prirodnog gasa	<ul style="list-style-type: none"> Sektor gasa u FBiH je normiran Uredbom o organizaciji i regulaciji sektora gasne privrede u FBiH. Trenutno ne postoji regulator za gas u FBiH. Potrebno je donijeti Zakon o gasu u FBiH koji će biti usklađen s Trećim energetske paketom Sukladno Ustavu BiH, transport je u nadležnosti institucija BiH Prema Trećem energetske paketu neophodno je donijeti Zakon o gasu na državnom nivou, te uspostaviti regulatorno tijelo na državnom nivou sa svim suštinskim ovlastima. Regulatorima na nižim nivoima je ostavljena mogućnost praćenja pojedinih procesa kao rezultat regulacije tržišta na nivou države
Transport, distribucija i snabdijevanje	<ul style="list-style-type: none"> Operator za gas BH-Gas obavlja djelatnosti transporta gasa uz snabdijevanje i trgovinu, stoga je potrebno usklađenje s Trećim energetske paketom i korištenje jednog od modela za razdvajanje – ISO, ITO ili vlasničko razdvajanje Također je potrebno izvršiti razdvajanje djelatnosti distribucije od snabdijevanja gasnih preduzeća
Tržište i cijene prirodnog gasa	<ul style="list-style-type: none"> Snabdijevanje gasom i cijene nisu liberalizirane za sve korisnike u FBiH – veleprodajna cijena prirodnog gasa za distributivna preduzeća se donosi na osnovu Odluke vlade FBiH, dok se cijena za industrijske potrošače određuje shodno Ugovoru s potrošačem i promjenama cijene prirodnog gasa kod isporučioca Tržište gasa u Federaciji BiH i BiH općenito, je značajno opredijeljeno činjenicom da se isto zasniva na jednom ulazu prirodnog gasa na kraju sistema, što podrazumijeva značajno učešće transportnih troškova kroz treće zemlje U unutrašnjem transportu postoji podjela između entitetskih operatora sistema sa nejedinstvenim pristupom u određivanju tarifa, bez regulatornog tijela koje na nivou države određuje tarifnu metodologiju i tarife koje su važeće za sve odnosne subjekte na tržištu. Kako nabavne i prodajne cijene gasa uveliko ovise o tarifama koje se primjenjuju kroz treće zemlje, ali i na unutrašnjem transportu, potrebna je veća suradnja regulatornih tijela i operatora transportnih sistema, a sve u cilju dobivanja tržišno prihvatljivih cijena gasa Potrebno je implementirati daljnje mjere unapređenja tarifne politike
Ratnu dug za prirodni gas prema Ruskoj Federaciji	<ul style="list-style-type: none"> Ukupan dug za isporučeni prirodni gas BiH za period 1991. – 1995. godine iznosi 104,8 mil. USD Trenutno, ratni dug je djelomično isplaćen, isključivo od strane FBiH i iznosi ~98 mil. USD, no njegova otplata je prespora (prema sadašnjoj dinamici isplate kroz prijelazno rješenje takse od 5 USD na 1000m³ gasa, potrebno je cca. 100 godina do isplate) Shodno navedenome, potrebno je rješavanje pitanja međusobnih dugova za gas s Ruskom Federacijom na nivou BiH

Izvor: BH-Gas, Energy Community Annual Implementation Road 2016, Radna skupina FBiH, analiza Projektnog tima

5.6.5 Strateške smjernice

U nastavku je dan sažetak strateških smjernica, koje su razrađene sukladno trenutačnom stanju u oblasti gasa za Federaciju BiH. Potrebna je daljnja implementacija zakonodavno-pravnog okvira sukladno praksama EU na razini Federacije BiH, ali i Bosne i Hercegovine (uz saradnju s Republikom Srpskom). Dodatno, potrebni su novi gasovodni pravci uz daljnju integraciju transportnih sustava i gasifikaciju Federacije BiH, kako bi se povećala važnost prirodnog gasa kao energenta u gospodarstvu.

Tablica 5.6.3 Sažetak strateških smjernica za Federaciju BiH u oblasti gasa

	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište	Izgradnja nove infrastrukture u kontekstu sigurnost snabdijevanja i diversifikacije	Potrebna je izgradnja novih dobavnih gasovoda s obzirom da se uvoz prirodnog gasa u BiH i Federaciju odvija iz jednog transportnog pravca na relativno malo tržište s povijesno visokim cijenama u odnosu na regiju. Prioritet izgradnje gasovoda FBiH obuhvaćaju Južnu interkonekciju kao najvažniju, te Sjevernu i Zapadnu interkonekciju na visokom fokusu razvoja. Dodatno, potrebno je u budućnosti razmotriti i nove tehnologije razvoja kao što je mogućnost dopremanja gasa u ukapljenom stanju putem željeznice i/ili cestovnog prometa. Navedenim projektima se postiže diversifikacija izvora gasa radi obezbijedenja sigurnosti snabdijevanja i povećanja važnosti prirodnog gasa kao energenta za kućanstva i industriju
	Modernizacija i adekvatno održavanje postojeće infrastrukture u kontekstu sigurnost snabdijevanja i daljnje gasifikacije	Postojeći gasovod, izgrađen 1979. godine, karakterizira zastarjelost te velika opterećenost tokom zimskih perioda kada je potrošnja gasa najveća. Stoga je u budućem razdoblju potrebno aktivno upravljati imovinom (infrastrukturom) kroz provođenje potrebnih modernizacija, rekonstrukcija, izgradnji te održavanja, u skladu sa potrebama sustava.
	Upravljanje cjenovnom konkurentnosti gasa i nastavak konvergencije prema cijenama u regionu	Cijena gasa je u zadnjem razdoblju ostvarila pozitivan trend pada te konvergirala prema cijenama s regionalnih tržišta. Iako je udio gasa u ukupnoj potrošnji relativno nizak, zbog osjetljive ekonomske situacija, potrebno je nastaviti aktivno upravljati cijenama gasa kroz unaprjeđenje efikasnosti tržišnih subjekata, razmatranje opcija diversifikacije te izgradnju kompetencija trgovanja na berzama s većim fokusom na kratkoročne ugovore i spot tržišta
Regulativa	Harmonizacija regulatornog okvira sukladno obavezama iz Ugovora o osnivanju Energetske zajednice u pogledu gasa	Hitno pristupanje reformi sektora gasa, donošenju odgovarajuće legislative i regulative na državnom i entitetskim nivoima koja je usklađena sa Trećim energetske paketa
	Razdvajanje djelatnosti transporta i distribucije od snabdijevanja sukladno EU praksama	Razdvajanje djelatnosti transporta i distribucije od snabdijevanja u skladu s odredbama Trećeg energetske paketa zbog daljnje liberalizacije tržišta i poticanja konkurencije

5.7 Toplinarstvo

Javna usluga daljinskog grijanja u Federaciji BiH dostupna je isključivo u urbanim područjima, ili čak samo u određenim dijelovima urbanih sredina (Slika 5.7.1). Karakteristično za toplinske sisteme u FBiH, je da se većim dijelom snabdijevaju toplotnom energijom iz obližnjih termoelektrana ili industrijskih kapaciteta. Toplinski sistemi postoje i u manjim sredinama. U nastavku će se staviti fokus na sisteme u većim gradovima, te strateške opcije za manje toplinske sisteme, uz osvrt unapređenja individualnih grijanja kućanstava.

Slika 5.7.1 Lokacije toplinarskih sustava u FBiH

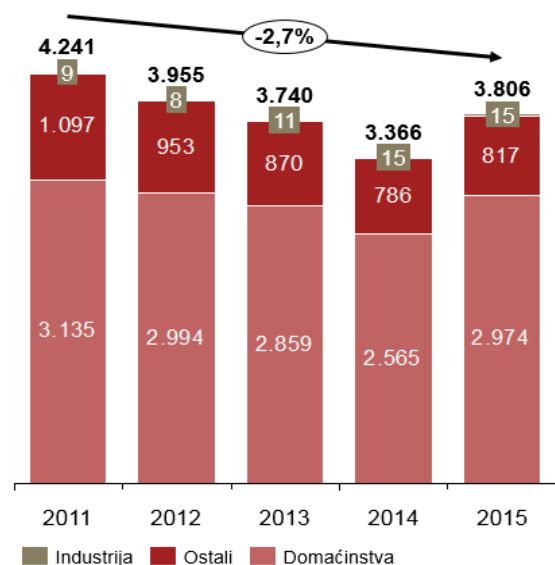


Izvor: ESSBIH Modul 9 Daljinsko grijanje 2008.

5.7.1 Potrošnja toplotne energije

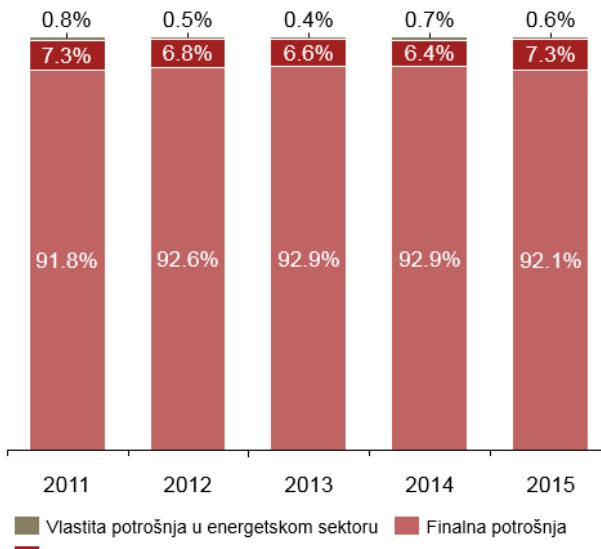
Toplotna energija u Federaciji BiH uglavnom se koristi u domaćinstvima, koja sačinjavaju oko 78% finalne potrošnje toplotne energije (Slika 5.7.2). Toplotna energija se isključivo isporučuje za grijanje prostora i nema snabdijevanja potrošnom toplom vodom. Primarni utjecaj na trend smanjenja potrošnje toplotne energije imaju komparativno visoke cijene daljinskog grijanja u odnosu na individualno grijanje, nesigurnost snabdijevanja i zastarjele instalacije koje smanjuju efikasnost. Iz tih razloga, sve više kućanstva prelazi na druge izvore grijanja. U Federaciji BiH, postrojenja za proizvodnju toplotne energije su stara 25 ili više godina, te će uskoro dostići predviđeni radni vijek. Prema bilansu toplotne energije za 2015. godinu, gubici u distribuciji toplotne energije su 7,3% od ukupne proizvedene toplotne energije (Slika 5.7.3). Navedeni podaci ukazuju na prihvatljivu razinu gubitaka i efikasan sustav. Međutim, sustav u Sarajevu, koji je najveći sustav u FBiH, je jedini moderniziran i pruža efikasnu uslugu, pa prosjek ne odražava realno stanje u ostalim sustavima. Zbog starosti ostalih sustava, u pojedinim slučajevima postoji problem niske efikasnosti, gdje gubici toplotne energije dosežu čak 60%. Posljednjih 20 godina modernizacija sustava, izuzev sustava u Sarajevu, nije provedena, već su napravljeni samo nužni popravci. Zbog lošeg poslovanja, ulaganja u modernizaciju i razvoj mreže isključivo od strane toplinarskih poduzeća su otežana.

Slika 5.7.2 Trend finalne potrošnje toplotne energije u TJ, 2011.-2015. godina



Izvor: Statistički ljetopis FBiH 2016

Slika 5.7.3 Ukupna potrošnja toplotne energije u %, 2011.-2015. godina

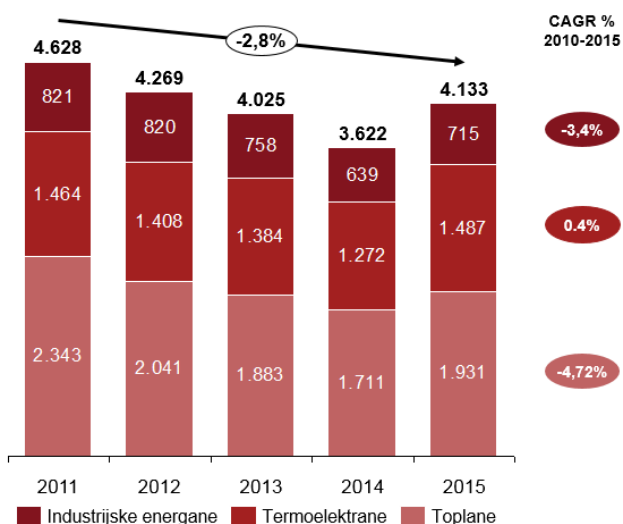


Izvor: Statistički ljetopis FBiH 2016

5.7.2 Proizvodnja toplotne energije

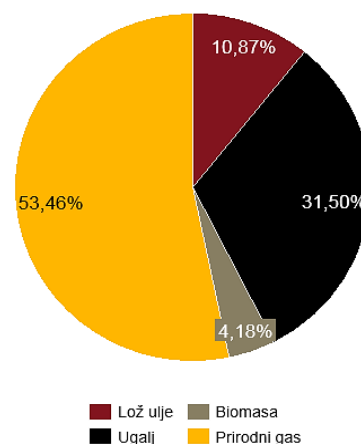
U Federaciji BiH toplotna energija se proizvodi u industrijskim energanama, elektranama i toplanama (Slika 5.7.4). Veći dio toplinskih sustava u FBiH se oslanja na lokalna termoenergetska postrojenja, što je posljedica predratnog industrijskog razvoja potaknutog bogatim nalazištima mrkog uglja i lignita. Višak toplinskih kapaciteta je bio povoljan za izgradnju i širenje toplinskih mreža za daljinsko grijanje. U periodu od 2011.-2015. godine zabilježen je pad proizvodnje toplotne energije prosječnom godišnjom stopom od 2,8%. Pad je predvođen smanjenjem proizvodnje toplotne energije u toplanama s prosječnom godišnjom stopom pada od 4,72%. Prema strukturi proizvodnje toplotne energije (Slika 5.7.5) prirodni gas ima najveći udio u transformaciji energije od 53,5%. Prirodni gas se koristi u toplinskom sustavu u Sarajevu, koji je ujedno i najveći toplinski sustav u BiH, i djelomično u Tuzli, dok u ostalim toplinskim sustavima dominantnu ulogu imaju ugalj i lož ulje. Prema planiranim projektima gasifikacije gradova novim dobavnim pravcima i proširenjem postojeće gasovodne mreže može se očekivati povećana upotreba gasa u toplinarstvu u budućnosti. Biomasa je relativno malo zastupljena, s 4,2%, ali se u budućnosti predviđa povećanje potrošnje navedenog energenta, zbog njegove obnovljivosti i ekološke prihvatljivosti.

Slika 5.7.4 Proizvodnja toplotne energije u TJ, 2011.-2015. godina



Izvor: Statistički ljetopis FBiH 2016

Slika 5.7.5 Proizvodnja toplotne energije po energentu u %, 2015. godina



Izvor: Statistički ljetopis FBiH 2016

5.7.3 Toplinarska poduzeća u FBiH

Toplinarska poduzeća su u većinskom javnom vlasništvu i nalaze se u većim urbanim sredinama (Tablica 5.7.1). Ratna zbiljanja su ostavila veliku štetu na mnogim toplinskim sustavima, primarno zbog prouzročenih dugova koji su uz oštećenja i starost instalacija glavni razlozi teškog oporavka toplinskih poduzeća. U Federaciji BiH ne postoje sistemi daljinskog hlađenja, te njihova instalacija i primjena, za sada, nije izvjesna.

Tablica 5.7.1 Pregled glavnih toplinarskih poduzeća u FBiH

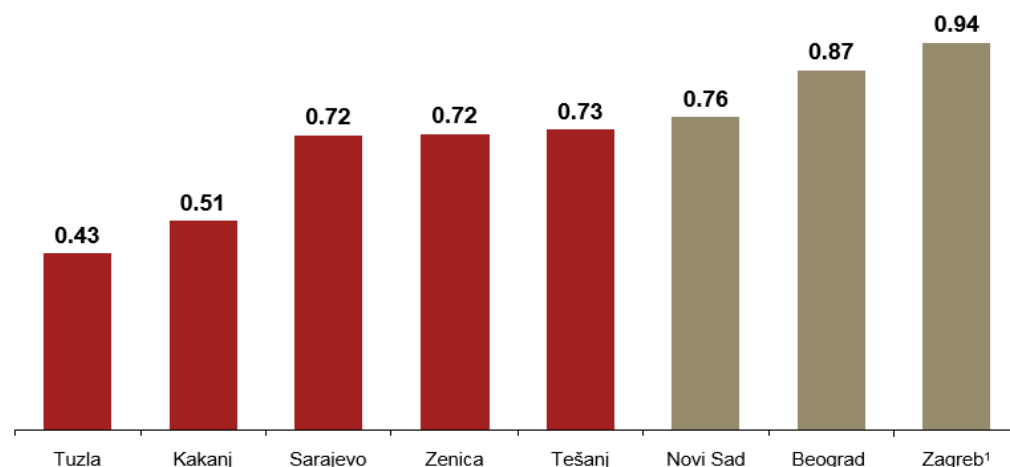
Naziv poduzeća	Grad	Vlasništvo		Broj objekata		Proizvodnja energije	
		Javno	Privatno	Stambeni	Poslovni	Glavni energent	Proizvođač
JP „Rad”	Lukavac	51%	49%	2100	100	Ugalj	TE Tuzla
„Centralno Grijanje” D.D.	Tuzla	51%	49%	19075	2066	Ugalj	TE Tuzla
JP „Grijanje”	Kakanj	100%	0%	3035	290	Ugalj	TE Kakanj
JP „Grijanje”	Zenica	100%	0%	22200	600	Ugalj (85%) Prirodni gas (15%)	Mittal Steel
KJKP „Toplane Sarajevo” D.O.O.	Sarajevo	100%	0%	50000	2500	Prirodni gas	KJKP „Toplane” sustav individualnih kotlovnica
JP „Toplana” D.D.	Tešanj	76,5%	23,5%	596	74	Ugalj	JP „Toplana” D.D. s jednom toplanom

Izvor: web stranice poduzeća, ESSBIH Modul 9 Daljinsko grijanje 2008

Cijene daljinskog grijanja za fizičke osobe u FBiH su u rangu s cijenama ili niže od cijena u gradovima u regiji (Slika 5.7.6). Plaćanje prema potrošenoj energiji je uvedeno na malom broju objekata, te je najzastupljeniji način plaćanja paušalno prema površini prostora. Cijene se uglavnom utvrđuju na lokalnoj razini i ne temelje se na stvarnoj cijeni proizvodnje i isporuke toplotne energije, zbog čega većina toplinskih poduzeća prima poticaje od lokalnih vlasti. Osnovni razlozi lošeg poslovanja toplinarskih subjekata, unatoč prihvatljivoj cijeni grijanja su:

- starost i niska efikasnost proizvodnih kapaciteta,
- starost i veliki gubici u toplotnim mrežama,
- poteškoće u mjerenju, obračunu i naplati isporučene toplotne energije kod pojedinih subjekata,
- visoke cijene energenata (uglja, mazuta i prirodnog plina),
- težak ekonomski položaj poduzeća zbog kojega obnova infrastrukture nije moguća.

Slika 5.7.6 Prosječna cijena grijanja za kućanstva u EUR/m², 2016. godina



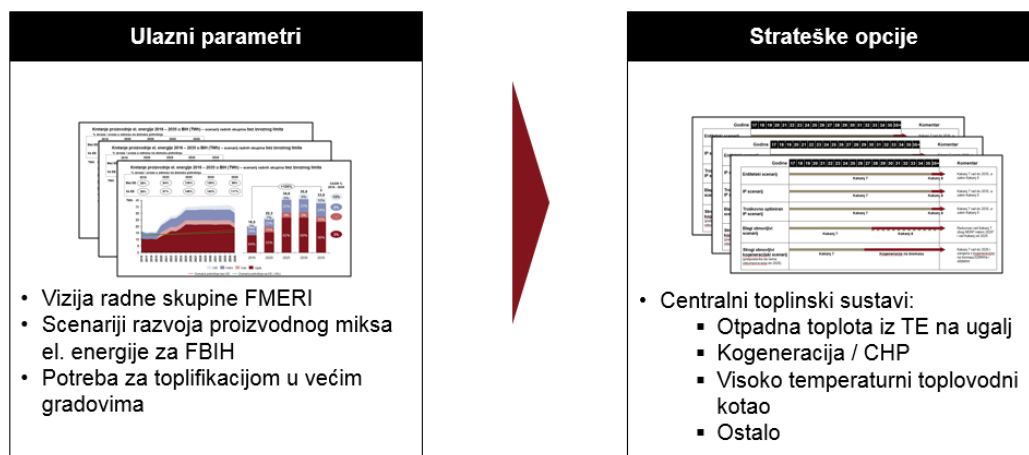
Napomena: 1) Izračunato prema prosječnom računu za grijanje stana od 50 m², 2) Sve cijene su svedene na ekvivalentnu cijenu za 12 mjeseci fakturiranja s uključenim PDV-om

Izvor: toplane-sa.co.ba, grijanjezenica.ba, zvanične informacije dobivene putem telefonskog intervjua (podaci za 2016. godinu)

5.7.4 Opcije razvoja sistema daljinskog grijanja

Okviri strateških opcija za toplinarstvo su razrađeni u skladu sa scenarijima razvoja termo sektora i energetske efikasnosti (Slika 5.7.7). Kao ulazni parametri, za definiranje opcija razvoja sistema daljinskog grijanja u pojedinim gradovima, u obzir su uzete sugestije i vizije Radne skupine FBIH, scenarij razvoja proizvodnog miksa električne energije i potreba za toplifikacijom u većim gradovima. Strateške opcije za realizaciju razvoja daljinskog grijanja uzimaju u obzir korištenje otpadne toplotne energije iz termoelektrane na uglj, kogeneraciju toplotne i električne energije, korištenje toplovodnih kotlova i ostale metode i tehnologije koje bi poboljšale uslugu, energetska efikasnost, poslovanje i druge faktore ključne za razvoj toplinarstva. S obzirom da neka toplinska poduzeća koriste toplinsku energiju dobivenu iz termoelektrana, scenariji razvoja proizvodnog miksa za električnu energiju odnose se na razvoj toplinarskih sustava. Prema trenutnom stanju i informacijama o planu razvoja toplinarskih sustava predstavljene su opcije razvoja u većim gradovima. U kontekstu razvoja sistema daljinskih grijanja u EU, danas je tržišni udio daljinskog grijanja 12%. Cilj je na razini EU povećati tržišni udio na 30% do 2030. godine, te do 2050. godine na 50%.

Slika 5.7.7 Pretpostavke razvoja scenarija za toplinarstvo



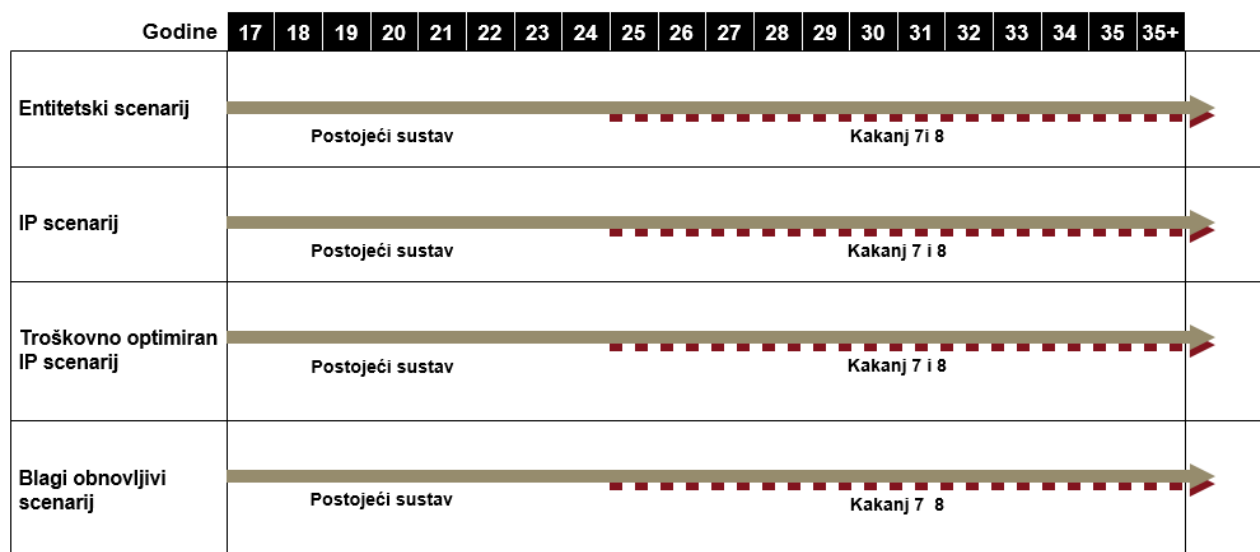
Izvor: analiza Projektnog tima

5.7.4.1 Sarajevo

Trenutni sustav za toplifikaciju u Sarajevu sačinjavaju 3 velika toplovodna kotla na gas i veliki broj malih sustava na gas. Takav sustav je najmoderniji u FBiH, ali potrebno ga je kontinuirano održavati i prilagoditi planovima razvoja. U Sarajevu također nije uvedena usluga snabdijevanja sanitarnom toplom vodom.

Prema svim scenarijima podrazumijeva se korištenje postojećeg sustava i nakon 2035. godine, jer je sustav u Sarajevu u posljednjih 20 godina obnovljen i u dobrom stanju. Osim korištenja gasa, kao dodatna moguća opcija je povezivanje Sarajeva i TE Kakanj toplovoznom, koja se može primijeniti od 2024. godine, u skladu s izgradnjom TE Kakanj 8. U međuvremenu, potrebno je provesti prilagodbu postojećeg sistema novom i izgraditi magistralni toplovod iz Kakanja do Sarajeva. Prema tome, kao dodatni izvor grijanja za grad Sarajevo se predviđa novi blok 8 u termoelektrani Kakanj, dok bi blok 7 ostao kao rezerva. Predlaže se izgradnja fleksibilnog sustava pomoću modula za iskorištenje otpadne toplote primjenom toplotnih pumpi. Time se iskorištava otpadna toplota bloka 8 i bloka 7, čime se razdvaja proizvodnja toplotne i električne energije što čini sustav efikasnijim i fleksibilnijim.

Slika 5.7.8 Sarajevo – korištenje otpadne toplotne energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju



█ Postojeći blok / postojeće rješenje
 - - - Novi blok / novo rješenje
 Izvor: EP BIH, analiza Projektnog tima, analiza Radne skupine FBiH

5.7.4.2 Tuzla

Trenutno se grad Tuzla grije na blokove 3 i 4 TE Tuzla. Toplotna energija se dobiva oduzimanjem pare iz parne turbine čime se smanjuje proizvodnja električne energije iz te turbine i čini sustav manje efikasnim. Korištenje otpadne toplote ili toplote iz ispušnih gasova se ne koristi.

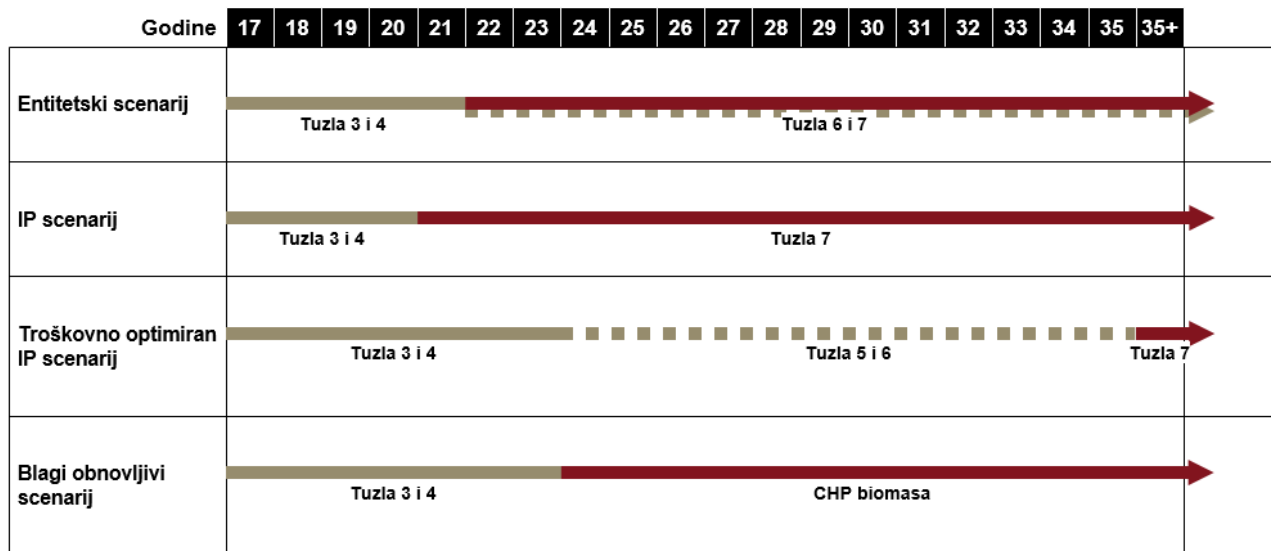
Prema entitetskom scenariju dekomisija bloka 3 će se izvršiti do 2021. godine, a bloka 4 do 2022. godine. Izgradnja novog bloka 7 se očekuje do 2021. godine, i preuzet će proizvodnju toplotne energije nakon dekomisije blokova 3 i 4. U planu je priključenje naselja Živinice i Lukavac na toplifikacijski sustav i ulaganje u povećanje efikasnosti postojeće distributivne mreže u Tuzli. Na taj način će grijanje Tuzle, Lukavca i Živinica od 2022. godine biti obezbjeđeno iz novog bloka 7, pri čemu će blok 6 ostati kao rezerva. Navedeni blok 7, kao energent će koristiti uglj.

Prema indikativnim planu (IP) NOS BIH, dekomisija postojećih blokova 3 i 4, kojima se trenutno snabdijevaju potrošači toplotnom energijom, izvršiti će se do 2024. godine. Međutim, izgradnja novog bloka 7 će biti izvršena do 2020. godine i preuzeti će generaciju toplinske energije.

Prema troškovno optimiranom indikativnom planu (IP) NOS BIH, blokovi 3 i 4 će biti zaustavljeni do 2024. godine, te će novi blok 7 ući u pogon 2035. godine. U tome slučaju, kako ne bi došlo do prekida snabdijevanja potrošača toplotnom energijom, potrebno je izgraditi odvojeni modul toplinskih pumpi koje će koristiti otpadnu toplinu iz blokova 5 i 6. Ovako postavljenim sustavom odvaja se proizvodnja električne i toplotne energije, čime se povećava efikasnost i fleksibilnost sustava. Također, smanjuje se potreba za rashladnom vodom koja se koristi za hlađenje dimnjaka termoelektre. Nakon dekomisije blokova 5 i 6, odvojeni modul toplinskih pumpi koristi otpadnu toplinu iz bloka 7 i nastavlja snabdijevati potrošače toplotnom energijom.

Blago obnovljivi scenarij predviđa dekomisiju postojećih blokova 3 i 4 do 2024. godine, bez izgradnje novog bloka Tuzla 7. Kako bi se namirili postojeći potrošači toplinske energije, predviđa se kao alternativa izgradnja kogeneracijskog postrojenja na biomasu. Predviđena je izgradnja jednog ili dva bloka, 240 MWt i 110 MWe, na biomasu. Dostupnost biomase na području Tuzle je dovoljna za snabdijevanje jednog bloka na biomasu, a u slučaju potrebe za dva bloka postoji mogućnost iskorištenja devastiranih područja uz obalu Save kao dodatnog izvora biomase. U svim scenarijima predviđen je razvoj sustava za snabdijevanje sanitarnom toplom vodom.

Slika 5.7.9 Tuzla – korištenje otpadne toplotne energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju



■ Postojeći blok / postojeće rješenje ■ Novi blok / novo rješenje

Napomena: Grijanje se odnosi i na mjesta Lukavac i Živnica

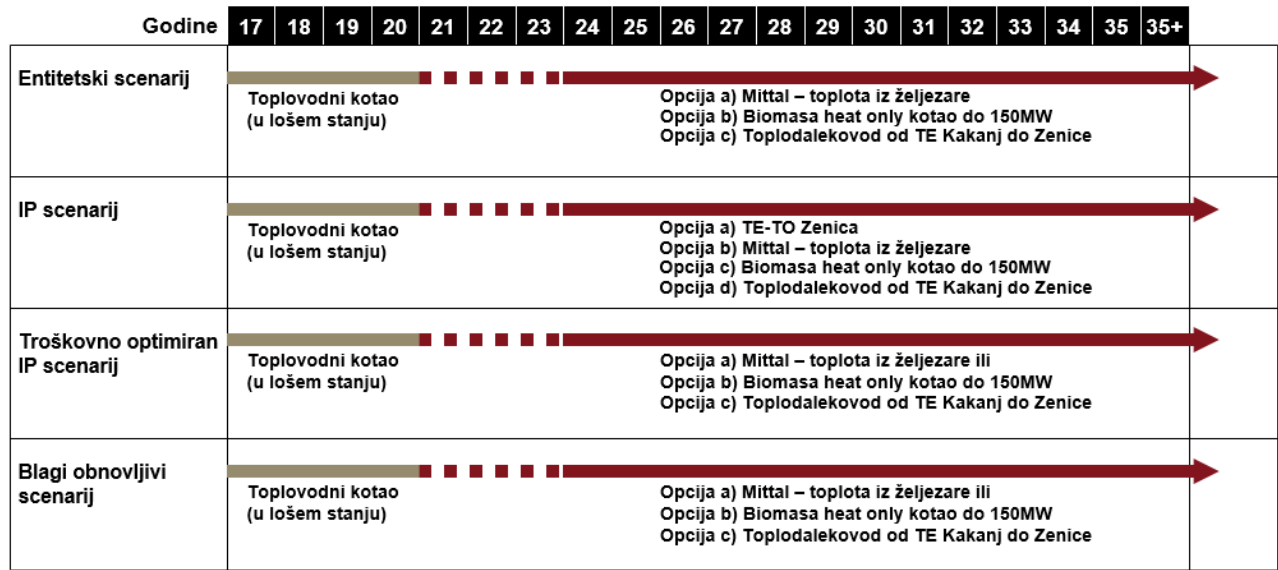
Izvor: EP BIH, analiza Projektnog tima, analiza Radne skupine FBIH

5.7.4.3 Zenica

U Zenici se trenutno koristi visoko temperaturni toplovodni kotao koji se nalazi u krugu željezare Arcelor Mittal. Navedeni kotao je u lošem stanju i radi povećanja efikasnosti i sigurnosti snabdijevanja predstavljene su moguće opcije unapređenja sistema za grad Zenicu. Prema dinamici, razmatrane opcije novog sustava se mogu realizirati u periodu od 2020. – 2024. godine.

U svim scenarijima predstavljena su zajednička rješenja, dok u scenariju Indikativnog plana (IP) NOS BIH postoji i dodatna mogućnost izgradnje TE-TO Zenica. Kapacitet navedenog kogeneracijskog postrojenja na gas bi iznosio 385 MWe i 90 MWt, a osim modifikacije postojećeg distributivnog sustava potrebno je izgraditi infrastrukturu za spajanje kogeneracijskog postrojenja na prijenosnu mrežu za električnu energiju što iziskuje dodatni trošak. Ulazak TE-TO Zenica u pogon se sukladno Indikativnom planu NOS BIH očekuje 2020. godine, no procjena je da se navedeno rješenje može realizirati nešto kasnije do 2024. godine zbog velikih kapitalnih izdavanja i pripremnih aktivnosti projekta. Ostale opcije su zajedničke kroz sve scenarije s obzirom da se ne vežu direktno na razvoj proizvodnog miksa za električnu energiju. Prva opcija je korištenje toplotne energije iz željezare Arcelor Mittal koja podrazumijeva izgradnju postrojenja koje će koristiti otpadnu toplinu visokih peći koje se koriste u proizvodnom procesu željezare. U skladu s time, nameće se da je proizvodnja toplinske energije ovisna o proizvodnji željezare što može utjecati na sigurnost snabdijevanja. Ova opcija iziskuje relativno najmanje promjene postojećeg sustava, pa je prema tome najizglednija u relativno kratkome roku do 2020. godine. Druga opcija je izgradnja novog visoko temperaturnog toplovodnog kotla na biomasu kapaciteta 150 MWt, koji predstavlja prelazak na obnovljivi izvor energije i zadržava se sigurnost snabdijevanja zbog neovisnosti o radu željezare. Također, nema proizvodnje električne energije pa nema potrebe spajanja na prijenosnu mrežu za koju ne postoji infrastruktura u Zenici. Zbog većih ulaganja i potrebe prilagodbe postojeće distributivne mreže, ovakav sustav se predviđa do 2024. godine. Kao treća opcija se predlaže razvijanje toplodalekovoda od Termoelektrane Kakanj do Zenice, koji predstavlja siguran i efikasan sustav snabdijevanja toplotnom energijom, te također omogućuje priključenje lokalnih naselja između Kaknja i Zenice na toplovodnu mrežu. Ova opcija podrazumijeva razvoj i prilagodbu postojećeg sustava u Zenici i izgradnju toplodalekovoda između dva grada, za što se procjenjuje da je potrebno 5-6 godina za realizaciju. Prema tome, ta opcija postaje moguća nakon 2024., odnosno u periodu završetka izgradnje bloka 8 u Kaknju.

Slika 5.7.10 Zenica – korištenje otpadne toplotne energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju

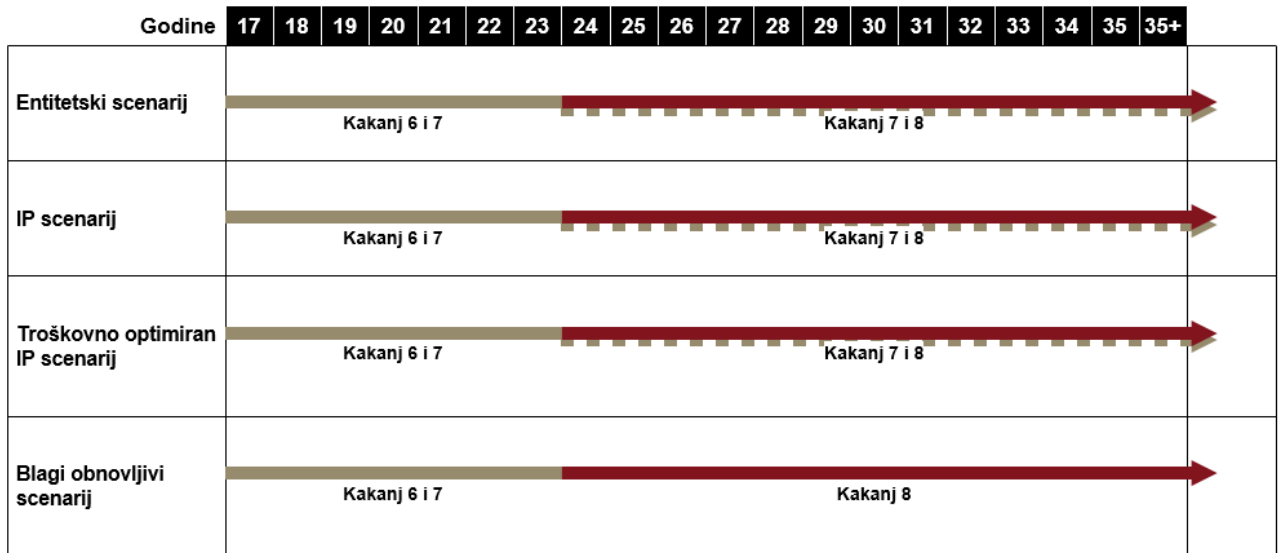


Postojeći blok / postojeće rješenje
 Novi blok / novo rješenje
 Izvor: EP BIH, analiza Projektnog tima, analiza Radne skupine FBIH

5.7.4.4 Kakanj

Grad Kakanj se trenutno grije na blokove 6 i 7 TE Kakanj. Dekomisija bloka 6 je predviđena do 2024. godine prema entitetskom scenariju, dok je prema svim ostalim scenarijima predviđena do 2027. godine. Blok Kakanj 8 prema svim scenarijima se planira izgraditi 2024. godine, a time postaje osnovni izvor toplinske energije za grad Kakanj. U tome slučaju blok 7, koji je po planu dekomisije u funkciji nakon 2035. godine, postaje rezervni blok.

Slika 5.7.11 Kakanj – korištenje otpadne toplotne energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju



Postojeći blok / postojeće rješenje
 Novi blok / novo rješenje
 Izvor: EP BIH, analiza Projektnog tima, analiza Radne skupine FBIH

5.7.5 Ostali toplinski sistemi

5.7.5.1 Mali samostalni toplinski sistemi

Toplinski sistemi (Tablica 5.7.2), izuzev prethodno opisanih sistema u velikim gradovima, spadaju pod male samostalne toplinske sisteme. Cilj za sve sisteme je da se u narednom periodu od 6 godina razvije napredni sustav upravljanja distribucijom toplotne energije, pripreme ili ostvare prijelazi na niskotemperaturne sisteme distribucije i omogući isporuka sanitarne tople vode. S obzirom da većina kućanstava koristi električnu energiju za pripremu tople vode, uspješnom realizacijom isporuke sanitarne tople vode značajno bi se umanjila potrošnja električne energije.

Za razvoj malih samostalnih toplinskih sistema (Tablica 5.7.2), lokalni izvori geotermalne energije ili biomase se mogu smatrati dovoljnim. Ovi sistemi se ne suočavaju s konkurencijom većih i efikasnijih potrošača biomase ni u jednom scenariju.

Tablica 5.7.2 Razvoj malih samostalnih toplinskih sistema

Toplinski sistem	Predviđeni razvoj
Tešanj	Prelazi na kondenzacioni kotao na biomasu i niskotemperaturni režim
Konjic	
Sanski Most	
Breza	Priključenje na toplovodni sistem Kakanj, ili prelazak na kondenzacioni kotao na biomasu i niskotemperaturni režim
Banovići	Priključenje na toplovodni sistem Tuzla, ili prelazak na kondenzacioni kotao na biomasu i niskotemperaturni režim
Lukavac	

Izvor: analiza Projektnog tima

5.7.5.2 Individualno grijanje

Raspoloživi podaci ukazuju da većina stanovništva koristi individualne sisteme grijanja, od kojih su najzastupljeniji sistemi na biomasu i ugalj. Postoje indicije da trenutno potrošači uključeni na distribuciju gasa djelomično odustaju od korištenja ovog energenta i prelaze na individualne sisteme. Isto tako, u većim gradovima poput Sarajeva dolazi do napuštanja toplinskih sistema u korist individualnih rješenja. Individualne sisteme karakterizira mali broj efikasnih sustava poput kondenzacionih kotlova na pelet, akumulatora topline i integriranih sustava za proizvodnju sanitarne tople vode.

Potrebno je smanjiti energetska siromaštvo uzrokovano širokom zastupljenosti neučinkovitih individualnih sustava koje obilježava neefikasno i skupo korištenje ogrjevnog drveta, korištenje uglja u individualnim ventiliranim ložištima u naseljenom području i problem unutrašnjeg i urbanog zagađenja. U svrhu smanjenja energetske siromaštva potrebno je promovirati korištenje sistema daljinskog grijanja kroz smanjenje cijene usluge i širenje toplinske mreže kao i poticati povećanje energetske efikasnosti individualnih sistema grijanja. U narednih 10 godina potrebno je barem udvostručiti prosječnu efikasnost individualnih sistema grijanja na čvrsta i gasovita goriva primjenom kondenzacijskih kotlova, kaljevih peći i peći sa integriranim skladištenjem toplote kao i proizvodnjom sanitarne tople vode. Također, gdje god je moguće treba razmotriti primjenu solarne energije, toplotnih pumpi i geotermalnih izvora.

5.7.6 Regulatorni i institucionalni okvir

5.7.6.1 Nivo BiH

Sektor toplinarstva je reguliran na entitetskom nivou, te na državnom nivou ne postoji regulativa koja uređuje ovaj sektor. MVTEO vrši aktivnosti u okviru svojih nadležnosti za obavljanje poslova i zadataka iz nadležnosti BiH koji se odnose na definisanje politike, osnovnih principa, koordiniranje djelatnosti i usklađivanje planova entitetskih tijela vlasti i institucija na međunarodnom planu u području energetike, kao i u oblasti koncesija kada se koncesiono dobro prostire na području oba entiteta.

5.7.6.2 Regulativa u Federaciji BiH

Djelatnost toplinarstva je regulisana propisima kojima se definišu komunalne djelatnosti i obavljaju je javna komunalna preduzeća (toplane), na kantonalnom i općinskom nivou. Mjerenje i naplata se ne vrše prema stvarnoj potrošnji kod dijela potrošača, što negativno utiče na racionalizaciju potrošnje i energetske efikasnosti. Postojeća infrastruktura ne podržava uvođenje sanitarne tople vode pomoću toplote iz sistema centralnog grijanja. Ne postoje planovi niti sredstva za izgradnju infrastrukture za kogeneraciju. Zbog zastarjele infrastrukture, bilježe se veliki gubici energije.

Pojedini kantoni u FBiH su donijeli zakone o javno-privatnom partnerstvu. Ovi zakoni daju okvir za ostvarivanje saradnje između privatnih investitora i lokalnih zajednica u pogledu realizacije infrastrukturnih projekata radi osiguranja finansiranja u cilju izgradnje, sanacije, rekonstrukcije, upravljanja ili održavanja infrastrukture, pružanja usluga i izgradnje objekata, a u svrhu zadovoljavanja javnih potreba. Stoga bi se i potencijalne investicije u infrastrukturu daljinskog grijanja mogle realizovati na osnovu ovih zakona.

5.7.7 Strateške smjernice

S obzirom na trenutno stanje u sektoru toplinarstva definirane su strateške smjernice strategije (Tablica 5.7.3).

Tablica 5.7.3 Strateške smjernice za sektor toplinarstva

		Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište		Proširenje i unaprjeđenje sektora toplinarstva kroz sisteme daljinskog grijanja	<ul style="list-style-type: none"> Planiranje i modernizacija infrastrukture u pogledu razvoja sistema daljinskog grijanja te uvođenja sanitarne tople vode iz sistema grijanja (korištenje toplifikacijskih sustava u industrijskim procesima) što bi povećalo tržište
		Izrada studija izvodivosti optimalnih opcija za sisteme daljinskog grijanja	<ul style="list-style-type: none"> Manjak financijskih sredstava otežava ulaganja u toplinarstvo Budući razvoj toplinarstva je potrebno graditi na bazi optimalnih tehnoloških odluka, međutim ipak imajući u vidu i osnovne potrebe za rješavanjem pitanja grijanja za domaćinstva i druge potrošače Razmotriti modele razvoja toplinske mreže i ekspanzije sistema daljinskog grijanja: <ul style="list-style-type: none"> Izrada i kontinuirano ažuriranje toplotne mape s ciljem podloge za investicije u sisteme daljinskog grijanja Rekonstrukcija postojećih kotlova te zamjena mazuta biomasom Praćenje EU trendova koji za cilj imaju povećanje sistema daljinskog grijanja na 30% do 2030., odnosno na 50% do 2050.g. Povećanje udjela kogeneracijskih elektrana (npr. biomasa) koje će zadovoljiti potrebu za toplinskim konzumom Korištenje produkta otpadne toplote iz kotlova na uglj/ostalo (sukladno razvoju TE sektora te iz industrije gdje je to moguće) Kroz kondezacione kotlove na biomasu gdje je to optimalno rješenje Daljnja integracija OIE u sisteme daljinskog grijanja
		Nastavak mjera energetske efikasnosti te unaprjeđenje odnosa prema korisniku	<ul style="list-style-type: none"> Optimirati sistem mjerenja i naplate potrošnje te odnosa prema korisnicima Definirati mjere i postaviti implementacijski okvir za racionalizaciju gubitaka (gubici i do 60% u pojedinim slučajevima) i jedinične potrošnje toplinske energije kroz mjere energetske efikasnosti na strani proizvodnje toplinske energije te na strani potrošača
Regulativa		Ne postoji legislativa koja reguliše toplinarstvo	<ul style="list-style-type: none"> Usvajanje zakona i podzakonskih akata na entitetskom nivou kojima se dodatno uređuje sektor toplinarstva, posebice segment daljinskog grijanja, kako bi se normativno uredila pitanja: proizvodnje, distribucije, snabdijevanja toplotnom energijom, politike tarifiranja te odnosa snabdjevača i potrošača toplote

5.9 Energetska efikasnost

5.9.1 Europske direktive i Akcijski planovi

Energetska efikasnost dobila je ulogu kao jedan od važnijih elemenata modernih energetskih sektora te inicijativa energetskih politika država članica Europske Unije. Za Federaciju BiH, te Bosnu i Hercegovinu u cijelosti, energetska efikasnost dobiva na sve većem značaju, stoga je u narednom razdoblju potrebno donijeti set odluka i mjera kojima bi se, ne samo transponirale obavezujuće direktive EU prema Ugovoru o energetske zajednici, već i u punoj mjeri omogućila implementacija istih.

Slika 5.9.1 Direktive vezane za energetska efikasnost



Izvor: EUR-lex

Od 15. Oktobra 2017. godine Direktiva 2012/27/EU o energetske efikasnosti postaje važeća, te se poništava Direktiva 2006/32/EC koja je trenutno na snazi. Transpozicija nove direktive se očekuje u vidu izmjena postojećeg Zakona o energetske efikasnosti, te dopunama sekundarne legislativne.

Direktiva 2012/27/EU uvodi pojam granične potrošnje (eng. *cap consumption*) izražen u primarnoj i finalnoj energiji, postavljajući limit na nivou zemalja Energetske Zajednice. Naime, pored očekivanih ušteda u finalnoj energiji, prema ovoj direktivi se očekuju uštede na strani primarne energije u transformaciji, prijenosu i distribuciji, te se promovira kogeneracija i efikasni sistemi daljinskog grijanja. To znači promjenu načina planiranja, kao i uključivanje čitavog energetskog sektora u fazu pripreme, implementacije i monitoringa predloženih programa i planiranih mjera.

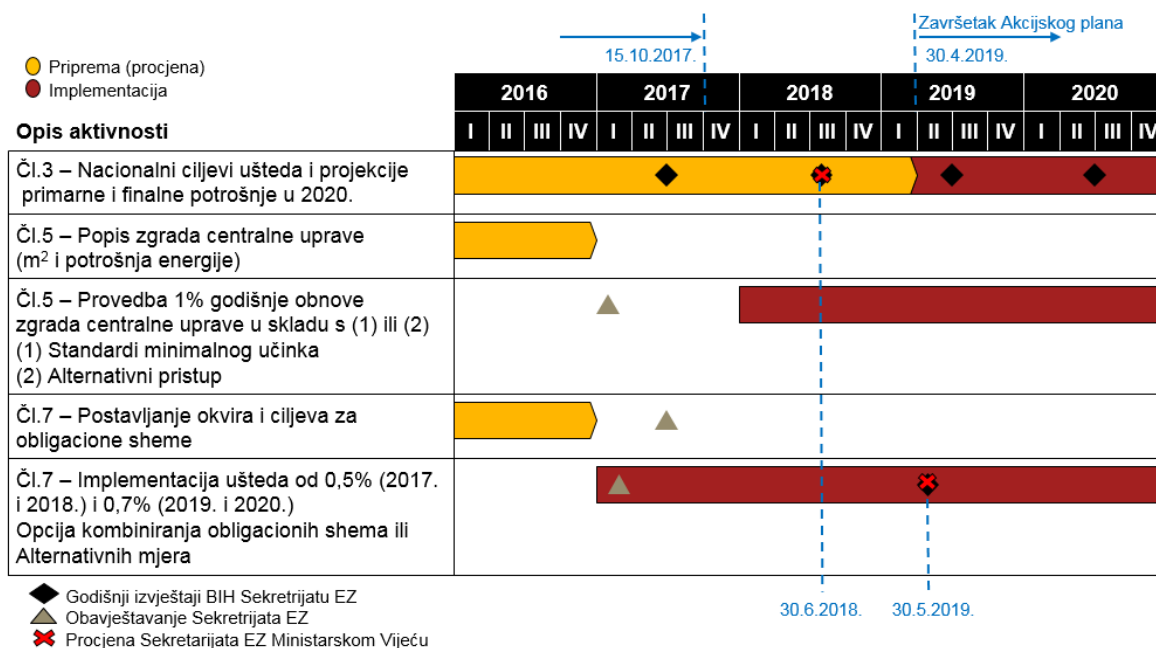
Evropska komisija je postavila cilj smanjenja potrošnje primarne i finalne energije u iznosu od 20% do 2020. godine u odnosu na procijenjenu potrošnju te on iznosi 187 Mtoe za primarnu energiju, ili 133 Mtoe izraženo u finalnoj energiji. Prilikom računanja ciljeva korišten je PRIMES model. Bitno je naglasiti da je cilj zajednički za sve zemlje na nivou Energetske zajednice.

Zemlje članice, pa tako i FBiH, dužne su analizirati svoju predviđenu potrošnju u primarnoj i finalnoj energiji, te usvojiti programe i planove kako bi ostale u predviđenim okvirima potrošnje. U FBiH nije donesen Akcioni plan za energetska efikasnost, te se trenutno radi na nacrtu Smjernica za energetska efikasnost. Postojeći planovi za uštede u finalnoj potrošnji do 2018. godine su definirani u postojećem Akcijskom planu za korištenje OIE BiH. Do 30.4.2019. godine, potrebno je napraviti Akcijski plan koji će u potpunosti biti usklađen s novom direktivom.

Tri ključna člana nove direktive na koje se trebaju vezati kvantificirani ciljevi su slijedeći:

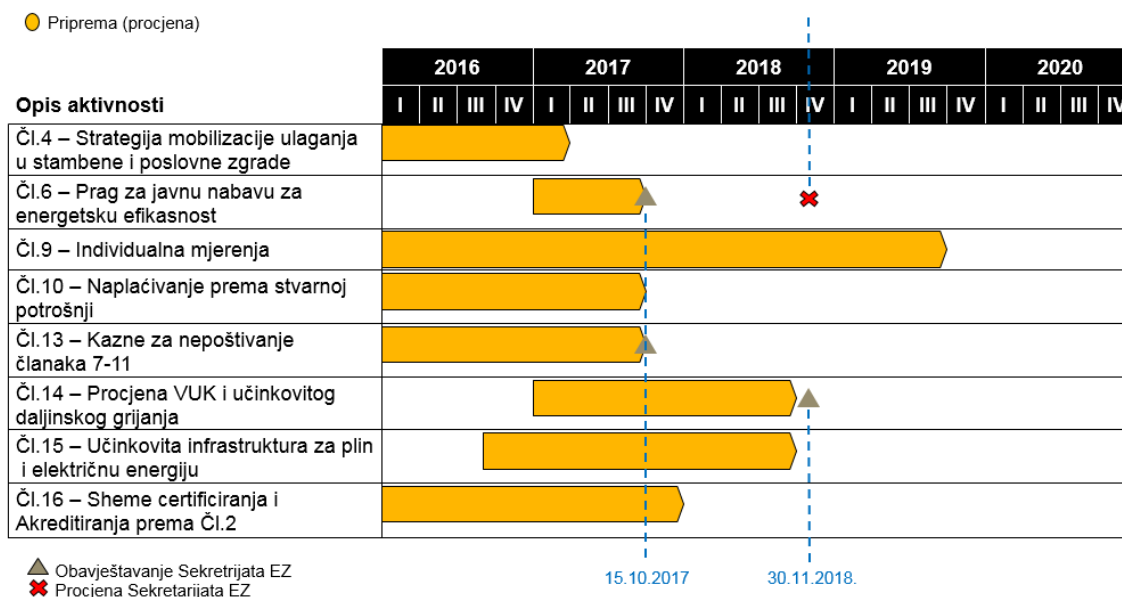
- Član 3 – odnosi se na indikativni cilj svake zemlje izražen u potrošnji primarne ili finalne energije u 2020. godini, uštedama primarne ili finalne energije ili indikatorima energetske intenzivnosti
- Član 5 – odnosi se na obnovu zgrada centralne vlade
- Član 7 – odnosi se na obligacione sheme i/ili alternativne mjere te kvantificirane potrebne uštede koje se očekuju već od početka 2017. godine

Slika 5.9.2 Vremenski plan za ključna 3 člana Direktive 2012/27/EU



Izvor: analiza Projektnog tima, Direktiva 2012/27/EU

Slika 5.9.3 Vremenski plan za druge odabrane članove Direktive 2012/27/EU



Izvor: analiza Projektnog tima, Direktiva 2012/27/EU

5.9.2 Ključni strateški elementi

Ključni elementi strategije za energetska efikasnost predloženi su po uzoru na dugoročnu viziju EU zemalja i to tako, da, prije svega, odgovore stvarnim potencijalnim interesima Federacije BiH, te da zahtjevi Direktive 2012/27/EU budu zadovoljeni.

Dugoročna strategija u oblasti energetske efikasnosti ima tri ključna elementa (Slika 5.9.4):

- uštede u finalnoj potrošnji
- uštede u procesu transformacije, prijenosa i distribucije električne energije, gasa i toplote
- stvaranje uslova za visoko efikasnu kogeneraciju i promociju i ekspanziju efikasnih sistema daljinskog grijanja.

Osim navedenih elemenata, bitno je poboljšati zakonski i regulatorni okvir za energetska efikasnost, definirati financijske mjere i institucionalni okvir za implementaciju, kao i provoditi informativne kampanje i razne treninge i osposobljavanja.

Slika 5.9.4 Ključni elementi dugoročne strategije energetske efikasnosti



Izvor: analiza Projektnog tima

5.9.3 Finalna potrošnja

Uzimajući u obzir dugoročne i kratkoročne ciljeve, uštede u finalnoj potrošnji su i dalje u fokusu. Pozivajući se na član 7 nove direktive o energetska efikasnosti, svaka zemlja je dužna implementirati projekte na strani finalne potrošnje, proporcionalno ukupnoj prodaji finalnim kupcima, izuzimajući sektor transporta.

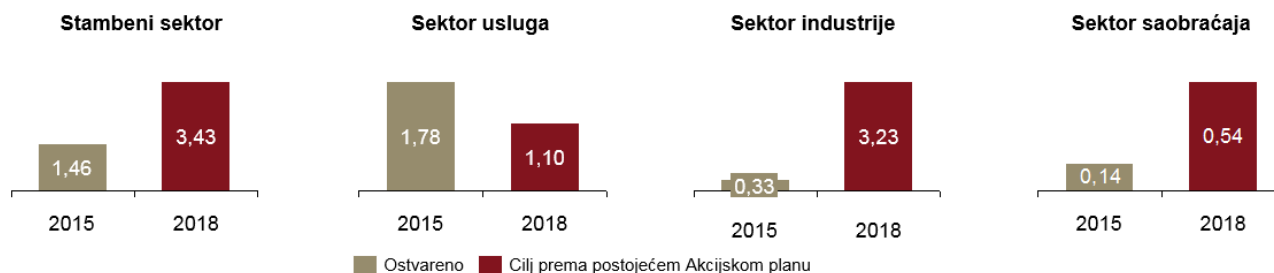
5.9.3.1 Postojeće stanje

Podaci o postojećim indikativnim ciljevima za uštede su preuzeti iz Akcijskog plana za korištenje OIE BiH. Prema trenutno važećoj Direktivi 2006/32/EC, FBiH je preuzela cilj za ostvarenje ušteda do 2018. godine u iznosu od 9% od prosječne finalne potrošnje energije za period 2006.-2010. te on iznosi 8,31 PJ (Slika 5.9.5). Ukupni cilj je podijeljen na četiri sektorska cilja za:

- stambeni sektor
- sektor usluga
- industriju
- transport

Do sada je praćena realizacija ušteda ostvarenih u 2015. godinu (Slika 5.9.5). Prema Akcijskom planu, za 2015. godinu postavljeni cilj ušteda je bio 3,08 PJ te je prema podacima o realizaciji taj cilj premašen s ostvarenih 3,71 PJ ušteda. Najveće uštede su ostvarene u sektoru usluga (1,78 PJ) i stambenom sektoru (1,46 PJ).

Slika 5.9.5 Sektorski ciljevi i uštede u PJ, 2015. i 2018. godina



Izvor: Akcijski plan za korištenje OIE BIH, analiza Projektnog tima

5.9.3.2 Planirane uštede

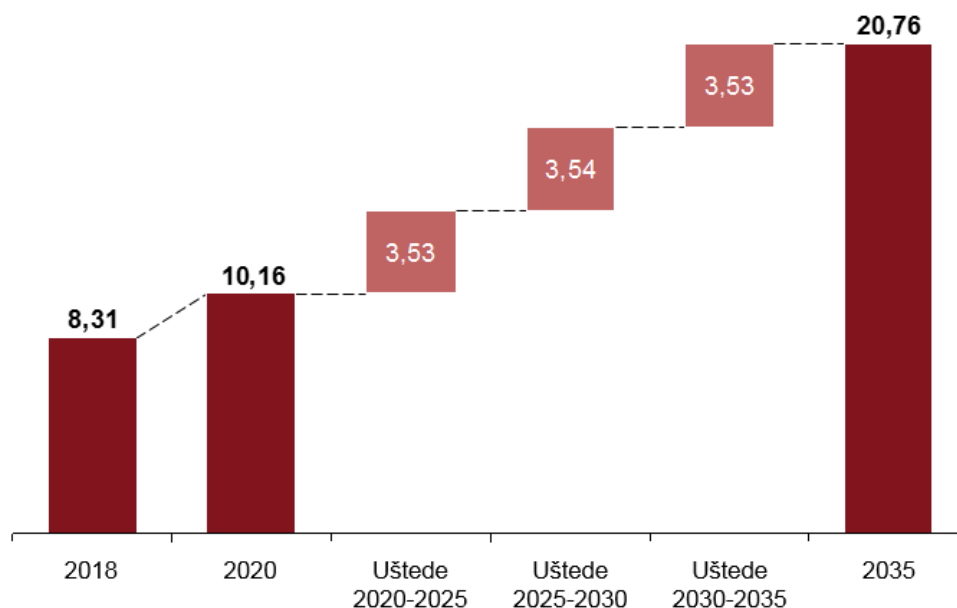
Federacija BIH ima velik potencijal za ostvarenje ušteda, naročito u sektoru zgradarstva, koji ima oko 58% udjela u finalnoj potrošnji energije. Kao prvi korak, potrebno je napraviti pouzdanu bazu podataka o postojećem stanju stambenog fonda u FBiH, te nakon toga izraditi Dugoročnu strategiju za obnovu zgrada, koja je ujedno i sastavni član članka 4 nove direktive, koja se priprema na osnovu postojećeg inventara zgrada, troškovno – optimalne metodologije, i uz analizu svih primjenjivih mjera. Prijedlog je da se u sklopu programa razmotre opcije termalne sanacije objekata i snižavanje njihovih energetske potreba i priključivanja na novi sistem daljinskog grijanja.

Član 7 nove direktive postavlja kvantificirane ciljeve za uštede u finalnoj potrošnji energije, bez obzira hoće li se kao instrument implementacije koristiti obligacione sheme ili alternativni pristup. Iznos očekivanih ušteda se bazira na srednjoj vrijednosti godišnje prodane energije krajnjim kupcima, u periodu od tri godine prije 1.1.2016. Prvi paragraf člana 7 dozvoljava da se izdvoji sektor transporta, čime se smanjuje osnova za postizanje ciljeva.

Za Federaciju BIH je planirano da se u prve dvije godine implementacije (2017. i 2018. godina) ostvaruju uštede od 0,5%, a u druge dvije godine implementacije (2019. i 2020. godina) se udio povećava na 0,7%. Sukladno tome se do 2020. godine očekuju ukupne uštede od 10,16 PJ.

Za FBiH je napravljena preliminarna procjena očekivanih ušteda za period od 2020. godine nadalje, po uzoru na zemlje EU. U periodu 2020.-2035. očekuje se godišnja ušteda od 1,5%, što na godišnjem nivou iznosi 3,53 PJ, pri čemu se ovih 1,5% odnosi na potrošnju u baznoj godini korištenu za ciljeve člana 7. Na ovaj način, predviđeno smanjenje finalne potrošnje u 2035. godini u odnosu na BAU (eng. *business as usual*) scenarij bi iznosilo 20,76 PJ, u odnosu na referentnu 2010. godinu.

Slika 5.9.6 Planirane uštede u finalnoj potrošnji u PJ do 2035. godine



Izvor: analiza Projektnog tima

Pri analizi ostvarenih ušteda, vidljivo je da su najmanje uštede ostvarene u industriji i transportu. Upravo je zato potrebno intenzivirati programe i projekte namijenjene navedenim sektorima kroz naredne akcijske planove. Imajući u vidu činjenicu da su projekti energetske efikasnosti u industriji, a što je pokazalo iskustvo iz regiona, značajno povoljniji sa stanovišta finansijske isplativosti, onda je razumljivo zašto se u okviru ove strategije fokus stavlja na energetske efikasnost u tom sektoru (Tablica 5.9.1).

Tablica 5.9.1 Predloženi programi za postizanje ušteda u finalnoj potrošnji

Područje	Mjere/programi za poboljšanje energetske efikasnosti
Zgradarstvo	Obnova zgrada centralne uprave
	Implementacija Dugoročne strategije obnove stambenog sektora
	Obnova javnih zgrada, uz pomoć donatora i projekata tehničke pomoći
	Uvođenje energetskog menadžmenta u javne zgrade
Industrija	Povećanje energetske efikasnosti industrijskih procesa (zamjena goriva, optimizacija sagorijevanja, frekventna regulacija pumpi, kompresora i ventilatora, zamjena starih i predimenzioniranih pumpu i dr.)
	Promocija kogeneracije
	Uvođenje energetskog menadžmenta u industrijska postrojenja
	Obavezni energetski pregledi velikih potrošača (preko 10 GWh godišnje)
	Promocija uvođenja energetskog menadžmenta u mala i srednja preduzeća
Transport	Infrastrukturne mjere na putnoj mreži s efektima uštede energije (izgradnja zaobilaznica i kružnih tokova, unaprijeđenje sistema saobraćajne signalizacije, poboljšanje infrastrukture javnog prijevoza i dr.)
	Zamjena starih vozila energetski efikasnim vozilima u javnom i teretnom transportu

5.9.4 Transformacija, prijenos i distribucija

Nova direktiva adresira energetske efikasnost na sve učesnike energetskog lanca, pa se tako mjere koje su planirane i implementirane na strani transformacije, prijenosa i distribucije stavljaju pod isti krov s uštedama finalne potrošnje prilikom izvještavanja o postignutim rezultatima.

Isto tako, važno je naglasiti da novi pristup nalaže postizanje ušteda izraženih u primarnoj i finalnoj energiji kako bi se potrošnja održala ispod predviđenih graničnih vrijednosti. Ono što se želi postići je, svakako, integralno planiranje u čitavom energetskom lancu, od proizvodnje, preko prijenosa i distribucije, pa sve do krajnjih potrošača. S obzirom da su se do sada uštede planirale prema Direktivi o energetskim uslugama (2006/32/EC), mjere efikasnosti na strani primarne energije nisu bile eksplicitno predviđene. U Akcijskom planu, koji se treba pripremiti do 30.4.2019, biti će potrebno prijaviti ostvarene i adresirati planirane mjere ušteda u primarnoj energiji. Pored ušteda primarne energije, koje dolaze kao rezultat intervencija na strani finalne potrošnje, važno je naglasiti da se u FBiH očekuju uštede u primarnoj energiji koje će se ostvariti ulaskom novih blokova u TE Tuzla i TE Kakanj.

5.9.4.1 Planirane uštede u transformaciji

Prema DERK-ovim godišnjim izvještajima, u 2015. godini je udio termoelektrana u ukupnoj proizvodnji električne energije iznosio oko 62%, a u 2016. godini oko 66%. Prema NOS-ovom izvještaju prosječna specifična potrošnja blokova u TE Tuzla i TE Kakanj iznosi 12.248 kJ/kWh, dok je srednja efikasnost elektrana (eta) 29,4% (eta TE Tuzla – 29,9%; eta TE Kakanj – 28,5%)²²

Dugoročni je cilj u 2035. godini postići od 35 % do 40% prosječne efikasnosti blokova. Za izračun planiranih ušteda napravljena su 3 scenarija:

- S1 – efikasnost elektrana 35% (specifična potrošnja od 10.286 kJ/kWh)
- S2 – efikasnost elektrana 38% (specifična potrošnja od 9.474 kJ/kWh)
- S3 – efikasnost elektrana 40% (specifična potrošnja od 9.000 kJ/kWh)

Također, u izračunu su uzete u obzir srednje vrijednosti procijenjene potrošnje do 2035. godine na prijenosnoj mreži, sa i bez mjera energetske efikasnosti:

- srednja vrijednost potrošnje bez EE – 7.812 GWh
- srednja vrijednost potrošnje sa EE – 7.435 GWh

²² Za proračun je korišten udio TE od 62% (2015. godina) te podaci o blokovima termoelektrana također za 2015. godinu

Podizanjem srednjeg stupnja efikasnosti termoelektrana, na strani primarne energije, generiraju se uštede planirane na strani finalne potrošnje u periodu do 2035. godine.

Tablica 5.9.2 Planirane uštede na strani transformacije do 2035. godine

Scenarij	Uštede (PJ)	
	Procjena potrošnje bez mjera EE	Procjena potrošnje sa mjerama EE
S1	9,51	9,05
S2	13,44	12,79
S3	15,73	14,97

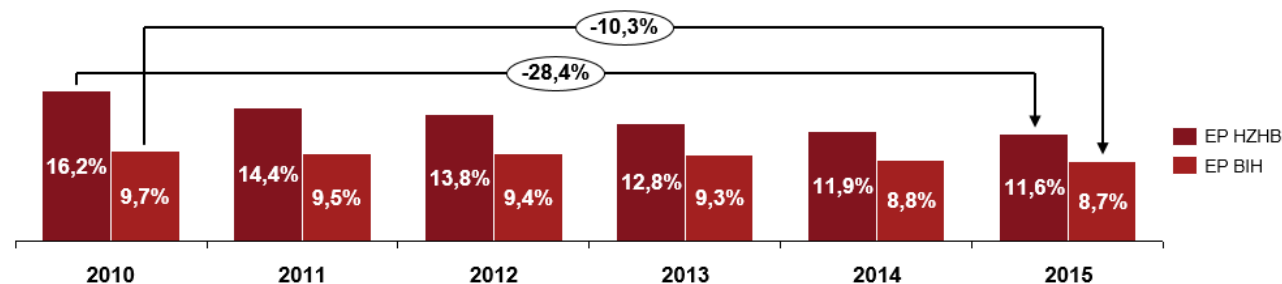
Izvor: analiza Projektnog tima

5.9.4.2 Planirane uštede u prijenosu i distribuciji

U Federaciji BiH postoji trend konstantnog smanjenja distributivnih gubitaka, u obje elektroprivrede (EP BiH i EP HZHB) (Slika 5.9.7). Ovaj trend smanjenja distributivnih gubitaka dolazi kao zajednički rezultat brojnih regulatornih i tehničkih mjera i aktivnosti realiziranih u FBiH u proteklom periodu.

Smanjivanje distributivnih gubitaka je dugotrajan i kompleksan proces, za koji je potreban visok nivo uređenosti na svim organizacionim i tehničkim nivoima u distributivnim kompanijama.

Slika 5.9.7 Distributivni gubici električne energije, 2010.-2015. godina



Izvor: Radna skupina FBiH

U distribucijskoj mreži, tehnički i komercijalni gubici predstavljaju jedan od najvećih problema operatora distributivne mreže, te je iz tog razloga i njihovo smanjenje jedan od strateških ciljeva elektroenergetskog sektora.

Cilj je svesti distributivne gubitke na 9% u 2020. godini te na 6,5% u 2035. godini. Uzimajući u obzir navedene ciljeve, napravljena je procjena potencijalnih ušteda (Tablica 5.9.3). Bitno je napomenuti da je EP BiH već u 2015. godini imala distributivne gubitke ispod 9%, te iz tog razloga nisu računane uštede za cilj od 9% do 2020. godine. Za proračun su u obzir uzete srednje vrijednosti procijenjene potrošnje do 2035. godine na distribucijskoj mreži, za svaku od elektroprivreda, sa i bez mjera energetske efikasnosti:

- srednja vrijednost potrošnje bez EE:
 - EP BiH – 6.778 GWh
 - EP HZHB – 1.042 GWh
- srednja vrijednost potrošnje sa EE:
 - EP BiH – 6.401 GWh
 - EP HZHB – 942 GWh

Tablica 5.9.3 Planirane uštede na strani distribucije

Cilj		Uštede (PJ)	
		Procjena potrošnje bez mjera EE	Procjena potrošnje sa mjerama EE
9% do 2020.	EP BIH	0	0
	EP HZHB	0,16 (43,4 GWh)	0,15 (41,3 GWh)
	TOTAL	0,16 (43,4 GWh)	0,15 (41,3 GWh)
6,5% do 2035.	EP BIH	0,53 (146,2 GWh)	0,50 (138,3 GWh)
	EP HZHB	0,17 (47,8 GWh)	0,16 (43,2 GWh)
	TOTAL	0,70 (194,2 GWh)	0,65 (181,5 GWh)

Izvor: analiza Projektnog tima

Ovi ciljevi se postižu realizacijom brojnih tehničkih investicionih mjera (Tablica 5.9.4), kao i raznim aktivnostima i programima, poput uvođenja sistema nagrađivanja i kažnjavanja distributivnih kompanija za postizanje ciljeva i izrade programa rada operatora distributivnog sistema, u cilju smanjenja gubitaka, te nadzor provođenja mjera i efekata od strane regulatorne komisije.

Tablica 5.9.4 Instrumenti za postizanje ciljeva u distribucijskoj mreži

Vrsta gubitaka	Mjere, aktivnosti i programi
Tehnički	Stalna modernizacija – zamjena pojedinih uređaja novim i savremenijim uređajima, koji doprinose pouzdanijem pogonu distributivne mreže, kvalitetnijem napajanju
	Prelazak na pogonski napon 20 kV
	Ugradnja novih transformatorskih stanica u postojeću mrežu radi skraćivanja NN mreže
	Automatizacija i daljinsko upravljanje mrežom
Komercijalni	Rekonstrukcija priključaka
	Uvođenje multifunkcionalnih brojila s mogućnošću registracije neovlaštenog pristupa i djelovanja na brojilo
	Elektronsko daljinsko očitavanje i mjerenje potrošnje

Izvor: analiza Projektnog tima

5.9.5 Sistemi daljinskog grijanja

5.9.5.1 Trenutno stanje

Prema javno dostupnim podacima, u Federaciji BiH se daljinskim grijanjem, od strane većih toplinarskih preduzeća, grije oko 97 hiljada stambenih prostora. Javna usluga daljinskog grijanja je dostupna isključivo u većim gradovima. Nema sistema za pripremu tople vode i isporuka toplote vrši se samo za grijanje.

Kao primarno gorivo se u većini gradova koriste kruta goriva i lož ulje, osim u Sarajevu gdje se kao primarni energent koristi prirodni gas. Trenutno u FBiH postoji 10 toplana: Sanski Most, Tešanj, Lukavac, Tuzla, Banovići, Zenica, Kakanj, Breza, Sarajevo i Konjic. Za sada je jedino u Sarajevu obavljena rekonstrukcija sistema daljinskog grijanja, dok su ostali sistemi dosta zastarjeli.

Osnovni problemi u radu sektora daljinskog grijanja su slijedeći:

- niska efikasnost i lose održavanje proizvodnih kapaciteta,
- loše stanje i gubici toplovodnih mreža,
- poteškoće u mjerenju, obračunu i naplati isporučene toplote,
- niske prodajne cijene i težak ekonomski položaj distributivnih preduzeća.

5.9.5.2 Razvoj sistema daljinskog grijanja

Prema članu 14 nove direktive, svaka zemlja je obavezna napraviti sveobuhvatnu analizu na svom teritoriju u svrhu promocije efikasne kogeneracije, uzimajući u obzir troškovno-optimalna rješenja za daljinsko grijanje.

Na razini EU, tržišni udio sistema daljinskog grijanja iznosi 12%. Cilj je povećati tržišni udio na 30% do 2030. godine, te do 2050. godine na 50%. Ovaj strateški put je zacrtan u dvije faze:

1. Povećanje energetske efikasnosti
 - Povećanje udjela daljinskog grijanja prvo na 30%, a zatim na 50%
 - Povećanje udjela kogenerativnih postrojenja (CHP)
 - Povećanje udjela trigeneracije (CCHP)
2. Korištenje otpadne toplote i obnovljivih izvora energije
 - Otpadna toplota iz industrijskih postrojenja
 - Spalionice otpada
 - Korištenje geotermalne energije
 - Korištenje solarne energije iz velikih postrojenja

Bitno je napomenuti da će tržišni udio sistema daljinskog grijanja u FBiH biti manji od vizije razvijenih zemalja EU. Ipak, dugoročno gledano je to, zbog potencijala kojim FBiH raspolaže, prihvatljiva perspektiva.

U ovom segmentu strateški ciljevi Federacije BiH su promocija i ekspanzija sistema daljinskog grijanja, gdje je god to moguće i ekonomski isplativo, na biomasu ili otpadnu toplotu iz postojećih industrijskih pogona.

Za sada nisu izvršene procjene porasta udjela sistema daljinskog grijanja, te je slijedeći korak izrada studija kako bi se mogla napraviti detaljnija procjena. Tek tada će se steći uslovi da se na osnovu odgovarajuće ekonomske analize utvrdi kakav porast SDG je dugoročno troškovno-optimalan za Federaciju BiH.

5.9.6 Međusektorske mjere

Međusektorske mjere, koje predstavljaju ključ za uspješnu implementaciju strategije, programa i akcionih planova za energetska efikasnost, obuhvaćaju izmjenu i nadogradnju postojećeg zakonskog okvira, izvore finansiranja, treninge i osposobljavanje inženjera, tehničara i montera, te promociju i ciljane info kampanje za različite ciljane grupe.

5.9.6.1 Zakonski i regulatorni okvir

Kako bi se omogućila primjena strategije u ključnim segmentima, te izvršilo usklađivanje s novom direktivom, potrebno je izvršiti izmjene zakonskog okvira, u kontekstu primarne i sekundarne legislative (Tablica 5.9.5).

Tablica 5.9.5 Smjernice za izmjenu zakonskog okvira u FBiH

Strateški prioritet	Strateška smjernica
Donošenje Akcionog plana energetske efikasnosti	Potrebno je čim prije pristupiti izradi Akcionog plana i njegovom usvajanju.
Donošenje podzakonskih propisa definisanih u Zakonu o energetske efikasnosti	Zakonom o energetske efikasnosti je predviđeno donošenje niza podzakonskih akata kojima će se detaljnije razraditi mjere energetske efikasnosti definisane zakonom. Podzakonski akti se trebaju donijeti u roku 6 mjeseci od stupanja Zakona na snagu, te trebaju biti usklađeni sa zahtjevima iz nove Direktive 2012/27/EZ.

Izvor: analiza Projektnog tima

5.9.6.2 Promocija, treninzi i osposobljavanje

Promocija predstavlja jedan od važnijih segmenata politike energetske efikasnosti, koji je u zadnje vrijeme polučio značajne rezultate, na što treba staviti naglasak u akcionom planu. U tom smislu, u akcionom planu bi bilo predloženo uvođenje informativnih javnih kampanja o energetske efikasnosti kako bi se podigla svijest građana, te pružile osnovne informacije o značaju energetske efikasnosti, i podigla razina motivacije za sprovođenje aktivnosti i postizanje ušteda.

Primjeri prioritarnih tema obuke su slijedeći:

- energetske karakteristike zgrada i najbolje tehnologije za povećanje EE vanjskog omotača zgrade, sistemi vodosnabdijevanja i javne rasvjete, efikasna kogeneracije i trigeneracije
- proizvodnja i primjena energije iz OIE u raznim sektorima finalne potrošnje
- uvođenje i sprovođenje energetske menadžmenta u zgradama javne i komercijalne namjene, u sistemima komunalnih usluga, industrijskim postrojenjima i tehnološkim procesima
- ekonomija energetske efikasnosti, analiza troškova i efekata mjera EE
- urbanističko planiranje u funkciji EE transporta
- nova platforma za monitoring i verifikaciju ušteda energije (MVP)
- kriterijumi EE u javnim nabavkama – zakonske obaveze i dobre prakse
- savremene metode projektovanja i regulacije niskotemperaturnih sistema za grijanje, napredna automatska regulacija KGH sistema, itd.

Tablica 5.9.6 Smjernice za poboljšanje edukacije i komunikacije

Strateški prioritet	Strateška smjernica
Uvođenje informativnih javnih kampanja i edukacija o EE	Promocija dobre prakse u finalnoj potrošnji, sistemima daljinskog grijanja i kogeneraciji
	Edukacija inženjera i montera za planiranje i projektiranje efikasnih sistema, ekonomskih analitičara, servisera, i dr.
	Uvođenje curriculum o energetske efikasnosti i energetske menadžmentu

Izvor: analiza Projektnog tima

5.9.6.3 Financijski instrumenti i institucionalni okvir

Finansiranje projekata energetske efikasnosti predstavlja ključ uspješne implementacije i nerijetko je najveća barijera za uspješno provođenje mjera.

Jedan od instrumenata koji se predlaže u novoj direktivi su i obligacione sheme koje nameću distributerima i/ili snabdjevačima energijom obaveze implementacije projekata energetske efikasnosti u svim sektorima krajnje potrošnje, proporcionalno njihovom volumenu prodaje na tržištu. Također, nova direktiva ostavlja mogućnost implementacije obligacionih shema, alternativnih mjera ili njihovu kombinaciju. Za uspjeh obligacionih šema i/ili drugih mjera financiranja ključno je postaviti adekvatne mehanizme njihove provedbe.

Tablica 5.9.7 Smjernice za razvoj financijskog okvira

Strateški prioritet	Strateška smjernica
Razvoj financijskog okvira s ciljem financiranja projekata energetske efikasnosti	Jačanje Fonda za zaštitu okoliša i njihove uloge u implementaciji programa i mjera energetske efikasnosti, revolving fonda, javnih ESCO kompanije uz modele otkupa potraživanja od privatnih ESCO kompanija
	Uvođenje obligacionih shema i, sukladno tome, pronalaženje optimalnog miksa obligacionih shema i alternativnih mjera
	Korištenje međunarodnih fondova za financiranje – IDA, WeBDEFF, GGF

Izvor: analiza Projektnog tima

5.9.7 Regulatorni i institucionalni okvir

5.9.7.1 Nivo BIH

Na nivou BIH se intenzivno provode aktivnosti ka usvajanju Akcionog plana energetske efikasnosti, što je obaveza iz Ugovora o osnivanju Energetske zajednice. Akcioni plan energetske efikasnosti u BIH bi trebao reflektovati ciljeve postavljene entitetskim akcionim planovima.

5.9.7.2 Regulatorni okvir u Federaciji BIH

U FBiH nije donešen Akcioni plan energetske efikasnosti. Trenutno se radi na nacrtu Smjernica za energetske efikasnosti. FMERI je odgovorno za kreiranje politike u oblasti energetske efikasnosti.

Zakon o energetske efikasnosti je stupio na snagu u aprilu 2017. godine, nakon trogodišnje procedure usvajanja. Ovim zakonom uređuju se: energetska efikasnost u krajnjoj potrošnji čije je povećanje djelatnost od općeg interesa, donošenje i provođenje planova za unapređenje energetske efikasnosti, mjere za poboljšanje energetske efikasnosti uključujući energetske usluge i energetske audite, obaveze javnog sektora, obaveze velikih potrošača, prava i obaveze krajnjih potrošača, uključujući javni, stambeni i komercijalni sektor u pogledu primjene mjera energetske efikasnosti, način finansiranja poboljšanja energetske efikasnosti i druga pitanja od značaja za energetske efikasnosti. Zakon se ne primjenjuje na energetske efikasnosti u postrojenjima za proizvodnju, prijenos, distribuciju i transformaciju energije. Operatori distributivnog sistema, distributeri energije i snabdjevači energije ne smiju ometati pružanje energetske usluga ili drugih mjera za poboljšanje energetske efikasnosti. Oni su također dužni da ponude energetske usluge po konkurentskim cijenama svojim krajnjim kupcima, direktno ili posredstvom drugih davalaca energetske usluga. O provedenim mjerama, obavezni su izvještavati FMERI jednom godišnje.

Zakonom je propisano da energetske usluge pruža privredno društvo za energetske usluge (eng. *Energy Service Company* – ESCO) ili drugo pravno lice, tj. davalac energetske usluge, na osnovu ugovora o energetske usluzi. Ponuda energetske usluge obavezno sadrži podatke o davaocu energetske usluge, mjere za poboljšanje energetske efikasnosti, cijene, mehanizme finansiranja, model ugovora i druge informacije. Zakon također definiše strukturu ugovora o energetske usluzi, prema kojem naručilac i davalac energetske usluge zaključuju ugovor u pisanoj formi. Ostavljena je mogućnost da troškove pružanja energetske usluge mogu snositi naručilac energetske usluge, davalac ili treća strana. Vrijednost investicije za pružanje energetske usluge koju je uložio davalac energetske usluge otplaćuje se od ušteda energije ostvarenih u odnosu na potrošnju energije prije davanja energetske usluge energetske usluge, u potpunosti ili djelomično, iz vlastitih izvora ili kroz finansiranje treće strane. Davalac energetske usluge ili treća strana preuzima u cijelosti ili djelomično finansijski, tehnički i komercijalni rizik pri pružanju energetske usluge u skladu sa zaključenim ugovorom o energetske usluzi.

U skladu sa propisima koji reguliraju oblast javnih nabavki, korisnici sredstava budžeta FBiH ili budžeta kantona ili jedinica lokalne samouprave će, obavezni su da pri odlučivanju o izboru dobavljača u postupku javne nabavke, energetska efikasnost robe i usluga cijeni zajedno sa ostalim kriterijima i dati prioritet pod jednakim uvjetima, za nabavku opreme i usluga koje omogućavaju veći stepen energetske efikasnosti. Zakon o energetske efikasnosti propisuje obavezu uspostavljanja energetske menadžmenta za organe javne uprave, organizacije, regulatorna tijela, javne ustanove, agencije, jedinice lokalne samouprave i javna preduzeća u prostorijama u kojima posluju i drugim sredstvima sa kojima posluju.

Federalno ministarstvo prostornog uređenja odgovorno je za implementaciju direktive 2010/31/EU koja se odnosi na energetske performanse zgrada, te u skladu s tim, donosi relevantne zakonske i podzakonske akte u formi pravilnika koji regulišu ovu oblast. Do sada je Zakon o prostornom planiranju i korištenju zemljišta na nivou FBiH propisao obavezu energetske certificiranja zgrada, te je Ministarstvo donijelo i podzakonske akte na ovu temu.

Fond za zaštitu okoliša obavlja poslove u vezi sa pribavljanjem sredstava, poticanjem i finansiranjem pripreme, provedbe i razvoja programa, projekata i sličnih aktivnosti u oblasti očuvanja, održivog korištenja, zaštite i unapređivanja stanja okoliša i korištenja obnovljivih izvora energije.

5.9.8 Strateške smjernice

Za razdoblje do 2035. godine je potrebno postaviti okvir ključnih mjera za postizanje ušteda na strani finalne potrošnje i transformacije te za promociju sistema daljinskog grijanja.

Tablica 5.9.8 Strateške smjernice

	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Finalna potrošnja	Unapređenje energetske efikasnosti u segmentu zgradarstva kao krajnjem potrošaču	Izrada baze podataka o postojećem stanju stambenih zgrada
		Izrada programa za dugoročnu obnovu zgrada te priprema troškovno-optimalne metodologije za sve kategorije zgrada
		Sanacija zgrada centralne Vlade i javnih zgrada, u skladu sa zahtjevima člana 5 nove direktive te implementacija dugoročne strategije obnove stambenih zgrada u FBiH
	Povećanje ostvarenih ušteda u sektoru industrije na godišnjoj razini, s ciljem dostizanja zadanog cilja	Povećanje energetske efikasnosti industrijskih procesa i obnova pogona (komprimirani zrak, kotlovi, ložišta, rashladni sistemi...)
		Promoviranje kogeneracije na biomasu
		Implementacija obaveza velikih potrošača, uvođenje energetske menadžmenta
Povećanje energetske efikasnosti vozila svih kategorija	Kreiranje programa podrške za zamjenu starih vozila energetski efikasnijim vozilima	
	Rekonstrukcija i poboljšanje infrastrukture za korištenje javnog sektora	
Transformacija, prijenos i distribucija	Novi zamjenski blokovi termoelektrana	Planiranje i izvještavanje o postignutim uštedama potrošnje primarne energije novih blokova
	Smanjenje tehničkih i komercijalnih gubitaka u distribucijskoj mreži	Nastavak programa smanjenja ne tehničkih gubitaka uz stalni nadzor provođenja mjera za postizanje ciljeva, uspostavljenih za svako distribucijsko područje
		Sistematski prelazak s 10kV na 20 kV naponski nivo
		Instalacija TS i redizajn mreže
SDG	Ekspanzija SDG i uređivanje zakonske oblasti	Izrada toplotnih mapa za gradove u FBiH
		Uređivanje zakonskog okvira koji će stimulisati promociju SDG (75% kogeneracija, 50% OIE, 50% otpadna toplota ili kombinacija)
Regulativa	Donošenje Akcionog plana energetske efikasnosti u FBiH	U FBiH nije donešen Akcioni plan energetske efikasnosti. Potrebno je čim prije prisutpiti izradi Akcionog plana i njegovom usvajanju
	Donošenje podzakonskih propisa definisanih u Zakonu o energetske efikasnosti u FBiH, a koji će biti usklađeni sa zahtjevima iz nove Direktive 2012/27/EU o energetske efikasnosti	Zakonom o energetske efikasnosti je predviđeno donošenje niza podzakonskih akata kojima će se detaljnije razraditi mjere energetske efikasnosti definisane zakonom. Podzakonski akti se trebaju donijeti u roku od šest mjeseci od stupanja na snagu Zakona. Podzakonski akti trebaju biti usklađeni sa zahtjevima iz nove Direktive 2012/27/EU o energetske efikasnosti

Spisak skraćenica

10G	Desetogodišnji
AMR	Automatic meter reading (inteligentni mjerni sistemi)
APOEF	Akcioni plan Federacija BiH za korištenje OIE
BAU	Business as usual (nastavak dosadašnje prakse)
bbl	Barrel (barel)
bcm	Billion cubic meters (milijarda metara kubnih)
BD	Brčko Distrikt
BDP	Bruto domaći proizvod
BHAS	Agencija za statistiku BiH
BIH	Bosna i Hercegovina
BTM	Behind the meter (usluge-iza-brojila)
BTU	British thermal unit
CAGR	Compound annual growth rate (složena godišnja stopa rasta)
CAPEX	Capital expenditure (kapitalni izdaci)
CCGT	Combined cycle gas turbine
CEE	Central East Europe
CHP	Combined heat and power
CO₂	Ugljični dioksid
DERK	Državna regulatorna komisija za električnu energiju
DFID	Department for international development (Odjel za međunarodni razvoj Vlade Velike Britanije)
DG	Daljinsko grijanje
DSO	Operator distribucijskog sustava
DSU	Direktna strana ulaganja
DV	Dalekovod
EE	Energetska efikasnost
EEA	European Economic Area (europski gospodarski prostor)
EED	Direktiva o energetskej efikasnosti
EEO shema	Obligaciona shema za energetskej efikasnost
EES	Elektroenergetski sustav
EEX	European Energy Exchange
EMS	Elektromreža Srbije
ENTOS-E	European network of transmission system operators for electricity
ENTSO-G	European network of transmission system operators for gas
Enz/EZ	Energetska zajednica
EP BiH	Elektroprivreda Bosne i Hercegovine
EP HZHB	Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne
ERS	Elektroprivreda Republike Srpske
ESCO	Energy Service Company
ETS	Emission trading system (sustav trgovanja emisijama)
EU	Europska Unija
EUR	Euro
EUR/PC	Euro po stanovniku
EV	Električna vozila
FBIH	Federacija Bosne i Hercegovine
FERK	Regulatorna komisija za energiju u Federaciji Bosne i Hercegovine
FMERI	Federalno ministarstvo energije, rudarstva i industrije
FTE	Full time equivalent (ekvivalent punog radnog vremena)
GW	Gigavat
GWh	Gigavat sat
HE	Hidroelektrana
IAP	Ionian Adriatic Pipeline (Jonsko-jadranski plinovod)
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development (Međunarodna banka za obnovu i razvoj)

IEA	International Energy Agency (Međunarodna agencija za energiju)
INDC	Intended Nationally Determined Contributions
IPA	Instrument for Pre-accession Assistance
ISO	Independent system operator (nezavisno operator sustava)
IT	Informacijska tehnologija
ITO	Independent transmission operator (nezavisno operator prijenosa)
JIE	Jugoistočna Europa
JP	Javno preduzeće
JPP	Javno privatno partnerstvo
KGH	Klimatizacija, grijanje, hlađenje
KM	Konvertibilna marka
KPI	Key Performance Indicators (ključni pokazatelji uspješnosti)
kt	Kilotona
ktoe	Kilotona ekvivalentne nafte
kV	Kilovolt
kW	Kilovat
kWh	Kilovat sat
LCOE	Levelised cost od electricity
LNG	Liquefied natural gas (ukapljeni prirodni gas)
m²	Kvadratni metar
mcm	Milijun metara kubnih
MHE	Mala hidroelektrana
MIER	Ministarstvo industrije, energetike i rudarstva
mil	Milion
mlrd	Milijarda
MVTEO	Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa
Mtoe	Megatona ekvivalentne nafte
MW	Megavat
MWe	Megavat električne energije
MWh	Megavat sat
MWt	Megavat toplinske energije
n/a	Not available (nije dostupno)
NE	Nuklearna elektrana
NERP	National Emission Reduction Plan (Nacionalni plan smanjenja emisija)
NN	Niski napon
NOS BIH	Nezavisno operator sistema u Bosni i Hercegovini
NO_x	Dušikovi oksidi
O&M	Operation and maintenance (upravljanje i održavanje)
ODS	Operator distribucijskog sustava
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
OES	Okvirna energetska strategija
OIE	Obnovljivi izvori energije
OIEiEK	Obnovljivi izvori energije i efikasna kogeneracija
OPEX	Operating expenses (operativni troškovi)
OPS	Operator prijenosnog sustava
OU	Ownership unbundling (vlasničko razdvajanje)
p.p.	Postotni poen
PECI	Project of energy community interest
PJ	Petadžul
PMI	Project of mutual interest
PPP	Purchasing power parity (paritet kupovne moći)
PSA	Production sharing agreement (Ugovor o podjeli proizvodnje)
PV	Solarni panel
R&D	Research and development (istraživanje i razvoj)

RERS	Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske
RITE	Rudnik i termoelektrana
RMU	Rudnik mrkog uglja
RS	Republika Srpska
SAIDI	System average interruption duration index (prosječno trajanje prekida napajanja u minutama po kupcu)
SAIFI	system average interruption frequency index (prosječan broj prekida napajanja po kupcu)
SCGT	Simple cycle gas turbine
SDG	Sistemi daljinskog grijanja
SE	Solarna elektrana
SEA	Strategic Environmental Assessment (Strateška procjena utjecaja na okoliš)
SEE	South East Europe
SN	Srednji napon
SO₂	Sumporov dioksid
t	Tona
TE	Termoelektrana
TE-TO	Termoelektrana-toplana
tis	Tisuća
TJ	Teradžul
TS	Tona ekvivalentne nafte
TS	Trafostanica
TSO	Operator prijenosnog sustava
TWh	Teravat sat
UNFCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
US\$/USD	Američki dolar
USAID	US Agency for international development
VE	Vjetroelektrana
VEK	Visokoefikasna kogeneracija
VN	Visoki napon
VUK	Visokoučinkovita kogeneracija
WACC	Weighted Average Cost of Capital (ponderirani prosječni trošak kapitala)
WB	World Bank (Svjetska Banka)
WBIF	World Western Balkans Investment Framework Bank (Svjetska Banka)
ZP	Zavisno preduzeće

Popis slika

Slika 1.3.1 Životni ciklus strateškog planiranja	6
Slika 1.3.2 Presjek ključnih segmenata energetskog tržišta i lanca vrijednosti	7
Slika 2.2.1 Ilustrativan prikaz strateških prioriteta Federacije BiH	9
Slika 3.2.1 Historijsko kretanje i procjena stope rasta BDP-a u milijardama EUR u BiH i FBiH, 2010.- 2035. godina	11
Slika 3.2.2 Komparativna analiza BDP-a i BDP-a po stanovniku, 2010.-2015. godina	12
Slika 3.2.3 Kretanje stope nezaposlenosti u hiljadama stanovnika, 2010.-2015. godina	12
Slika 3.2.4 Prosječna godišnja direktna strana ulaganja u milionima EUR, 2010.-2015. godina	13
Slika 3.2.5 Struktura zemalja koje su ulagale u BiH, 2015. godina	14
Slika 3.2.6 Rang po lakoći poslovanja, 2016. godina	14
Slika 4.1.1 Struktura globalne potražnje za primarnom energijom, 2015.-2040. godina	16
Slika 4.1.2 Globalna struktura proizvodnog miksa, 2015.-2040. godina	17
Slika 4.1.3 Proizvodnja električne energije po regijama u Europi u TWh, 2012.-2015. godina	17
Slika 4.1.4 Projekcija kretanja strukture proizvodnog miksa proizvodnje u Europi, 2010.-2040. godina	18
Slika 4.1.5 Europske energetske politike (primjer)	19
Slika 4.1.6 Ilustrativan prikaz razvoja europske energetske infrastrukture	20
Slika 4.1.7 Proizvodnja iz OIE i udio u ukupnoj proizvodnji u TWh, 2012.-2015. godina	21
Slika 4.1.8 Projekcije instalirane snage OIE u Europi u GW, 2025.-2030. godina	22
Slika 4.1.9 Troškovi ulaganja u hiljadama EUR/kW, 2015.-2025. godina	23
Slika 4.1.10 Prosječna cijena proizvodnje električne energije u EUR/kWh, 2015.-2020.godina	23
Slika 4.1.11 Kretanje cijena električne energije na različitim europskim burzama u EUR/MWh, 2008.–2015. godina	24
Slika 4.1.12 Krajnja cijena električne energije za kućanstva u Europi u EURcent/kWh, 2012.-2015. godina	25
Slika 4.1.13 Promjena poslovnih modela i strukture prihoda	25
Slika 4.1.14 Ilustrativan prikaz trendova u domeni investicijskih odluka elektroprivreda	26
Slika 4.1.15 Ilustrativni primjer restrukturiranja elektroprivrede i promjene fokusa u poslovnim modelima	26
Slika 4.1.16 Ilustrativni prikaz potencijala različitih poslovnih modela	27
Slika 4.1.17 Prilagodba mrežnih kompanija	28
Slika 4.2.1 Dnevne spot cijene Brenta u US\$/bbl, siječanj 2006. – kolovoz 2016. godine	29
Slika 4.2.2 Globalna potražnja za naftom i godišnja stopa rasta, 1966.–2015. godina	30
Slika 4.2.3 Prognoza kretanja cijena Brenta u US\$/bbl, 2004.-2040. godina	31
Slika 4.2.4 Prosječna mjesečna cijena gasa na odabranim tržištima u US\$/mmBTU, siječanj 2009. – kolovoz 2016. godine	31
Slika 4.2.5 Tržišna dinamika koja oblikuje tržište gasa	32
Slika 4.2.6 NWE Rafinerijske marže u US\$/bbl, siječanj 2013.–kolovoz 2016. godine	33
Slika 4.2.7 Globalna bilanca proizvodnje i potražnje naftnih derivata u mil. bbl/d, 2012.-2016. godina	33
Slika 4.2.8 Količine naftnih derivata u skladištima u zemljama OECD u mil. bbl, 2012. i 2016. godina	33
Slika 4.2.9 Potražnja za naftnim derivatima u kt, 2010. – 2030. godina	34
Slika 4.2.10 Kapacitet prerade u Europi, 2004. – 2015. godina	34
Slika 4.2.11 Globalni Upstream CAPEX po regijama u US\$, 2010.-2017. godina	35
Slika 4.2.12 Razlika u CAPEXu, 2014. i 2016. godina	35
Slika 4.2.13 Globalni rast potražnje za energentima u mil. t, 1990.-2040. godina	35
Slika 4.2.14 Globalna ulaganja u čistu energiju u US\$, 2004. – 2015. godina	35
Slika 5.2.1 Struktura tržišta el. energije u BiH, uz osvrt na Federaciju BiH, 2016. godina	43
Slika 5.2.2 Ostvarene bilansne veličine el. energije u zemljama regije u TWh, prosječno za period 2010. – 2015. godine	44
Slika 5.2.3 Proizvodni miks domaće proizvodnje el. energije u zemljama regije u TWh, prosječno za period 2010. – 2015. godine	44
Slika 5.2.4 Ostvarene bilansne veličine za el. energiju u BiH u TWh, 2010. – 2016. godina	45
Slika 5.2.5 Potrošnja el. energije u BiH, po područjima, u TWh, 2010. – 2016. godina	45
Slika 5.2.6 Proizvodnja električne energije u BiH, po izvoru u TWh, 2010.-2016. godina	45
Slika 5.2.7 Proizvodnja električne energije u BiH, po subjektima u TWh, 2010-2016. godina	45
Slika 5.2.8 Instalirani kapaciteti u FBiH, po izvoru u MW, 2010. – 2016. godina	46
Slika 5.2.9 Proizvodnja i potrošnja el. energije u FBiH u TWh, 2010. – 2016. godina	46
Slika 5.2.10 Prekogrančna trgovina električne energije, uključujući i registrirani tranzit u BiH u TWh, 2010. – 2016. godina	48
Slika 5.2.11 Količine na burzi za dan unaprijed u GWh, 1. ožujak-1.travanj 2016. godina	49
Slika 5.2.12 Smjernice razvoja veleprodajnog tržišta	49
Slika 5.2.13 Pregled modela razdvajanja TSO-a za električnu energiju	50
Slika 5.2.14 Prikaz trenutnog stanja i planiranih interkonektivnih 400 kV vodova prijenosne mreže BiH sa susjednim zemljama	51
Slika 5.2.15 Potencijalne promjene u metodologiji tarifiranja	53
Slika 5.2.16 Indikativni SAIDI i SAIFI pokazatelji	53
Slika 5.2.17 Usporedba distributivnih gubitaka u BiH s ostalim zemljama, 2015. godina	54
Slika 5.2.18 Implikacije digitalnih mreža na strateško pozicioniranje na tržištu	55
Slika 5.2.19 Prosječna cijena električne energije u elektroprivredama u EUR/MWh, 2016. godina	56
Slika 5.2.20 Cijene električne energije za industriju u široj regiji, bez PDV-a i nameta u PPP i EUR/MWh, 2010.- 2016. godina	56
Slika 5.2.21 Cijene električne energije za kućanstva u široj regiji, ukupna cijena u PPP i EUR/MWh, 2010. – 2016. godina	56
Slika 5.2.22 Cijene električne energije za industriju u široj regiji, bez PDV-a i nameta u PPP i EUR/MWh, 2016. godina	57
Slika 5.2.23 Cijene električne energije za kućanstva u široj regiji, ukupna cijena u PPP i EUR/MWh, 2016. godina	57
Slika 5.2.24 Strateške smjernice	58
Slika 5.2.25 Ilustrativan prikaz Federacije BiH u sklopu energetske trileme danas	58
Slika 5.2.26 Stvarna cijena proizvodnje elektrana u EUR/MWh, 2015. godina	61
Slika 5.2.27 Stvarna cijena proizvodnje elektrana uz CO ₂ naknade u EUR/MWh, 2015. godina	61
Slika 5.2.28 Procjena kretanja potrošnje električne energije u FBiH, sa i bez EE, u TWh, 2017.-2035. godina	62
Slika 5.2.29 Razvoj kapaciteta u regiji i konkurentnost proizvodnog miksa u izvozu	62
Slika 5.2.30 Instalirani kapacitet po tehnologiji u MW, 2016.-2035. godina (entitetski scenarij)	66
Slika 5.2.31 Kretanje proizvodnje električne energije bez izvoznog limita u TWh, 2016.-2035.godina (entitetski scenarij)	67
Slika 5.2.32 Kretanje proizvodnje električne energije sa izvoznim limitom u TWh, 2016.-2035. godina (entitetski scenarij)	67
Slika 5.2.33 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016.-2035. godina (IP NOS BiH scenarij)	68
Slika 5.2.34 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016.-2035. godina (IP NOS BiH scenarij)	68
Slika 5.2.35 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016.-2035. godina (troškovno optimiran IP scenarij)	69

Slika 5.2.36 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016.-2035. godina (troškovno optimiran IP scenarij)	69
Slika 5.2.37 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016.-2035. godina (blaži obnovljivi scenarij s EE)	70
Slika 5.2.38 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016.-2035.godina (blaži obnovljivi scenarij s EE)	70
Slika 5.3.1 Ilustrativni prikaz ključnih rudnika u BiH	81
Slika 5.3.2 Struktura rezervi rudnika u FBiH u milijardama tona, 2015 .godina	83
Slika 5.3.3 Bilansne rezerve uglja ključnih rudnika u FBiH u tisućama tona, 2015. godina	85
Slika 5.3.4 Dinamika proizvodnje uglja iz ključnih rudnika u tisućama tona, 2015. godina	86
Slika 5.3.5 Struktura dobavljača uglja termoelektrana Tuzla i Kakanj, 2015. godina	87
Slika 5.3.6 Kretanje proizvodnje uglja i broja zaposlenih u ključnim rudnicima, 2005.-2015. godina	87
Slika 5.3.7 Kretanje produktivnosti rada u rudnicima FBiH vs. EU	87
Slika 5.3.8 Usporedba produktivnosti i efikasnosti rada rudnika u FBiH vs. EU, 2015. godina	88
Slika 5.3.9 Presjek finansijskog rezultata rudnika FBiH za 2015. godinu	89
Slika 5.3.10 Scenariji proizvodnje iz TE i implikacija na potrebu za proizvodnjom uglja – Federacija BiH, 2016.-2035. godina	91
Slika 5.3.11 Procjena kumulativne potrebe za ugljem, zavisno o scenariju razvoja termo sektora u FBiH u milionima tona, 2016.-2035. godina	92
Slika 5.4.1 Ciljevi udjela OIE u Europskoj Uniji, 2040. godina	95
Slika 5.4.2 Doprinos sektora za udio OIE u finalnoj potrošnji energije u FBiH, 2020. godina	96
Slika 5.4.3 Dinamika OIE u finalnoj potrošnji sektora električne energije u ktoe, 2010.-2020. godina	96
Slika 5.4.4 Iznos instalirane snage OIE u FBiH u postojećim i novim kapacitetima u sustavu poticaja u MW, 2015.-2035. godina	98
Slika 5.4.5 Iznos proizvodnje po pojedinom izvoru OIE u sustavu poticaja u GWh, 2015.-2035. godina	98
Slika 5.4.6 Procjena rasta planiranih troškova naknada za OIE u milionima EUR, 2017.-2035. godina	99
Slika 5.4.7 Utjecaj planiranih OIE naknada na krajnju cijenu električne energije u EUR/kWh, 2017.-2035. godina	99
Slika 5.4.8 Modeli poticaja u europskim zemljama	100
Slika 5.4.9 Dinamika OIE u finalnoj potrošnji sektora grijanja i hlađenja u ktoe, 2010.-2020. godina	102
Slika 5.4.10 Dinamika OIE u finalnoj potrošnji sektora transporta u ktoe, 2010.-2020. godina	103
Slika 5.5.1 Struktura naftnog tržišta FBiH, 2015. godina	108
Slika 5.5.2 Područje projekta Sjeverna Bosna	110
Slika 5.5.3 Istražna područja Dinaridi i Sarajevo	111
Slika 5.5.4 Finalna potrošnja naftnih derivata po derivatu u kt, 2014./2015. godina	112
Slika 5.5.5 Finalna potrošnja naftnih derivata po sektoru u kt, 2014./2015. godina	112
Slika 5.5.6 Ukupna potrošnja naftnih derivata po sektoru u FBiH u kt, 2015. godina	113
Slika 5.5.7 Godišnja potražnja naftnih derivata u BiH u kt, 2000.-2014. godina	113
Slika 5.5.8 Uvoz naftnih derivata u FBiH u kt 2010.-2016. godina	114
Slika 5.5.9 Kapaciteti skladišta za sirovu naftu i derivate u BiH u m ³	114
Slika 5.5.10 Temeljne pretpostavke za uspostavu programa obveznih rezervi	115
Slika 5.5.11 Broj benzinskih postaja u BiH, u 2016. godini	116
Slika 5.5.12 Tržišni udjeli glavnih maloprodajnih kompanija u BiH u %, 2011.-2015. godina	117
Slika 5.5.13 Usporedba strukture maloprodajnog tržišta u regiji u %, 2011.-2015. godina	117
Slika 5.5.14 Pravni okvir za eksploataciju i istraživanje ugljikovodika u FBiH	118
Slika 5.5.15 Maksimalne stope rudne rente ili ekvivalentne naknade, u %	118
Slika 5.6.1 Udio gasa u bruto domaćoj potrošnji energenata u mtoe, 2015. godina ¹	121
Slika 5.6.2 Udio gasa u instaliranoj snazi proizvodnog miksa u GW, 2015. godina ¹	121
Slika 5.6.3 Snabdijevanje gasom na proširenom tržištu, po zemljama i izvoru u milijardama m ³ (bcm), 2017. godina	122
Slika 5.6.4 Razvoj snabdijevanja gasom na proširenom tržištu, po izvoru u milijardama m ³ (bcm), 2017. - 2035. godina	122
Slika 5.6.5 Izvori gasa na proširenom tržištu (% od ukupnog uvoza, procjena), 2014. godina	122
Slika 5.6.6 Rezultati europskog stres testa za snabdijevanje gasom i ključne aktivnosti oko EU sigurnosti snabdijevanja	123
Slika 5.6.7 Struktura tržišta gasa u BiH i Federaciji BiH, 2014. i 2015. godina	124
Slika 5.6.8 Ukupna potrošnja gasa u BiH, po kategorijama u milijardama m ³ (bcm), 2010. - 2015. godina	124
Slika 5.6.9 Potrošnja gasa u Federaciji BiH u milionima m ³ (mcm), 2010. – 2016. godina	125
Slika 5.6.10 Snabdijevanje gasom u BiH u milijardama m ³ (bcm), 2010.-2015. godina	125
Slika 5.6.11 Cijene gasa za industriju u BiH i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u EUR/MWh, 2010 – 2016. godina	126
Slika 5.6.12 Cijene gasa za industriju u BiH i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u PPP/MWh, 2010 – 2016. godina	126
Slika 5.6.13 Cijene gasa za industriju u BiH i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u EUR/MWh, 2016. godina	127
Slika 5.6.14 Cijene gasa za industriju u BiH i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u PPP/MWh, 2016. godina	127
Slika 5.6.15 Cijena gasa za kućanstva u BiH i proširenoj regiji, sa PDV-om i ostalim nametima u EUR/MWh, 2010 – 2016. godina	127
Slika 5.6.16 Cijena gasa za kućanstva u BiH i proširenoj regiji, sa PDV-om i ostalim nametima u PPP/MWh, 2010 – 2016. godina	127
Slika 5.6.17 Cijena gasa za kućanstva u BiH i proširenu regiju, sa PDV-om i ostalim nametima u EUR/MWh, 2010 – 2016. godina	128
Slika 5.6.18 Cijena gasa za kućanstva u BiH i proširenu regiju, sa PDV-om i ostalim nametima u PPP/MWh, 2010 – 2016. godina	128
Slika 5.6.19 Potencijalni dobavni prekogranični pravci gasa za diversifikaciju portfelja	129
Slika 5.6.20 Gasovodi u Federaciji BiH (trenutno stanje i plan)	130
Slika 5.7.1 Lokacije toplinarskih sustava u FBiH	135
Slika 5.7.2 Trend finalne potrošnje toplotne energije u TJ, 2011.-2015. godina	136
Slika 5.7.3 Ukupna potrošnja toplotne energije u %, 2011.-2015. godina	136
Slika 5.7.4 Proizvodnja toplotne energije u TJ, 2011.-2015. godina	136
Slika 5.7.5 Proizvodnja toplotne energije po energentu u %, 2015. godina	136
Slika 5.7.6 Prosječna cijena grijanja za kućanstva u EUR/m ² , 2016. godina	137
Slika 5.7.7 Pretpostavke razvoja scenarija za toplinarstvo	138
Slika 5.7.8 Sarajevo – korištenje otpadne toplotne energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju	139
Slika 5.7.9 Tuzla – korištenje otpadne toplotne energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju	140
Slika 5.7.10 Zenica – korištenje otpadne toplotne energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju	141
Slika 5.7.11 Kakanj – korištenje otpadne toplotne energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju	141
Slika 5.9.1 Direktive vezane za energetska efikasnost	144
Slika 5.9.2 Vremenski plan za ključna 3 člana Direktive 2012/27/EU	145
Slika 5.9.3 Vremenski plan za druge odabrane članove Direktive 2012/27/EU	145
Slika 5.9.4 Ključni elementi dugoročne strategije energetske efikasnosti	146
Slika 5.9.5 Sektorski ciljevi i uštede u PJ, 2015. i 2018. godina	147
Slika 5.9.6 Planirane uštede u finalnoj potrošnji u PJ do 2035. godine	147
Slika 5.9.7 Distributivni gubici električne energije, 2010.-2015. godina	149

Popis tablica

Tablica 3.1.1 Osnovne informacije	11
Tablica 3.2.1 Presjek postojećeg stanja i smjernica za smanjenje prepreka za ulaganje	15
Tablica 4.2.1 Poslovni modeli naftnih kompanija	36
Tablica 4.2.2 Primjeri promjene modela	36
Tablica 5.1.1 Obavezujuće direktive i uredbe za BiH	38
Tablica 5.2.1 Pregled postojećih proizvodnih objekata po subjektima bez malih i ind. elektrana u FBiH, 2016. godina	47
Tablica 5.2.2 Planirane 400 kV interkonekcije prijenosne mreže BiH (ENTSO-E)	50
Tablica 5.2.3 Status izdvajanja elektrodistribucijske djelatnosti u FBiH	52
Tablica 5.2.4 Indikativna usporedba ključnih karakteristika regulatornih modela	52
Tablica 5.2.5 Ilustrativna vizija strateških ciljeva u FBiH	59
Tablica 5.2.6 Ciljevi BiH prema EU ciljevima do 2020. i 2030.	60
Tablica 5.2.7 Ciljevi FBiH prema EU energetske strategiji do 2020. godine	61
Tablica 5.2.8 Dekomisija postojećih termo objekata	64
Tablica 5.2.9 Puštanje u rad novih termo objekata sukladno scenarijima	65
Tablica 5.2.10 Kriterij i kvalitativan sažetak scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije FBiH	66
Tablica 5.2.11 Ključni efekti scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije, 2016.-2035. godina	71
Tablica 5.2.12 Popis potencijalnih novih većih objekata u FBiH	72
Tablica 5.2.13 Potrebna količina goriva za optimalni portfelj termoelektrana-toplana (indikativno)	73
Tablica 5.2.14: Predviđena proizvodnja električne i toplinske energije (indikativno)	73
Tablica 5.2.15 Strateške smjernice za razvoj tržišta	80
Tablica 5.3.1 Osnovne informacije o ključnim rudnicima u FBiH, 2015.godina	82
Tablica 5.3.2 Presjek povijesnog stanja rezervi uglja u FBiH, 2009. godina	83
Tablica 5.3.3 Rezerve uglja u FBiH, 2016. godina	84
Tablica 5.3.4 Korelacija rudnika i termoelektrana, 2015. godina	86
Tablica 5.3.5 Strateške smjernice za razvoj sektora rudnika	94
Tablica 5.4.1 Doprinos tehnologija OIE u finalnoj potrošnji u sektoru električne energije	97
Tablica 5.4.2 Regulatorni okvir za poticanje OIE u FBiH	100
Tablica 5.4.3 Smjernice za uspostavljanje OIE balansnog tržišta	101
Tablica 5.4.4 Tijek načina prodaje el. energije iz OIE u odabrani zemljama	102
Tablica 5.4.5 Doprinos tehnologija OIE u finalnoj potrošnji u sektoru grijanja i hlađenja	103
Tablica 5.4.6 Doprinos tehnologija OIE u finalnoj potrošnji u sektoru transporta	104
Tablica 5.4.7 Strateške smjernice	107
Tablica 5.5.1 Proizvodnja ugljikovodika i pravni modeli u regiji	109
Tablica 5.5.2 Potencijalne rezerve sirove nafte i gasa na području Sjeverne Bosne	110
Tablica 5.5.3 Provedene aktivnosti na kojima se temelji perspektivnost pronalaska komercijalnih rezervi nafte	111
Tablica 5.5.4 Skladišni kapaciteti za naftne derivate u FBiH	115
Tablica 5.5.5 Glavne kompanije u maloprodaji u BiH	116
Tablica 5.5.6 Strateške smjernice strategije za sektore prerade, veleprodaje, skladištenja i maloprodaje naftnih derivata u FBiH	120
Tablica 5.6.1 Dinamika i fokus izgradnje gasovodnih projekata u Federaciji BiH	130
Tablica 5.6.2 Institucionalni i zakonodavni okvir za tržište gasa u Federaciji BiH (odabir)	133
Tablica 5.6.3 Sažetak strateških smjernica za Federaciju BiH u oblasti gasa	134
Tablica 5.7.1 Pregled glavnih toplinarskih poduzeća u FBiH	137
Tablica 5.7.2 Razvoj malih samostalnih toplinskih sistema	142
Tablica 5.7.3 Strateške smjernice za sektor toplinarstva	143
Tablica 5.9.1 Predloženi programi za postizanje ušteda u finalnoj potrošnji	148
Tablica 5.9.2 Planirane uštede na strani transformacije do 2035. godine	149
Tablica 5.9.3 Planirane uštede na strani distribucije	150
Tablica 5.9.4 Instrumenti za postizanje ciljeva u distribucijskoj mreži	150
Tablica 5.9.5 Smjernice za izmjenu zakonskog okvira u FBiH	152
Tablica 5.9.6 Smjernice za poboljšanje edukacije i komunikacije	152
Tablica 5.9.7 Smjernice za razvoj finansijskog okvira	153
Tablica 5.9.8 Strateške smjernice	154

Kraj dokumenta