

**OKVIRNA ENERGETSKA STRATEGIJA  
BOSNE I HERCEGOVINE DO 2035.  
GODINE**

# UVOD

*Prethodna globalna i evropska ekonomska kriza su, uz regionalni socio-politički aspekt, negativno utjecale na dinamiku razvoja Jugoistočne Evrope, pa samim time Bosne i Hercegovine. Uz karakter male, otvorene ekonomije, Bosni i Hercegovini su nužno potrebne pametne investicije, koje će značajnije i ciljano pokrenuti ekonomsku aktivnost. Tu sektor energetike ima veliku ulogu.*

*Domaći i evropski energetska kontekst trenutno je pun velikih odluka, izazova i neizvjesnosti. Zapadne zemlje Evropske unije (EU) predvode implementaciju politike čiste energije, znatno mijenjajući energetske paradigme, regulatorne mehanizme i investicijske potrebe. Pritisci na veleprodajne cijene električne energije na evropskim berzama danas otežavaju značajnije investicijske odluke u energetici, dok, s druge strane, EU agenda čistije 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 Bosni i Hercegovini te traži pravi balans u kontekstu "energetske trileme". Pokretanje pravih investicija, tržišnih i regulatornih reformi u svim segmentima energetike, podržanih s čvrstom i strukturiranom implementacijom od svih ključnih dionika, vrlo je važno za Bosnu i Hercegovinu.*

*Smjernice za Bosnu i Hercegovinu baziraju se na politikama održivog razvoja koje u balansu imaju tri aspekta: a) sigurnost snabdijevanja, b) konkurentnost cijena, c) politiku dekarbonizacije, odnosno čistije energije. Samo uz ciljanu efikasnost sektora i efikasno korištenje resursa Bosna i Hercegovina će u cijelosti omogućiti paralelnu konvergenciju preuzetim obavezama i politikama EU te pozicionirati energetiku kao motor stabilnosti i održivog razvoja ekonomije. Očekuje se da će sekundarni efekti dovesti do zapošljavanja, smanjenja javnog duga i povećanja konkurentnosti.*

*Cilj ovog dokumenta ("Okvirna energetska strategija Bosne i Hercegovine") jeste prioritizacija ključnih energetske strateških smjernica Bosne i Hercegovine 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, između ostalog, IPA i WBIF sredstava za energetiku u Bosni i Hercegovini, te i za privlačenje drugih investitora u energetska sektor.*

*Ovaj je dokument usaglašena verzija strateških smjernica s Radnom skupinom Bosne i Hercegovine, nastala kao rezultat saradnje mjerodavnih ministarstava, relevantnih institucija, istraživačkih centara, udruženja i socijalnih partnera te drugih dionika energetske sektora.*

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

## Sadržaj

1	PRISTUP I METODOLOGIJA .....	6
1.1	Dodjela institucionalnih nadležnosti u energetsom sektoru Bosne i Hercegovine .....	6
1.2	Ključne informacije te pristup izradi Okvirne energetske strategije .....	6
1.3	Metodologija izrade Okvirne energetske strategije .....	7
1.4	Podaci .....	8
2	SAŽETAK .....	9
2.1	Ulazne smjernice za izradu Okvirne energetske strategije .....	9
2.2	Sažetak vizije i prioriteta Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine .....	9
3	OPĆI PODACI I MAKROEKONOMSKA KRETANJA .....	12
3.1	Ustrojstvo i opći podaci .....	12
3.2	Makroekonomska kretanja .....	12
3.2.1	Bruto domaći proizvod .....	12
3.2.2	Nezaposlenost .....	14
3.2.3	Direktna strana ulaganja i investicijska klima .....	14
4	GLOBALNI ENERGETSKI TRENDOVI .....	17
4.1	Električna energija .....	17
4.1.1	Globalni trendovi .....	17
4.1.2	Evropski trendovi .....	18
4.1.3	Evropske energetske politike .....	20
4.1.4	Dosadašnji rast proizvodnje iz OIE .....	22
4.1.5	Budući scenariji razvoja instalirane snage iz OIE .....	22
4.1.6	Tehnologije obnovljivih izvora energije .....	24
4.1.7	Trendovi u segmentu veleprodaje i snabdijevanja električnom energijom .....	25
4.1.8	Utjecaj trendova na transformaciju sektora i nove poslovne modele .....	26
4.1.9	Ključne implikacije globalnih trendova na okvirnu energetska strategiju .....	29
4.2	Nafta i gas .....	30
4.2.1	Tržište sirove nafte .....	30
4.2.2	Tržište prirodnog gasa .....	32
4.2.3	Prerada sirove nafte .....	34
4.2.4	Trendovi ulaganja i poslovni modeli naftnih kompanija .....	35
4.2.5	Ključne implikacije globalnih trendova nafte i gasa na okvirnu energetska strategiju .....	37
5	ENERGETSKI SEKTOR BOSNE I HERCEGOVINE .....	38
5.1	Presjek regulatorno-institucionalnog okvira .....	38
5.1.1	Ugovor o osnivanju Energetske zajednice .....	38
5.1.2	Inicijativa West Balkan 6 (Zapadni Balkan 6) .....	42
5.1.3	Zakonodavni okvir energetskeg sektora .....	43
5.2	Elektroenergetski sektor .....	45
5.2.1	Struktura tržišta električne energije .....	45
5.2.2	Instalirana snaga i proizvodnja električne energije .....	46
5.2.3	Veleprodajno tržište .....	50
5.2.4	Prijenos električne energije .....	52
5.2.5	Distribucija i snabdijevanje .....	55
5.2.6	Cijene električne energije .....	59
5.2.7	Indikativni scenariji razvoja proizvodnog miksa u Bosni i Hercegovini .....	61
5.2.8	Razrada scenarija razvoja proizvodnog miksa Bosne i Hercegovine do 2035. godine .....	67
5.2.9	Regulatorni i institucionalni okvir .....	82
5.2.10	Strateške smjernice .....	88
5.3	Sektor uglja .....	89

5.3.1	Uvod.....	89
5.3.2	Rezerve uglja .....	90
5.3.3	Proizvodnja uglja i efikasnost rudnika .....	93
5.3.4	Scenariji razvoja sektora rudnika u Bosni i Hercegovini .....	99
5.3.5	Kumulativni efekti indikativnih scenarija razvoja TE sektora.....	101
5.3.6	Regulatorni i institucionalni okvir.....	102
5.3.7	Strateške smjernice .....	103
5.4	Obnovljivi izvori energije.....	104
5.4.1	Uvod.....	104
5.4.2	Učešće energije iz OIE u bruto finalnoj potrošnji.....	104
5.4.3	Regulatorni okvir.....	116
5.4.4	Strateške smjernice .....	120
5.5	Sektor nafte i naftnih derivata .....	121
5.5.1	Struktura naftnog tržišta u Bosni i Hercegovini.....	121
5.5.2	Istraživanje i proizvodnja ugljikovodika .....	121
5.5.3	Potrošnja naftnih derivata .....	123
5.5.4	Prerada naftnih derivata .....	127
5.5.5	Program obaveznih rezervi naftnih derivata .....	129
5.5.6	Tržište maloprodaje naftnih derivata .....	131
5.5.7	Regulatorni i institucionalni okvir.....	133
5.5.8	Strateške smjernice .....	138
5.6	Sektor gasa.....	139
5.6.1	Stanje i trendovi u sektoru gasa za širu regiju.....	139
5.6.2	Struktura tržišta gasa u Bosni i Hercegovini.....	142
5.6.3	Razvoj gasovodne infrastrukture u regiji i u Bosni i Hercegovini.....	147
5.6.4	Regulatorni i institucionalni okvir.....	151
5.6.5	Strateške smjernice .....	153
5.7	Toplinarstvo .....	155
5.7.1	Potrošnja i proizvodnja toplinske energije .....	155
5.7.2	Toplinarska preduzeća u Bosni i Hercegovini .....	157
5.7.3	Opcije razvoja sistema daljinskog grijanja.....	158
5.7.4	Ostali toplinski sistemi .....	163
5.7.5	Regulatorni i institucionalni okvir.....	164
5.7.6	Strateške smjernice .....	165
5.8	Energetska efikasnost.....	166
5.8.1	Evropske direktive i akcioni planovi .....	166
5.8.2	Ključni strateški elementi .....	168
5.8.3	Finalna potrošnja.....	168
5.8.4	Transformacija, prijenos i distribucija .....	171
5.8.5	Sistemi daljinskog grijanja .....	173
5.8.6	Međusektorske mjere .....	175
5.8.7	Regulatorni i institucionalni okvir.....	177
5.8.8	Strateške smjernice .....	179
5.9	Pregled ključnih koraka za kreiranje Strateške procjene utjecaja na okoliš.....	181
5.9.1	Ocjena potrebe i koraci kreiranja Strateške procjene utjecaja na okoliš .....	181
5.9.2	Indikativna područja i ciljevi .....	181
5.9.3	Sugerirane mjere zaštite okoliša u Okvirnoj energetske strategiji .....	182
6	INDIKATIVNA MAPA STRATEŠKIH SMJERNICA.....	183
6.1	Okvir transformacije energetskog sektora Bosne i Hercegovine .....	183
6.2	Indikativna mapa strateških smjernica .....	183
	Popis skraćenica .....	188

Popis slika .....	191
Popis tabela.....	194

# 1 PRISTUP I METODOLOGIJA

## 1.1 Dodjela institucionalnih nadležnosti u energetskom sektoru 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 Bosne i Hercegovine (BD BiH) kao zasebne upravne jedinice. Nadležne institucije u energetskom sektoru su:

- **Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa Bosne i Hercegovine (MVTEO)** je dio Vijeća ministara Bosne i Hercegovine, koje ostvaruje svoja prava i obavlja dužnosti kao organ državne vlasti. Kao što je navedeno u Zakonu o ministarstvima i drugim organima uprave Bosne i Hercegovine ("Službeni glasnik Bosne i Hercegovine", 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 Bosne i Hercegovine koji se odnose na definiranje politike, osnovnih principa, koordiniranje djelatnosti i usklađivanje planova entitetskih tijela vlasti i institucija na međunarodnom planu u području energetike. MVTEO ima i nadležnosti u oblasti koncesija za korištenje vodnih potencijala graničnih rijeka, kao i kada se koncesijsko dobro prostire na području oba entiteta. U MVTEO je organiziran 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;
- **Federalno ministarstvo energije, rudarstva i industrije (FMERI)**, u skladu s nadležnostima propisanim zakonom o federalnim ministarstvima i drugim organima uprave Federacije Bosne i Hercegovine ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", 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 Federacije Bosne i Hercegovine u oblastima industrije, energetike, rudarstva, geoloških istraživanja i poduzetništva. U okviru FMERI organizirani su Sektor energije i Sektor rudarstva. Dodatno, kantoni u Federaciji Bosne i Hercegovine 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;
- **Ministarstvo industrije, energetike i rudarstva Republike Srpske (MIER)** ima ovlasti propisane Zakonom o republičkoj upravi Republike Srpske ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 118/2008, 11/2009, 74/2010, 86/2010 - ispr., 24/2012, 121/2012, 15/2016 i 57/2016) koje, između ostalog, uključuju vođenje energetske politike generalno, planiranje i vođenje energetske strategije, energetsko bilansiranje i dugoročno planiranje, dodjelu koncesija za istraživanje, gradnju i eksploataciju energetskih objekata, geološka istraživanja i eksploataciju prirodnih i tehnogenih mineralnih sirovina, nadzor nad radom javnih preduzeća i ostalih preduzeća s većinskim državnim vlasništvom iz resorne nadležnosti, učešće u izradi i donošenje tehničkih propisa iz resornih nadležnosti i njihovo usklađivanje sa zakonodavstvom EU te druge poslove iz oblasti industrije, energetike, rudarstva i geologije. U okviru MIER, organizirani su Resor za elektroenergetiku, Resor za energente i Resor za rudarstvo i geologiju.

## 1.2 Ključne informacije te pristup izradi Okvirne energetske strategije

Izrada Okvirne energetske strategije dio je projekta koji finansira Odjel za međunarodni razvoj (DFID) Vlade Velike Britanije, a predvodi ga PricewaterhouseCoopers, u saradnji s ostalim partnerima. Krajnji je cilj projekta izrada Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine na osnovu ažurirane Energetske strategije Republike Srpske, Okvirne energetske strategije Federacije Bosne i Hercegovine te Brčko distrikta Bosne i Hercegovine (u sklopu Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine).

U okviru projekta uradit će se:

- **strateška analiza postojećeg stanja energetskog tržišta;**
- **ažuriranje postojeće energetske strategije Republike Srpske kroz dokument Energetske strategije Republike Srpske;**
- **izrada energetske strategije Federacije Bosne i Hercegovine kroz dokument Okvirne energetske strategije Federacije Bosne i Hercegovine;**
- **izrada energetske strategije Brčko distrikta Bosne i Hercegovine kroz dokument Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine,**
- **metodološko usklađenje Entitetskih dokumenata te izrada Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine.**

Vremenski okvir za izradu Nacrta strateških dokumenata je pet mjeseci. U proces izrade Okvirne energetske strategije uključene su radne skupine na svim nivoima, 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), a nivo Brčko distrikta Bosne i Hercegovine predstavlja radna skupina koju predvodi JP "Komunalno Brčko" d.o.o.

Tokom 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 Bosne i Hercegovine te

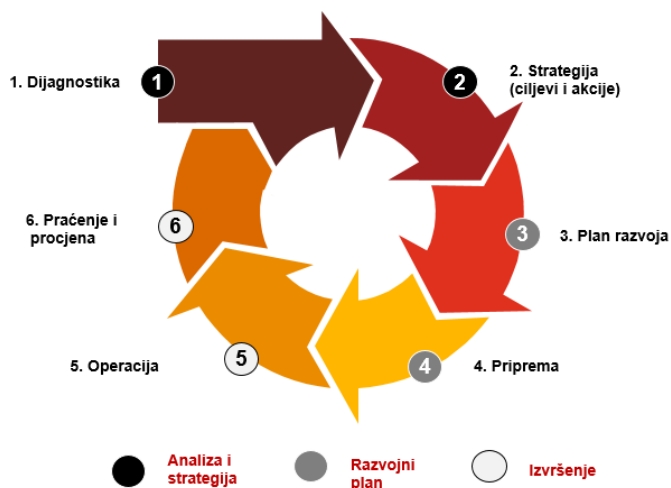
predstavnicima donatora (Britanska ambasada u Bosni i Hercegovini) i drugih zainteresiranih strana poput Delegacije EU u Bosni i Hercegovini.

### 1.3 Metodologija izrade Okvirne energetske strategije

Cilj Okvirne energetske strategije (OES) jeste identifikacija ključnih prioriteta potrebnih za razvoj energetskog sistema u Bosni i Hercegovini.

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

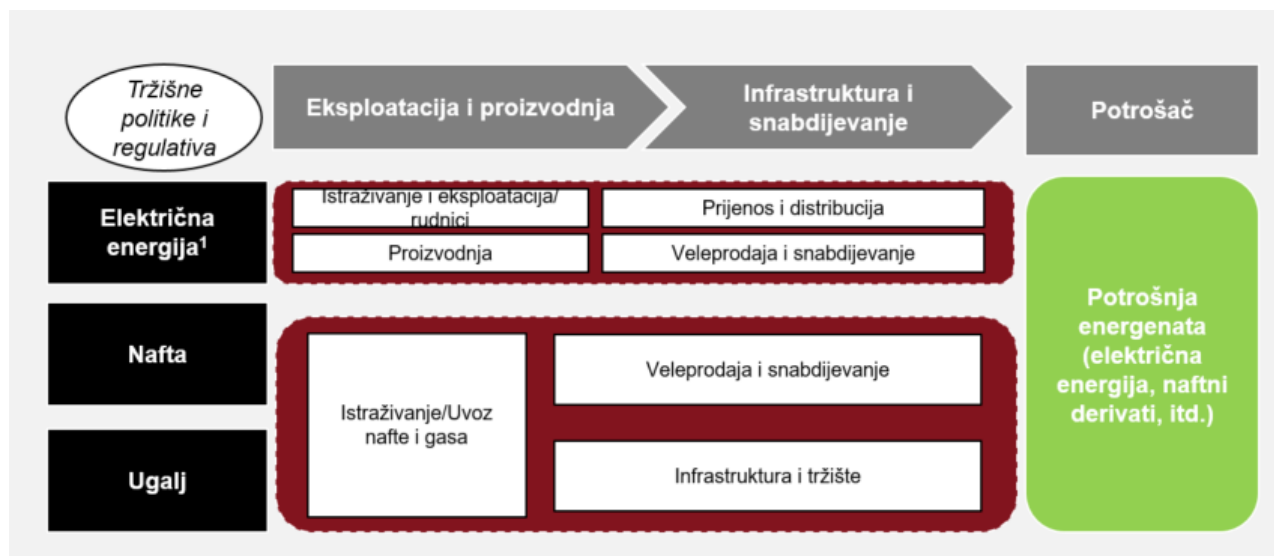
- Dijagnostika:** strateška analiza na temelju koje je napravljen presjek trenutnog stanja i jasno razumijevanje trenutne situacije energetskog sektora na nivou entiteta i na nivou Bosne i Hercegovine. Ovaj zadatak sastojao se od aktivnosti prikupljanja podataka, razgovora s ključnim dionicima, analize šireg regionalnog i evropskog 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, plin, 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 tokom faze dijagnostike, te u skladu s tim daje osvrt na ključne teme. Cilj je ovog zadatka identifikacija ključnih strateških prioriteta i opcija kao podloga za daljnje odlučivanje i implementaciju energetske politike na nivou entiteta i na nivou Bosne i Hercegovine koja čini jednu od ključnih sastavnica Okvirne energetske strategije na nivou Bosne i Hercegovine.
- 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 projekt i planiranje).
- Provođenje:** primjena programa definiranog na programskim nivoima.
- Praćenje i procjena:** praćenje rezultata i utjecaja programa i poređenje sa strateškim ciljevima definiranim tokom planiranja.

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

- Faza 1 – Dijagnostika,**
- Faza 2 – Izrada Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine.**

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 energetskog tržišta i lanca vrijednosti**



Napomena: 1) Uključeni su i podsektori

Izvor: Analiza Projektnog tima

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

U dijelu dokumenta koji se odnosi na segment električne energije obrađeni su evropski 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 jedne od temeljnih principa i obaveza energetske politike EU, 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, te 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, evropske 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

Tokom izrade Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine koristili su se:

- 1) javno dostupni podaci (npr. podaci zavoda za statistiku na nivou entiteta, Bosne i Hercegovine te EU, internetske stranice institucija i privrednih subjekata, regulatorni izvještaji, finansijski i revizorski izvještaji, globalne energetske baze podataka itd.);
- 2) dostavljeni podaci od radnih skupina na nivou Bosne i Hercegovine i na entitetskim nivoima, uključujući i rezultate operativnih i strateških radionica;
- 3) analize i baze podataka Projektnog tima.

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



## 2 SAŽETAK

### 2.1 Ulazne smjernice za izradu Okvirne energetske strategije

U periodu ekonomske nesigurnosti značajni resursi i fokus trebaju biti usmjereni na identifikaciju izvora i omogućavanje **održivog rasta**. To je moguće jedino uz jasno definirane prioritete, fokus na efikasnosti i razvoj te dosljednu implementaciju. Cilj koherentnosti strateških ciljeva i provedbe jeste efikasno korištenje (oskudnih) resursa, kako finansijskih tako i stručnih (ljudskih) te prirodnih. U skladu s navedenim, energetska sistem Bosne i Hercegovine može i mora nositi ključnu ulogu u unapređenju ukupne ekonomije. Za suočavanje s 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 Bosne i Hercegovine u cijelosti, jedan od prioriteta ugrađenih u cjelokupnu sektorsku strategiju mora biti **konkurentna** energetika, koja u znatnoj mjeri čuva standard građana te pozitivno utječe na konkurentnost drugih privrednih grana. Tu se javljaju dva ključna izazova: potreba za restrukturiranjem ključnih dijelova sektora, kao preduvjet za stvaranje veće vrijednosti za krajnje korisnike, te pronalazak novih vrijednosti putem razvoja novih poslovnih modela.

Protekli period pokazao je da proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini 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 evropskih tržišta, možemo konstatirati da sigurnost snabdijevanja nije znatno narušena ni u scenariju manjeg deficita. Iako aspiracije za period do 2035. godine stavljaju sigurnost snabdijevanja visoko na ljestvicu prioriteta, tom je cilju potrebno pristupiti vrlo oprezno, uzevši u obzir negativna iskustva nekih evropskih zemalja u scenarijima prekapacitiranosti te evropske energetske trendove.

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

### 2.2 Sažetak vizije i prioriteta Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine

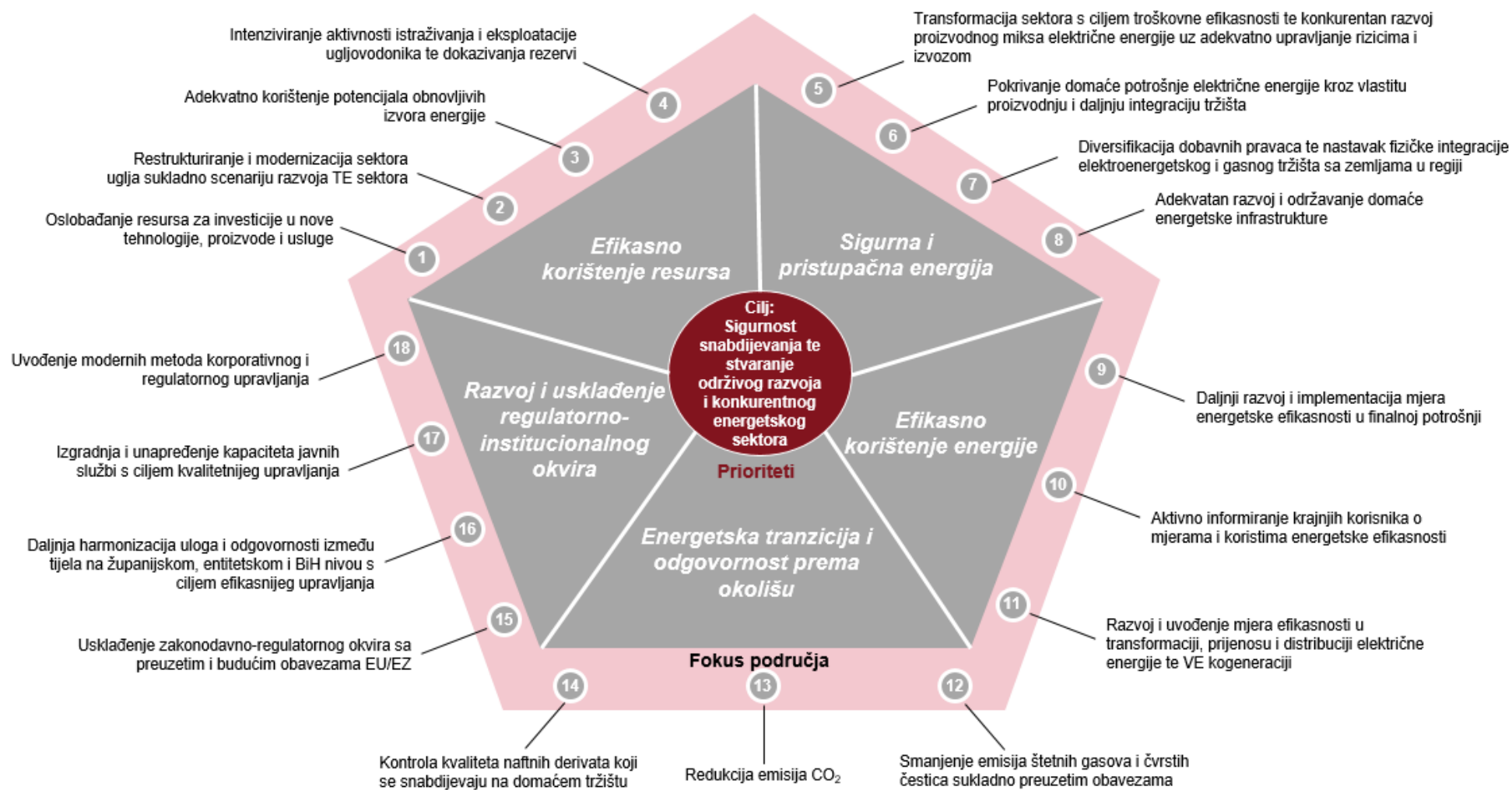
Dugoročna vizija energetike u Bosni i Hercegovini jeste stvaranje konkurentnog i dugoročno održivog energetskeg sistema, imajući u vidu aspekt sigurnosti snabdijevanja. Navedenu viziju potrebno je realizirati u okvirima dostupnih kapaciteta, resursa i adekvatne dinamike. Jasan smjer razvoja energetike važan je preduvjet za jačanje investicijskih aktivnosti u energetiku, što će posljedično dovesti i do rasta investicijskih aktivnosti i u drugim, povezanim privrednim granama te imati širi pozitivan efekt na cjelokupnu ekonomiju. S namjerom postizanja navedene vizije, te ujedno i cilja, definirano je pet ključnih prioriteta te povezanih fokusnih područja.

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

Prirodni potencijali u segmentu nafte i gasa danas su potpuno neiskorišteni, stoga bi nastavak istraživanja radnji s ciljem dokazivanja komercijalnih rezervi te potencijalnom eksploatacijom svakako doprinio današnjem bilansu. S druge strane, buduća snažnija orijentacija prema čistijoj energiji, koja je danas bazirana dominantno na hidroenergetskim potencijalima, zahtijeva dobro upravljanje prirodnim potencijalima. To podrazumijeva identifikaciju i mapiranje prirodnih resursa i kapaciteta u svim segmentima obnovljivih izvora energije te procjenu mogućnosti 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 uvjete koji će potaknuti njihovo korištenje. Isto pravilo vrijedi i za ostatak energetskeg sektora, u kojem digitalizacija, nove tehnologije i IT sistemi omogućavaju smanjenje troškova, kvalitetniji rad te nove poslovne modele.

**Sigurna i pristupačna energija** – dvije izuzetno važne komponente tzv. energetske trileme u kontekstu ekonomske situacije i geopolitičke pozicije Bosne i Hercegovine. Kada govorimo o energetskeg sigurnosti, važno je razumjeti da Bosna i Hercegovina danas ne može samostalno postići energetskeg 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 s privrednim subjektima koji snabdijevaju domaće tržište. U segmentu nafte i naftnih derivata potrebno je uspostaviti sistem obaveznih rezervi. Ne smije se zanemariti ni adekvatno upravljanje vlastitom energetskeg infrastrukturom s ciljem unapređenja kvaliteta i sigurnosti snabdijevanja. Kada govorimo o električnoj energiji, onda u kontekstu Bosne i Hercegovine govorimo o relativno visokom stepenu sigurnosti snabdijevanja koji je potrebno održavati i u narednom periodu, balansirajući visok udio vlastite proizvodnje, integraciju s regionalnim tržištima, trendove energetske efikasnosti i decentralizirane proizvodnje te ciljeve konkurentnosti čistije energije.

Slika 2.2.1 Ilustrativan prikaz strateških prioriteta Bosne i Hercegovine



Izvori: Analiza Projektnog tima, Radna skupina Bosne i Hercegovine

Proizvodni miks Bosne i Hercegovine je relativno cjenovno konkurentan. Međutim, u narednom se periodu mogu očekivati daljnji cjenovni pritisci (cijena proizvodnje uglja, ETS /engl. *Emission trading system* – sistem trgovanja emisijama/, deregulacija proizvodne cijene itd.), koji bi mogli negativno utjecati na konkurentnost. Uz to, potencijalno snažno planiranje izgradnje (termo)kapaciteta u današnjim uvjetima cijena i EU politika podiže rizik rasta fiksnih troškova i potencijalnog pada iskorištenosti elektrana, što bi stvorilo dodatni pritisak na cjenovnu konkurentnost. Stoga je razvoj proizvodnog portfelja potrebno je uskladiti s ekonomskim mogućnostima te tržišnim i regionalnim kontekstom. Procese prilagodbe na novu tržišnu realnost potrebno je pokrenuti na vrijeme, putem sveobuhvatne transformacije energetskog sektora i njenih ključnih dionika, a s ciljem postizanja efikasnosti te oslobađanja resursa za ulaganja u nove tržišne segmente i izgradnju modernih kompetencija. Zadržavanje prosječne proizvodne cijene na nivoima današnje cijene HUPX-a u dugom roku smatralo bi se dobrim rezultatom, imajući u vidu sve pritiske.

Uz velike investicijske projekte, Bosna i Hercegovina ima solidan hidroenergetski potencijal te priliku izgradnje drugih OIE projekata, čime se može stvoriti pozitivan multiplikatorski efekt na ekonomiju te potaknuti manje i srednje poduzetništvo. U tom kontekstu važno je 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 ishoda dozvola za gradnju i eksploataciju OIE.

**Efikasno korištenje energije** – Ključni elementi strategije za energetske efikasnost predloženi su po uzoru na dugoročnu viziju EU zemalja te na način da usklade realne interese Bosne i Hercegovine i zahtjeve Direktive 2012/27/EU. Tri su ključne strateške poluge za postizanje ciljeva energetske efikasnosti, odnosno ušteda u intervalu 45,15 – 56,02 PJ (1,08 – 1,34 Mtoe), zavisno od odabranog scenarija do 2035. godine, što je detaljnije razrađeno u poglavlju energetske efikasnosti. Poluge se odnose na uštede u finalnoj potrošnji, uštede u procesu transformacije, prijenosa i distribucije električne energije, gasa i toplinske energije (učinak na primarnu potrošnju) te stvaranjem uvjeta za visokoefikasnu kogeneraciju te promocijom i ekspanzijom efikasnih sistema daljinskog grijanja. Osim navedenih elemenata, bitno je poboljšati zakonski i regulatorni okvir za energetske efikasnost, definirati finansijske mjere i institucionalni okvir za implementaciju, ali i provoditi info kampanje, edukacije i osposobljavanja.

**Energetska tranzicija i odgovornost prema okolišu** – Ciljevi postizanja čistije energije i smanjenje negativnih utjecaja na okoliš visoko su na agendi Bosne i Hercegovine, koja je usvojila te kontinuirano implementira razne inicijative koje su direktno i indirektno povezane s očuvanjem okoliša. Konkretno, Bosna i Hercegovina je preuzela obavezu da do 2028. godine smanji SO<sub>2</sub> za 95%, NO<sub>x</sub> za 62% i čvrstih čestica za 88% 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 40%. Što se tiče potrošnje, u izradi su i mjere energetske efikasnosti. Navedene inicijative iziskuju snažne investicijske zahvate, što sa strateškim ciljem sigurnosti snabdijevanja električnom energijom povećava kompleksnost tranzicije sektora. Za uspješnu energetske tranziciju potrebno je sistematično i dosljedno provoditi mjere očuvanja okoliša i racionalnijeg korištenja resursa. Konkretno, potrebno je uvođenje mehanizama redovne kontrole i praćenje ostvarenja pojedinih ciljeva. Osim već definiranih inicijativa i akcionih planova Bosne i Hercegovine, potrebno je u vidu imati daljnje trendove u Evropskoj uniji koji se već provode a koji će posljedično obuhvatiti Bosnu i Hercegovinu. U skladu s tim, potrebno je konvergirati prema INDC scenarijima za redukciju emisija CO<sub>2</sub> postavljenim na nivou Bosne i Hercegovine, u odnosu na 1990. godinu, uz kontinuiranu reviziju ciljeva u skladu s budućim EU politikama, te se pripremati za ulazak u sistem trgovanja emisijama CO<sub>2</sub>, koje će troškovno dodatno opteretiti termosektor u budućem periodu. Nastavno za termosektor, EU je odobrila nove, strožije standarde smanjenja emisija LCP BREF u 2017. godini, koje će također biti potrebno uzeti u obzir kod strateškog planiranja proizvodnog miksa. U segmentu naftnih derivata, potrebno je kontinuirano osiguravati kvalitet uvoznih proizvoda koji se plasiraju na tržište. Energetska tranzicija Bosne i Hercegovine, 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 sljedeći korak svakako se predlaže izrada analiza strateškog utjecaja na okoliš (SEA) te strategije zaštite okoliša i prirode, koja će adekvatno pratiti i energetske strategiju.

**Razvoj i usklađenje regulatorno-institucionalnog okvira** – Usklađivanje zakonodavstva s pravnom stečevinom Evropske unije kompleksan je zadatak, s obzirom na to da podrazumijeva obimne i suštinske promjene te sveobuhvatnu reformu energetskog sektora. Osnovni strateški cilj jeste ubrzano usklađivanje zakonodavstva s *acquisom*, odnosno transponiranje i implementacija obaveza preuzetih Ugovorom o uspostavi Energetske zajednice. Cilj Bosne i Hercegovine jeste usklađivanje energetskog sektora s Trećim energetske 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 energetski sektor zahtijeva da svi njegovi dionici aktivno doprinosu u njegovom razvoju. Javne službe postavljanjem transparentnog i učinkovitog zakonskog okvira te praćenjem njegove implementacije, a regulatori transparentnom primjenom poticajnih regulatornih mehanizama, koji će adekvatnom dinamikom poticati regulirane privredne subjekte da unapređuju svoje poslovanje. Vrlo je važno i postavljanje novih standarda kulture upravljanja prema ciljevima koji se trebaju transponirati na javne privredne subjekte. Javne institucije moraju biti adekvatno kapacitirane i moraju kontinuirano graditi svoje kompetencije kako bi se mogao 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 osnovna makroekonomska kretanja. Makroekonomski podaci važan su element u izradi strateških dokumenata, u kontekstu razvoja ekonomije i ekonomskog standarda te budućih ekonomskih kretanja koja imaju snažnu korelaciju sa sektorom energetike. Bosna i Hercegovina sastoji se od entiteta Federacije Bosne i Hercegovine (50,95% teritorija) i Republike Srpske (48,09% teritorija) te Brčko distrikta Bosne i Hercegovine (0,96% teritorija). Federacija Bosne i Hercegovine i Republika Srpska su entiteti koji imaju vlastite ustave, u saglasnosti s Ustavom Bosne i Hercegovine.

Tabela 3.1.1 Osnovne informacije

	FBiH	RS	BD BiH
<b>Površina (km<sup>2</sup>)</b>	26.109,7	24.641	493
<b>Stanovništvo</b>	2.334.348	1.415.776	93.028
<b>Uređenje</b>	10 kantona 79 općina	64 jedinice lokalne samouprave (7 gradova i 57 općina)	Jedinica lokalne samouprave

Izvor: Web-stranica, Federalni zavod za statistiku, Republički zavod za statistiku Republike Srpske

Federacija Bosne i Hercegovine je entitet koji se dijeli na deset kantona (Unsko-sanski, Posavski, Tuzlanski, Zeničko-dobojski, Bosansko-podrinjski, Srednjobosanski, Hercegovačko-neretvanski, Zapadnohercegovački, Kanton Sarajevo i Kanton 10), koji se dalje administrativno dijele na sedamdeset devet općina. Zakonodavnu vlast u Federaciji Bosne i Hercegovine čini Parlament Federacije Bosne i Hercegovine, koji se sastoji od Predstavničkog/Zastupničkog doma i Doma naroda. Izvršnu vlast vrše predsjednik i dva potpredsjednika Federacije Bosne i Hercegovine, kao i Vlada Federacije Bosne i Hercegovine. Glavni grad je Sarajevo.

U Republici Srpskoj zakonodavnu vlast vrše Narodna skupština Republike Srpske i Vijeće naroda. Zakoni i drugi propisi koje izglasa Narodna skupština, a koji se tiču pitanja vitalnog nacionalnog interesa bilo kojeg od konstitutivnih naroda stupaju na snagu tek nakon usvajanja u Vijeću naroda. Republiku Srpsku predstavlja i njeno državno jedinstvo izražava predsjednik Republike, dok izvršnu vlast vrši Vlada. Sudska vlast pripada sudovima. Zaštitu ustavnosti i zakonodavnosti osigurava Ustavni sud. Kulturni i administrativni centar Republike Srpske je Banja Luka.

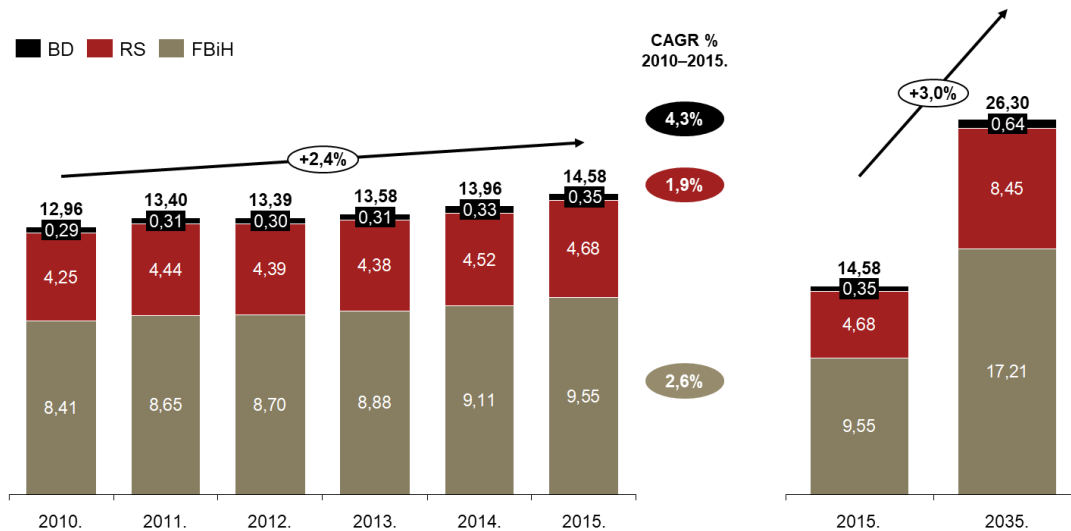
Brčko distrikt Bosne i Hercegovine ima svoju multietničku vladu, s izabranom skupštinom, izvršnim odborom, sudstvom i policijskim snagama.

### 3.2 Makroekonomska kretanja

#### 3.2.1 Bruto domaći proizvod

Kao glavni makroekonomski pokazatelj razvijenosti neke zemlje uzima se bruto domaći proizvod (BDP). Slika 3.2.1 Historijsko kretanje i procjena stope rasta BDP-a u milijardama eura, 2010–2035. prikazuje kretanje BDP-a u tekućim cijenama u Bosni i Hercegovini, izraženo u milijardama eura, s podjelom po entitetima i Brčko distriktu Bosne i Hercegovine. BDP Bosne i Hercegovine je u periodu od 2010. do 2015. godine ostvarivao stabilan rast od 2,4% godišnje. U 2015. godini BDP Bosne i Hercegovine iznosio je 14,6 milijardi eura, od čega za Federaciju Bosne i Hercegovine 9,55 milijardi eura, za Republiku Srpsku 4,68 milijardi eura te za Brčko distrikt Bosne i Hercegovine 0,37 milijardi eura. Napravljena je i bazna procjena rasta BDP-a Bosne i Hercegovine do 2035. godine. Rezultati procjene razvoja BDP-a do 2035. godine za Bosnu i Hercegovinu ukazuju na prosječnu godišnju stopu rasta od 3% u baznom scenariju, što bi dovelo do iznosa BDP-a od 26,3 milijarde eura.

Slika 3.2.1 Historijsko kretanje i procjena stope rasta BDP-a u milijardama eura, 2010–2035.



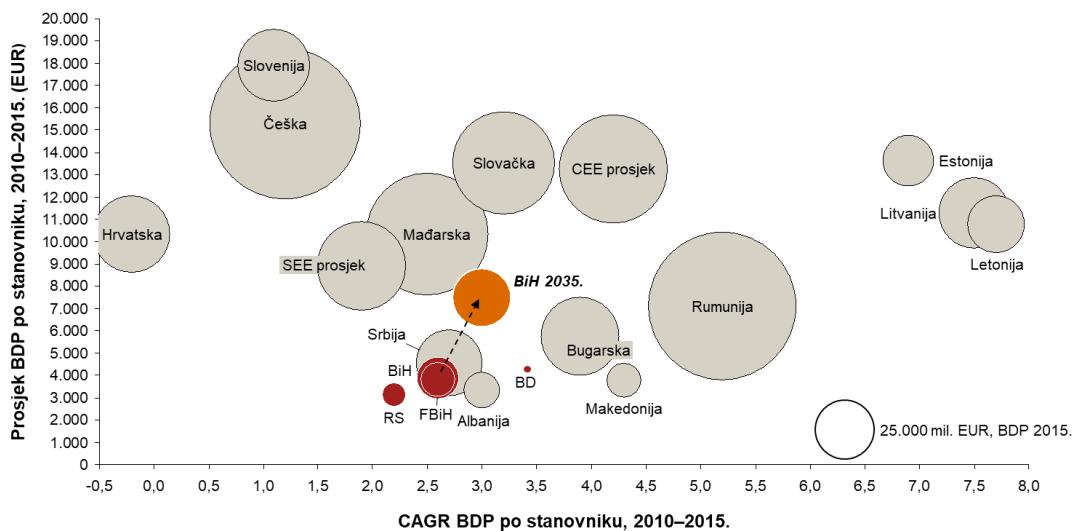
Napomena: Prognoza do 2035. godine je konsenzus dugoročne stope rasta BDP-a BiH prema Oxford Economics, Economist intelligence unit, Dun & Bradstreet.

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

BDP po stanovniku 2015. godine u Bosni i Hercegovini iznosio je 4,2 hiljade eura, a u periodu od 2010. do 2015. godine zabilježen je rast od prosječno 2,6% godišnje. Federacija Bosne i Hercegovine je za isti period imala jednaku prosječnu stopu rasta, Brčko distrikt Bosne i Hercegovine ostvarivao je rast prosječnom godišnjom stopom od 4,3%, a Republika Srpska od 1,9%.

U poređenju s ekonomijama Jugoistočne Evrope, Bosna i Hercegovina ima niži BDP po stanovniku te će joj trebati veći rast od 3% godišnje kako bi do 2035. godine dosegla današnji standard regije Jugoistočne Evrope (JIE).

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



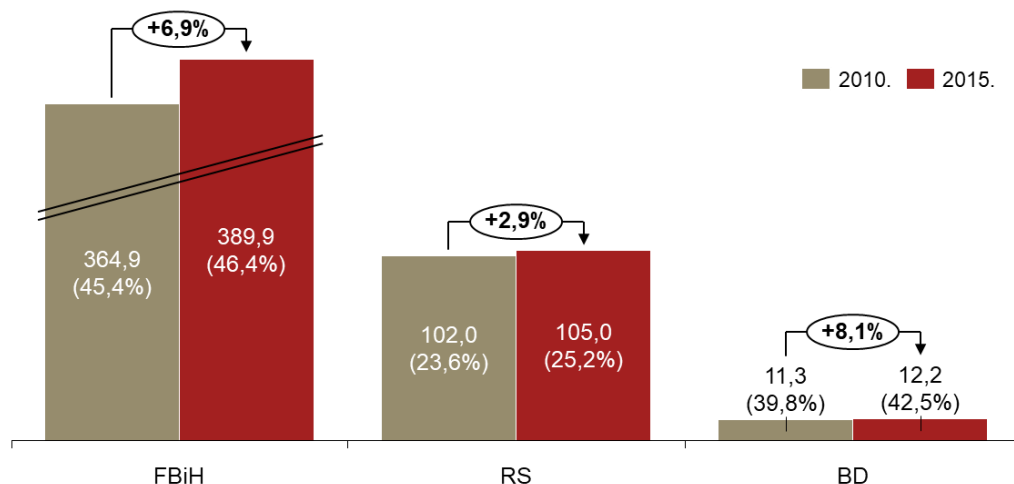
Napomena: Prognoza do 2035. godine je konsenzus dugoročne stope rasta BDP-a Bosne i Hercegovine prema Oxford Economics, Economist intelligence unit, Dun & Bradstreet.

Izvor: Federalni zavod za statistiku Federacije Bosne i Hercegovine – BDP u 2015, proizvodni princip, Godišnjak Republike Srpske 2016. – BDP, Nacionalni račun za BDP za Brčko distrikt Bosne i Hercegovine 2015, Eurostat, analiza Projektnog tima

### 3.2.2 Nezaposlenost

Analizirani su podaci o nezaposlenosti na nivou oba entiteta i Brčko distrikta Bosne i Hercegovine, za period od 2010. do 2015. godine. Stopa nezaposlenosti na nivou Bosne i Hercegovine je, po ILO definiciji, relativno visoka, otprilike 27%, i kontinuirano raste, što predstavlja veliki izazov za ekonomiju i prosperitet zemlje, s obzirom na to da nezaposlenost predstavlja gubitak vrijednog resursa. Osim ekonomski, visoka nezaposlenost je i društveni problem (Slika 3.2.3). U 2010. godini broj nezaposlenih na nivou Bosne i Hercegovine iznosio je 478,2 hiljada, dok je u 2015. godini narastao na otprilike 507 hiljada.

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



Napomena: Stopa nezaposlenosti = broj nezaposlenih/radno sposobno stanovništvo

Izvori: "Makroekonomski pokazatelji po kantonima FBiH 2015", Statistički godišnjak Republike Srpske, drugo izmijenjeno izdanje, 2016, Bilten – statistički podaci Brčko distrikt Bosne i Hercegovine 2015, BHAS

Stopa nezaposlenosti je znatno veća u Federaciji Bosne i Hercegovine nego na nivou Bosne i Hercegovine. U 2010. godini nezaposlenost je iznosila 45,4%, s ukupno 364,9 hiljada nezaposlenih osoba. U 2015. godini broj nezaposlenih se povećao na 390 hiljada, te je tada stopa nezaposlenosti iznosila 46,4%. U 2010. godini u Republici Srpskoj je bilo 102 hiljade nezaposlenih, a u 2015. broj nezaposlenih narastao je na 105 hiljada. Dakle, stopa registrirane nezaposlenosti povećala se s 23,6% u 2010. na 25,2% u 2015. godini, što je i dalje znatno niža stopa nezaposlenost od stope u Bosni i Hercegovini. U Brčko distriktu Bosne i Hercegovine broj nezaposlenih se sa 11,3 hiljade u 2010. godini povećao na 12,2 hiljade u 2015. godini. Prema tome, registrirane stope nezaposlenosti bile su 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 (engl. *Foreign Direct Investment – FDI*), pogotovo za zemlje u tranziciji kao što je Bosna i Hercegovina.

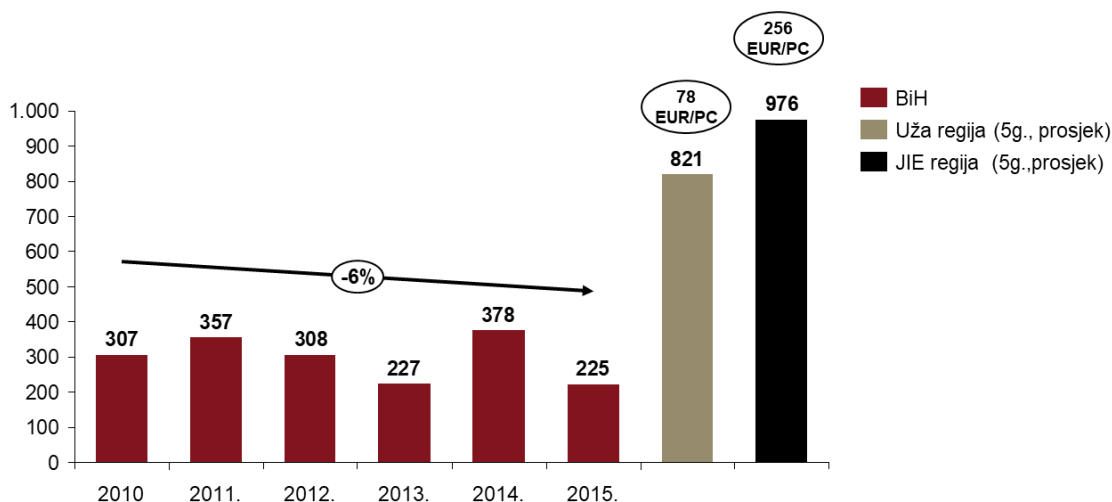
Zbog ograničenog internog finansijskog i investicijskog kapaciteta, interes svih zemalja u razvoju je i postizanje povoljnije investicijske klime te boljih uvjeta poslovanja, budući da direktna strana ulaganja imaju pozitivan utjecaj na opravak i razvoj slabijih ekonomija.

Direktna strana ulaganja svakako pozitivno utječu na ekonomski rast, kao i na rast produktivnosti, iz razloga što strana ulaganja osim kapitala 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 periodu od 2010. do 2015. godine. Vidljivo je da se iznosi ulaganja kreću između 300 i 400 miliona eura godišnje, izuzev u 2013. i 2015. godini, kada su ulaganja bila dosta niža.

U poređenju s drugim zemljama regije, vidljivo je da su ulaganja u Bosnu i Hercegovinu još uvijek znatno niža.

Slika 3.2.4 Prosječna godišnja direktna strana ulaganja u milionima eura, 2010–2015.

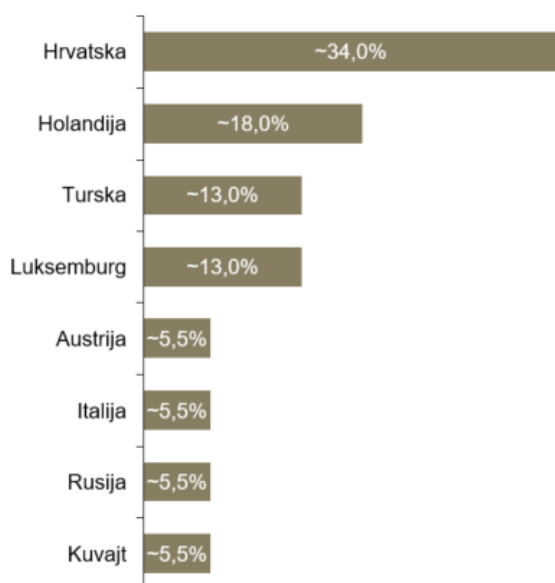


Napomena: Uža regija podrazumijeva sljedeće države: Hrvatsku, Srbiju, Crnu Goru, Makedoniju, Sloveniju; JIE regiju čine Albanija, Bosna i Hercegovina, Bugarska, Hrvatska, Crna Gora, Grčka, Makedonija, Moldavija, Rumunija, Srbija, Slovenija

Izvori: World Investment Report 2016, IBRD – Doing Business 2017, analiza Projektnog tima

Prosjek direktnih stranih ulaganja u zemlje bivše Jugoslavije (Bosna i Hercegovina, Hrvatska, Srbija, Crna Gora, Makedonija, Slovenija) za period od 2010. do 2015. godine iznosi 821 milion eura, a za JIE regiju (Albanija, Bosna i Hercegovina, Bugarska, Hrvatska, Crna Gora, Grčka, Makedonija, Moldavija, Rumunija, Srbija, Slovenija) iznosi 976 miliona eura. Od stranih ulagača u Bosnu i Hercegovinu u 2015. godini najviše su uložile Hrvatska i Holandija, s udjelom od preko 50% u ukupnim stranim ulaganjima.

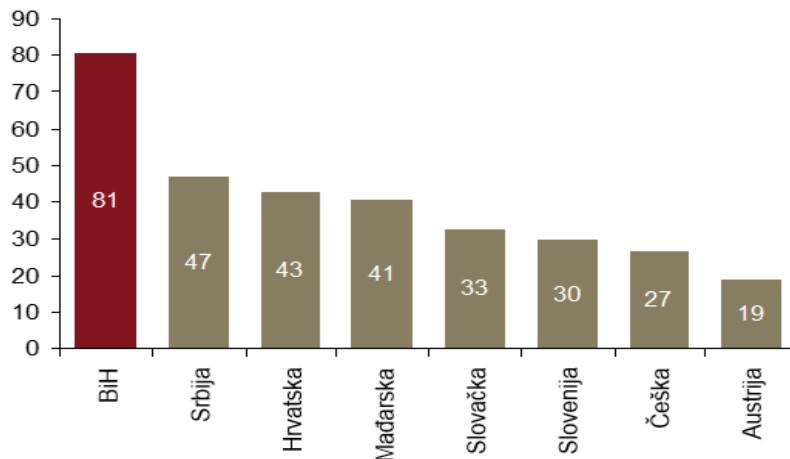
**Slika 3.2.5 Struktura zemalja koje su ulagale u Bosnu i Hercegovinu, 2015. godina**



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

Prema dokumentu “Doing Business 2017”, Međunarodne banke za obnovu i razvoj (engl. *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, stjecanje 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 znatno manja nego u drugim zemljama regije, a jedan od uzroka je i manje povoljna investicijska klima te administrativno-pravne barijere. U tabeli su navedene i opisane glavne barijere investiranja u sektor energetike u Bosni i Hercegovini te strateške smjernice za poboljšanje (Tabela 3.2.1).

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

Barijera	Situacija	Strateška smjernica
<b>Transparentnost procesa</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kompleksnost i netransparentnost procesa ishođenja potrebnih dozvola i odobrenja</li> <li>Investitori nisu u mogućnosti dobiti brzu i kvalitetnu informaciju, posebice na stranom jeziku</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Definirati jednostavniji proces ishođenja dozvola s ciljem olakšavanja procesa investitorima</li> </ul>
<b>Neusklađen i nedovoljno razvijen zakonodavni okvir</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Različita primjena zakona na različitim nivoima</li> <li>Postupak dodjeljivanja statusa "općeg (javnog) interesa" nije harmoniziran na nivou Bosne i Hercegovine</li> <li>Niska usklađenost procedura koje omogućuju prava na korištenje/gradnju na zemljištu na međuentitetskim nivoima</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Unaprijediti zakone na svim nivoima te harmonizirati procedure koje olakšavaju mogućnost prava na korištenje zemljišta ili gradnju na njemu u Bosni i Hercegovini</li> </ul>
<b>Potrebna dokumentacija i trajanje postupka</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Za izgradnju jednog objekta potrebno je nabaviti više od pedeset dozvola</li> <li>Nedovoljni kapaciteti u institucijama nadležnim za dobivanje dozvola utječu na trajanje postupka</li> <li>Ponekad trajanje ishođenja sljedećeg odobrenja traje duže od roka važenja prethodnog</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Smanjiti kompleksnost procesa te unaprijediti efikasnost rada institucija</li> <li>Nakon toga procijeniti potrebu za daljnjom izgradnjom kapaciteta</li> <li>Produžiti rok važenja pojedinog odobrenja (dokumenta) kako bi se u toku važećeg moglo ishoditi sljedeće</li> </ul>
<b>Koncesije i naknade</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>U Bosni i Hercegovini postoji četrnaest zakona o koncesijama, koji su uglavnom neusklađeni i proturječni, te postoji prostor za snažniju saradnju između institucija BiH i entiteta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Uskladiti zakone o koncesijama te unaprijediti saradnju između institucija BiH i entiteta</li> </ul>

Izvor: USAID Nacrt Izvještaja o režimu ishođenja dozvola i preprekama za ulaganje u energetske infrastrukturne projekte u Bosni i Hercegovini, 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 čistije energije te rapidnim razvojem novih tehnologija, koje postaju komercijalno sve dostupnije. Ipak, sami trendovi razvijenih zemalja znatno se razlikuju od trendova zemalja u razvoju, koje su glavni nositelji rasta.

#### 4.1.1 Globalni trendovi

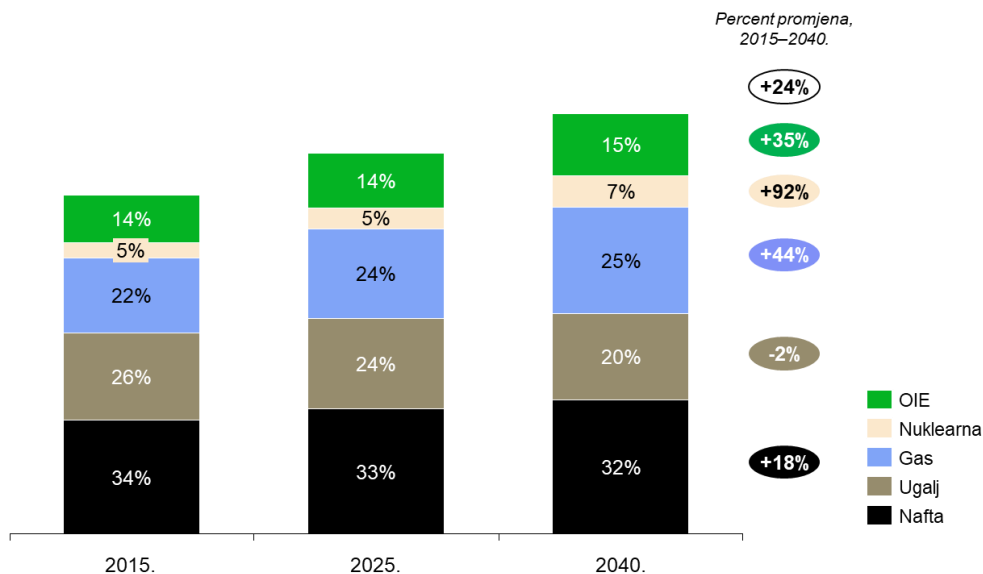
Predviđa se da će globalna potražnja za primarnom energijom do 2040. godine porasti za 24% u odnosu na 2015. godinu. Važno je napomenuti da će rast potražnje dolaziti primarno iz Kine i Indije te zemalja u razvoju, čija industrijalizacija i brzo rastuće ekonomije stvaraju novu potražnju.

U kontekstu same strukture potražnje na globalnom nivou očit je trend smanjenja udjela nafte i uglja, koji će sa 60% učešća u 2015. godini pasti 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 petrohemijskoj industriji. Unatoč tome što će konvencionalna vozila i dalje biti najzastupljenija, zbog raznih sistema poticaja, očekuje se da će električna i hibridna vozila u budućnosti činiti 15% do 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.



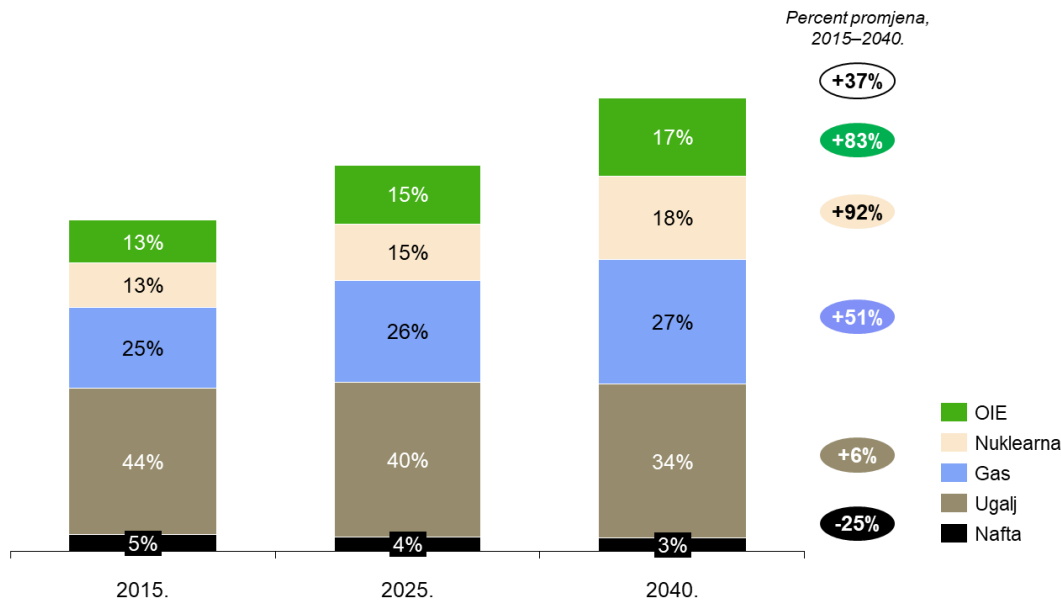
Izvor: ExxonMobil, analiza Projektnog tima

Trendovi u globalnoj strukturi proizvodnog miksa su konzistentni.

Prirodni gas će u narednih desetak godina dominirati u ukupnom rastu ponude, te će istisnuti uglj kao drugo najkorištenije gorivo. Pretpostavlja se da će do 2040. godine nuklearna energija i OIE pokriti otprilike 22% globalnog snabdijevanja energijom, slično kao i prirodni gas, dok će ostatak pokriti nafta i uglj. Globalnu strukturu miksa karakterizira snažna uloga gasa u budućnosti. Stoga je potrebno uzeti u obzir važnost gasa i za Bosnu i Hercegovinu te stvaranje uvjeta kroz modernizaciju i izgradnju gasovoda, kao i nastavak harmonizacije tržišnog i regulatornog okvira u skladu s 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.



Izvor: ExxonMobil, analiza Projektnog tima

Kada se odmaknemo od globalne slike te fokus stavimo na razvijene zemlje, tada je trend rasta potražnje za energijom i proizvodnje energije suprotan.

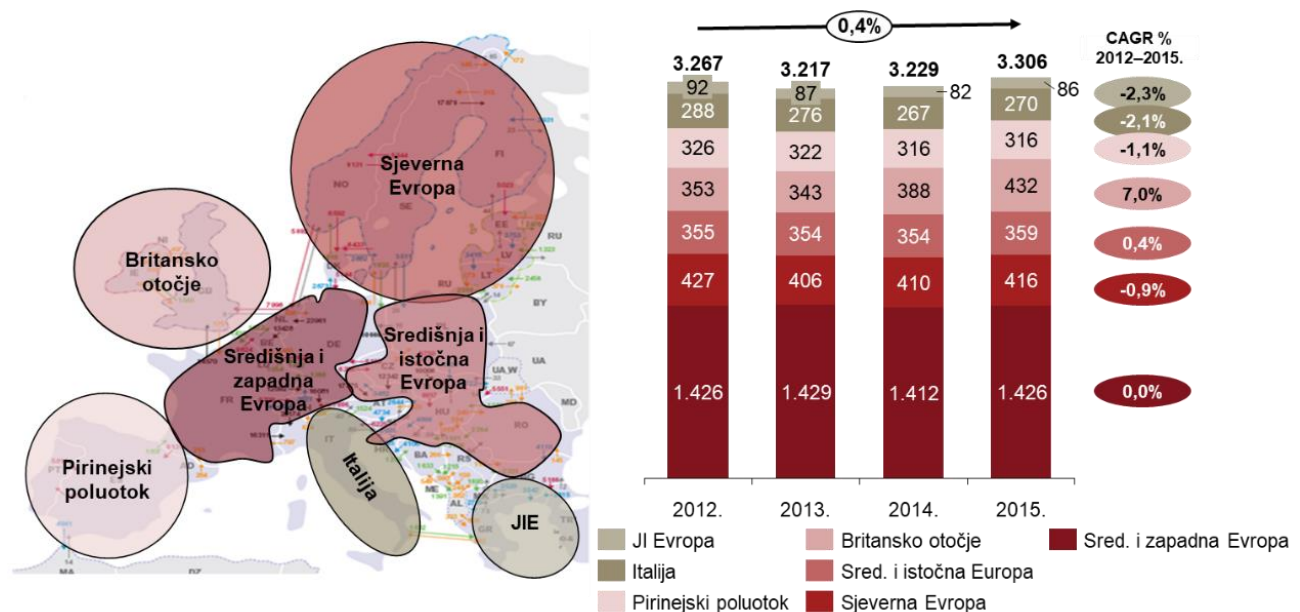
Sektor električne energije u razvijenim (industrializiranim) zemljama svijeta našao se u poziciji da istovremeno mora raditi na aktivnostima optimizacije efikasnosti i kontinuirano inovirati. Ključni razlozi pokretanja inicijativa optimizacije efikasnosti dolaze iz stagnacije prihoda od krajnjih korisnika.

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

#### 4.1.2 Evropski 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 Evropi, koja se već nekoliko godina kreće oko 3.300 TWh godišnje.

Slika 4.1.3 Proizvodnja električne energije po regijama u Evropi, u TWh, 2012–2015. godina



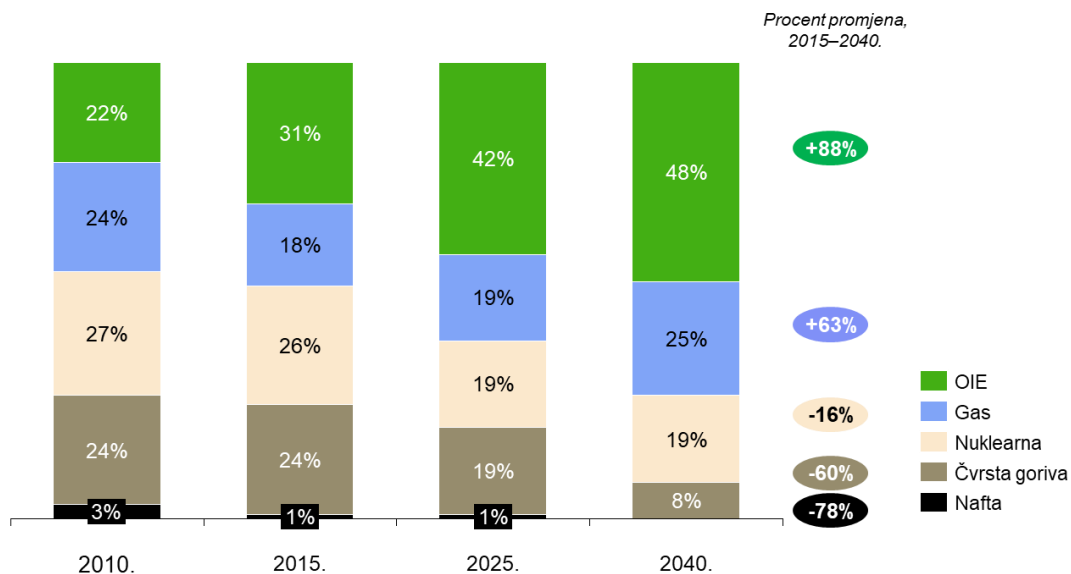
Izvor: ENTSO-E statistički podaci, analiza Projektnog tima

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 Evrope, zbog seljenja energetske intenzivnih industrijskih grana izvan evropskih granica.

U kontekstu strukture evropskog proizvodnog portfelja, prema podacima iz 2015. godine, dominaciju je imala proizvodnja iz elektrana na konvencionalna goriva (gas i čvrsta 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 električne energije očekuje se i iz nuklearnih elektrana, na ~25% u 2040. godini. Očekivano, udio proizvodnje iz elektrana na uglj imaće snažnu dinamiku pada na oko 8% udjela u 2040. godini, što dolazi od 60% pada ukupne proizvodnje iz uglja u periodu od 2015. do 2040. godine. Poredeći kontekst Bosne i Hercegovine i evropske trendove, važno je naglasiti da je, prema podacima iz 2015. godine, udio proizvodnje iz OIE u Bosni i Hercegovini bio nešto veći od evropskih pokazatelja. Cilj proizvodnog miksa Evrope do 2040. godine može predstavljati svojevrsan orijentir za Bosnu i Hercegovinu (i entitete) za period do 2035. godine, pritom uvažavajući domaće specifičnosti.

**Slika 4.1.4 Projekcija kretanja strukture proizvodnog miksa proizvodnje u Evropi, 2010–2040.**

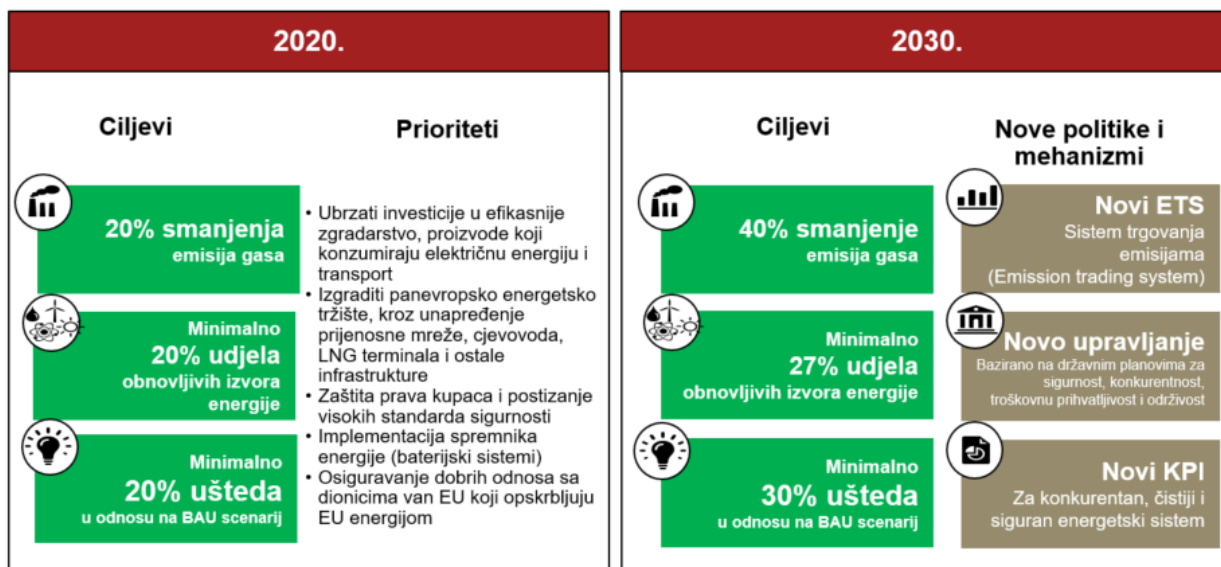


Izvor: European Commission EU Reference Scenario 2016, analiza Projektnog tima

### 4.1.3 Evropske energetske politike

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

Slika 4.1.5 Evropske energetske politike (primjer)



Napomena: Neki će aspekti biti pravno obavezujući, kao što je smanjenje emisija i redovan pregled tog cilja. Međutim, nacionalni ciljevi neće biti obavezujući, prema dogovoru postignutom u Parizu; BAU – engl. *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 jeste provođenje energetske-klimatskog paketa “20-20-20”, iz 2008. godine, na nivou Evropske unije, koji je postavio sljedeće ciljeve za 2020. godinu:

- smanjenje emisija stakleničkih gasova za minimalno 20% u odnosu na nivo 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 nivoe do 2020. godine. Iako ova mjera inicijalno nije adresirala cjelokupnu temu energetske efikasnosti, ona je kasnije kroz Direktivu inkorporirana u neobavezujućoj formi.

Evropske politike nastavljaju se 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 sistema trgovanja emisijama (ETS), nove paradigme upravljanja sektorom energetike popraćene jasnim indikatorima uspješnosti za konkurentan, čistiji i sigurniji energetski sistem. Prema EU mapi puta za niskougljičnu ekonomiju do 2050. godine, cilj je EU do 2050. godine smanjiti emisije stakleničkih gasova za 80% ispod nivoa iz 1990. godine. Međukorak za ostvarenje vizije do 2050. godine jeste smanjenje stakleničkih gasova za 40% do 2030. i 60% do 2040. godine, u odnosu na iste nivoe kao i za cilj do 2050. godine.

Nastavno na energetske-klimatski paket, u 2016. godini Evropska komisija predstavila je dokument “Čista energija za sve Evropljane”, poznat i kao “Zimski energetske paket”. Cilj novih mjera jeste očuvanje konkurentnosti Evropske unije usljed tranzicije na čistije 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 energetske paketa” odnose se na sljedeće kategorije:

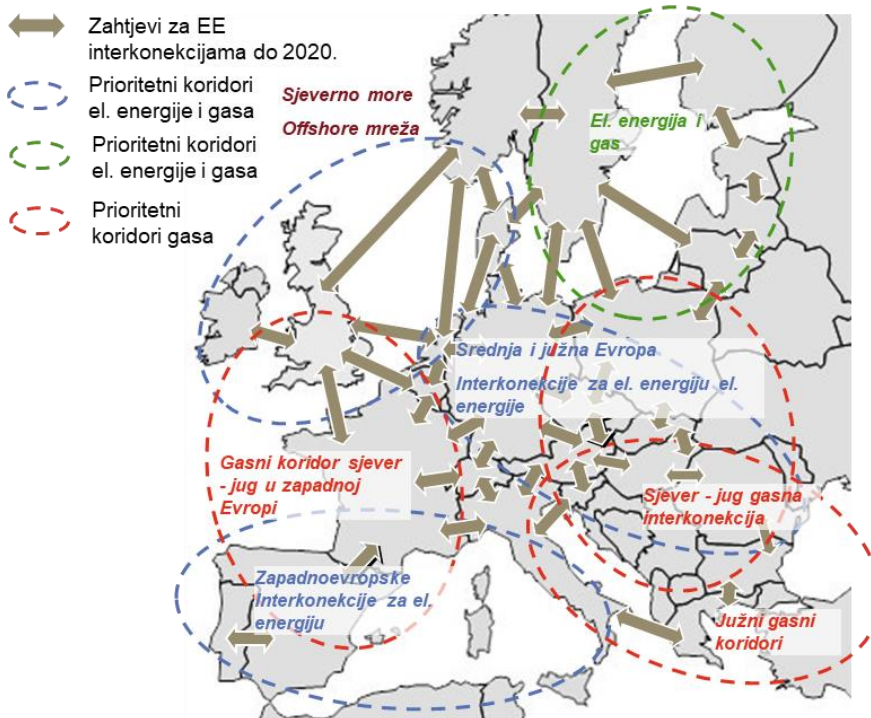
- Energetska efikasnost
  - Uštede zbog EE na 30% do 2030. godine
  - Produženje obaveze uštede energije nakon 2020. godine, koja je propisana Direktivom o energetske efikasnosti, gdje se snabdjevači i distributeri energije obavezuju na godišnje uštede od 1,5%
  - Predlaganje mjera za povećanje energetske efikasnosti zgrada
  - Promoviranje energetske efikasnosti kroz ekodizajn i energetske označavanje
- Obnovljivi izvori energije
  - Najmanje 27% udjela OIE do 2030. godine na nivou EU, koji nije obavezujući na nivou pojedinih država članica
  - Povećanje udjela OIE koji imaju varijabilnu proizvodnju te razvoj veleprodajnog tržišta
  - Poticanje investicija za razvoj za električne mreže do 2030. godine

- Finansijsko poticanje korištenja biomase i njene efikasne konverzije ili osiguravanja prioriteta pristupa mreži postrojenjima na biomasu
- Pružanje boljih uvjeta potrošačima
  - Implementiranje mjera s ciljem povećanja transparentnosti tržišta električne energije
  - Omogućavanje potrošačima veće kontrole u odabiru snabdjevača energijom i omogućavanje lakšeg pristupa pametnim tehnologijama za kontrolu i smanjenje potrošnje
  - Promjenom regulative omogućiti potrošačima da postanu mali proizvođači električne 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 stavlja se i na uspostavu jedinstvenog energetskog tržišta u segmentu električne energije i gasa. Kada govorimo o električnoj energiji, od 2004. godine napori za integraciju evropskog tržišta primarno su se fokusirali na inicijative *market couplinga*, počevši od ključnih, najvećih tržišta pa prema ostatku Evrope.

Prema studiji<sup>1</sup> PwC Strategy& (tada Booz&Co), godišnji benefiti inicijative povezivanja tržišta u domeni *market couplinga*, dakle berzi, iznosili bi između dvije i četiri milijarde eura godišnje u scenariju povezivanja svih evropskih tržišta. U 2013. godini između 58% i 66% navedenih benefita već je bilo realizirano, dominantno inicijativama velikih tržišta na sjeverozapadu Evrope i u nordijskoj regiji.

**Slika 4.1.6 Ilustrativan prikaz razvoja evropske energetske infrastrukture**



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

Međutim, inicijativa *market coupling* 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 znatno veće koristi, iziskuje i puno dublje metode integracije, poput korištenja modela finansijskih osiguranja za transmisiju (engl. *Financial transmission rights*) te, naravno, političkih konsenzusa. Evropska komisija procjenjuje da bi puna integracija energetskih tržišta na godišnjem nivou stvarala neto uštede između petnaest i četrdeset milijardi eura do 2030. godine. Što se tiče rizika, ukoliko se razvoj prijenosne mreže zaustavi na 50% ciljanog optimuma, oko 15% neto ušteda bilo bi ugroženo, dok bi prema scenariju u kojem sve zemlje teže ka postizanju sigurnosti snabdijevanja unutar svojih granica ciljane uštede na Evropskom nivou bile niže za oko 20%.

Činjenica da je Evropa 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.

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

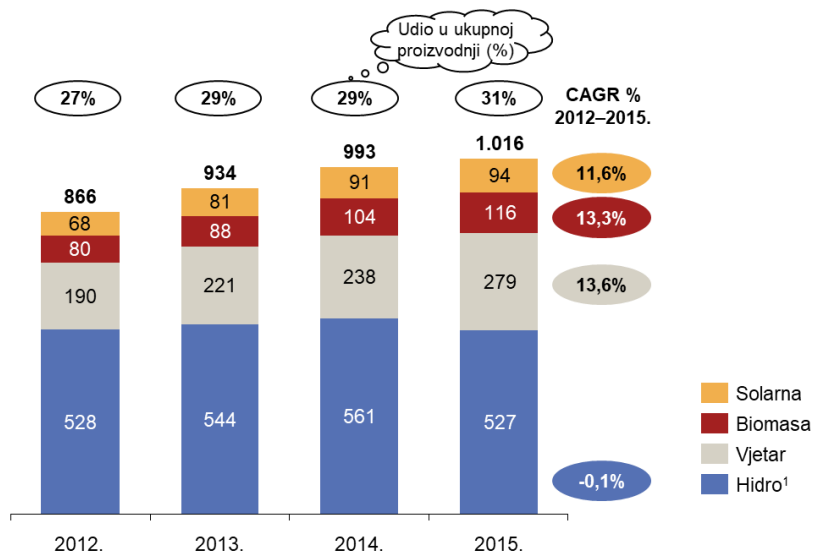
#### 4.1.4 Dosadašnji rast proizvodnje iz OIE

U Evropi se, kao i u svijetu, postepeno povećava udio proizvedene električne energije iz obnovljivih izvora energije (OIE), što je rezultat energetske politike, novih društvenih paradigmi, ali i pada cijena tehnologije. U postrojenja na obnovljive izvore ubrajaju se sve hidroelektrane (male i velike) te postrojenja koja koriste ostale obnovljive izvore energije (vjetar, sunce, biomasa, geotermalna energija).

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

U 2012. godini udio električne energije proizvedene iz OIE u Evropi iznosio je 27% od ukupno proizvedene el. energije, dok je do 2015. godine narastao na 31% ukupne proizvodnje el. energije, odnosno povećao se za četiri postotna poena.

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



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

Napomena: 1) U hidroenergiju ubrajaju se i velike i male hidroelektrane

Proizvodnja iz hidropotencijala stabilna je već nekoliko godina. Međutim, zbog volatilne hidrologije, količina padavina u pojedinim periodima oscilira. U periodu od 2012. do 2015. godine 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 periodu očekuje se nastavak dosadašnjih trendova u segmentu obnovljivih izvora energije. Prema desetogodišnjem planu razvoja ENTSO-E (engl. *European Network Transmission System Operators for Electricity*), napravljene su, između ostalog, projekcije razvoja instalirane snage OIE do 2030. godine.

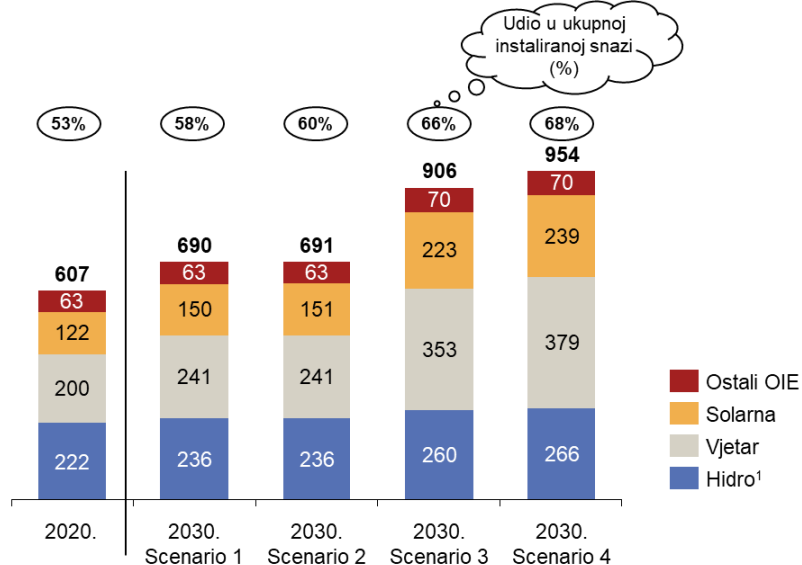
Prilikom procjena za instaliranu snagu iz OIE u Evropi (solari, vjetar, biomasa, tokovi rijeka itd.) u obzir su uzeti i obavezujući nacionalni ciljevi potaknuti EU direktivama te mehanizmi poticaja za OIE. S obzirom na visoke cijene izgradnje novih hidropostrojenja, u procjenu su uključeni samo veliki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

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

- **Prvi scenarij (S1)** prezentira viziju u kojoj se predviđa najsporiји napredak. U ovom scenariju nije postignut cilj vezan za smanjenje emisija CO<sub>2</sub>. Pretpostavka je da svaka zemlja djeluje individualno izvan politika i koordinacije na nivou EU, te je uključena pretpostavka sporog ekonomskog napretka;
- **Drugi scenarij (S2)** je scenarij ograničenog napretka, gdje su bolji ekonomski i finansijski uvjeti nego u S1, ali ni dalje ne osiguravaju dovoljno potpora za smanjenje emisija CO<sub>2</sub>. Pretpostavka je da će u ovom scenariju energetska efikasnost biti djelimično 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 finansijskih 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 konkurentnom nivou;
- **Četvrti scenarij (S4)** je scenarij "zelene revolucije", prema kojem će mnogo investicija ići u održivu energiju. Proizvodni miks određen je evropskom vizijom za ostvarenje ciljeva koji su postavljeni zbog provođenja politike

dekarbonizacije do 2050. godine. I u ovom će scenariju cijene energije iz OIE biti konkurentne, zbog većeg udjela instaliranih OIE kapaciteta.

**Slika 4.1.8 Projekcije instalirane snage OIE u Evropi u GW, 2025–2030.**



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 kapaciteti OIE će za S1 i S2 biti oko 690 GW, dok se u S3 i S4 povećavaju na između 900 i 1000 GW, što znači da će, zavisno od scenarija, OIE zauzimati ~ 60% – 70% ukupne instalirane snage u Evropi. Prema tome, očekuje se i smanjenje emisija CO<sub>2</sub> za 50% – 80% u odnosu na nivo 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 imat će znatan 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 CO<sub>2</sub> emisija za 8% do 2030. godine, omogućavajući veći ulazak OIE u sistem i integraciju u europsko tržište.

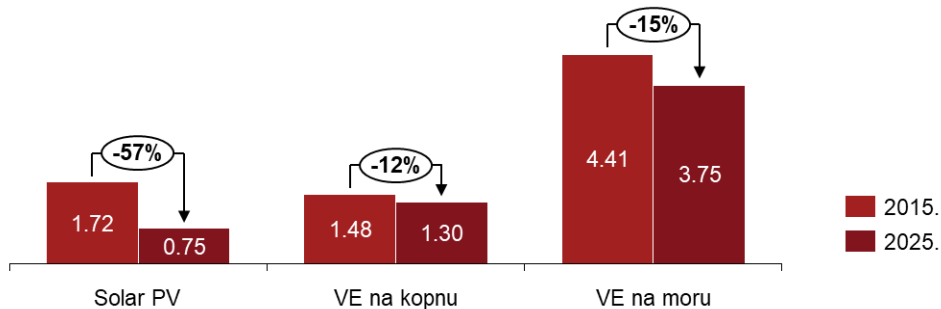
Također, distribuirani izvori energije zahtijevat će dodatnu automatizaciju i izgradnju naprednih mreža u distribucijskom sistemu.

#### 4.1.6 Tehnologije obnovljivih izvora energije

Budućem razvoju OIE u prilog ide i snažan trend pada cijena tehnologija za proizvodnju iz obnovljivih izvora. Značajan potencijal za poboljšanje tehnologija imaju vjetroelektrane i solarne elektrane. Samim tim smanjili bi se 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 bili su za vjetroelektrane na moru i iznosili su 4.410 eura po kW. Procjenjuje se da će do 2025. ti troškovi ulaganja pasti za 15%, troškovi ulaganja u vjetroelektrane na kopnu smanjit će se za 12%, a troškovi za solarne elektrane za 57%. Nastavak investiranja u poboljšanje tehnologije vjetroelektrana, npr. turbine, poboljšanu pouzdanost i sistem upravljanja, ili duže lopatice, dovest će do povećanja kapaciteta vjetroelektrana na kopnu i moru. Tehnološkim inovacijama poboljšat će se učinkovitost solarnih elektrana, a smanjiti troškovi ravnoteže sistema (BoS – engl. *Balance of System*).

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

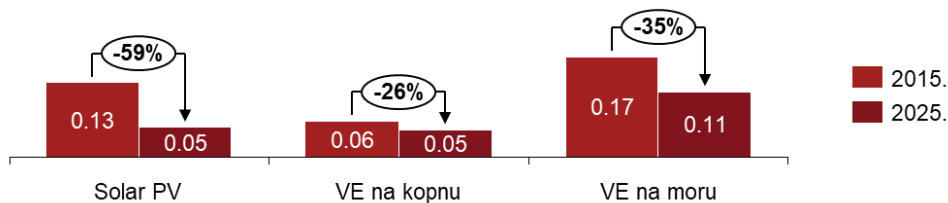


Izvor: IRENA – The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025

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 – engl. *levelised cost of electricity*). Glavni faktori LCOE su suma svih troškova za životnog vijeka elektrane i ukupna količina proizvedene električne energije tokom životnog vijeka elektrane.

Do 2025. godine bi se LCOE električna energija iz solarnih panela (PV) mogla smanjiti za čak 59%, dok bi proizvodne 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.



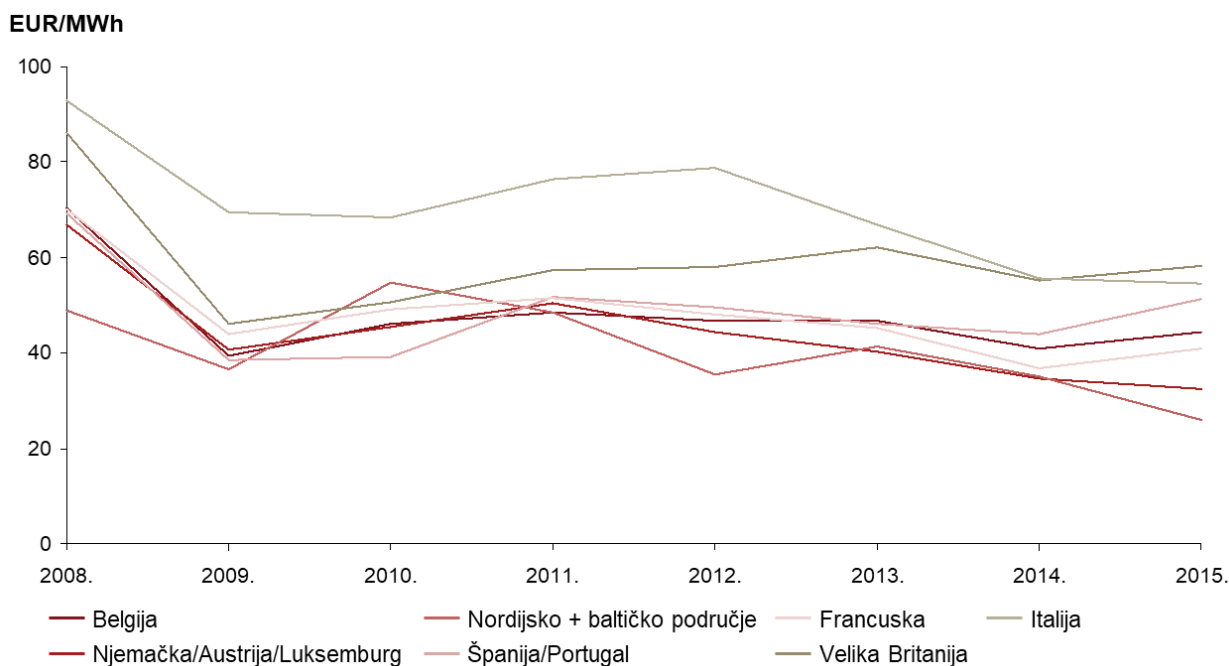
Izvor: IRENA – The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025



#### 4.1.7 Trendovi u segmentu veleprodaje i snabdijevanja električnom energijom

Evropska politika potičaja 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 evropskim berzama. Iako je nakon prvog kvartala 2016. godine, kada su cijene bile izuzetno niske, došlo do određenog porasta, generalni trend ukazuje da bi dionici na energetskom tržištu trebali i dalje računati na relativno niske veleprodajne cijene na berzama, barem u srednjem roku.

Slika 4.1.11 Kretanje cijena električne energije na različitim evropskim berzama u EUR/MWh, 2008–2015.



Izvori: ACER, analiza Projektnog tima

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

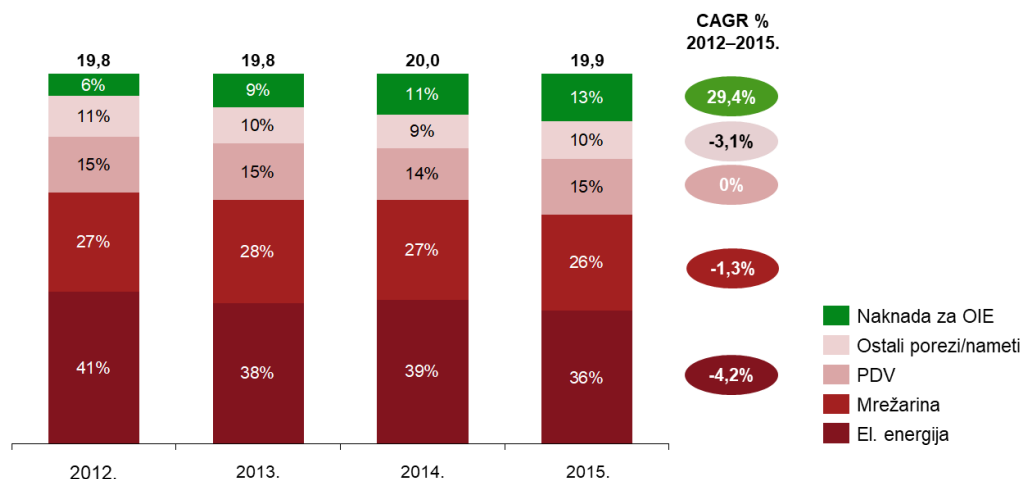
Na unutardnevnim tržištima cijena bi trebala reflektirati ponudu električne energije za kraće vremenske intervale. S povećanjem udjela proizvodnje električne energije iz OIE, koji su nepredvidljivi, povećana je i potražnja za fleksibilnim resursima kako bi se prilagodili proizvodnji iz OIE i predviđanjem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

Iz perspektive elektroprivreda i trgovaca električnom energijom (engl. *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 stepen 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 Evropi koje je trenutna situacija prisilila na finansijske otpise, zatvaranje i/ili konzerviranje elektrana i radikalna restrukturiranja.

S druge strane, analiza ukazuje na to da pad veleprodajnih cijena nema utjecaja na krajnje korisnike. U periodu od 2012. do 2015. godine krajnja cijena električne energije u Evropi je stagnirala, međutim njena struktura se znatno 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 za to je prvenstveno rast naknada za obnovljive izvore koji se prelijevaju na krajnje korisnike. Iako je to novi namet, očito je da su evropske zemlje gotovo konsenzusom prihvatile da su spremne finansirati tranziciju na zelenu energiju kao dio strateškog cilja.

Slika 4.1.12 Krajnja cijena električne energije za domaćinstva u Evropi u EUR cent/kWh, 2012–2015.



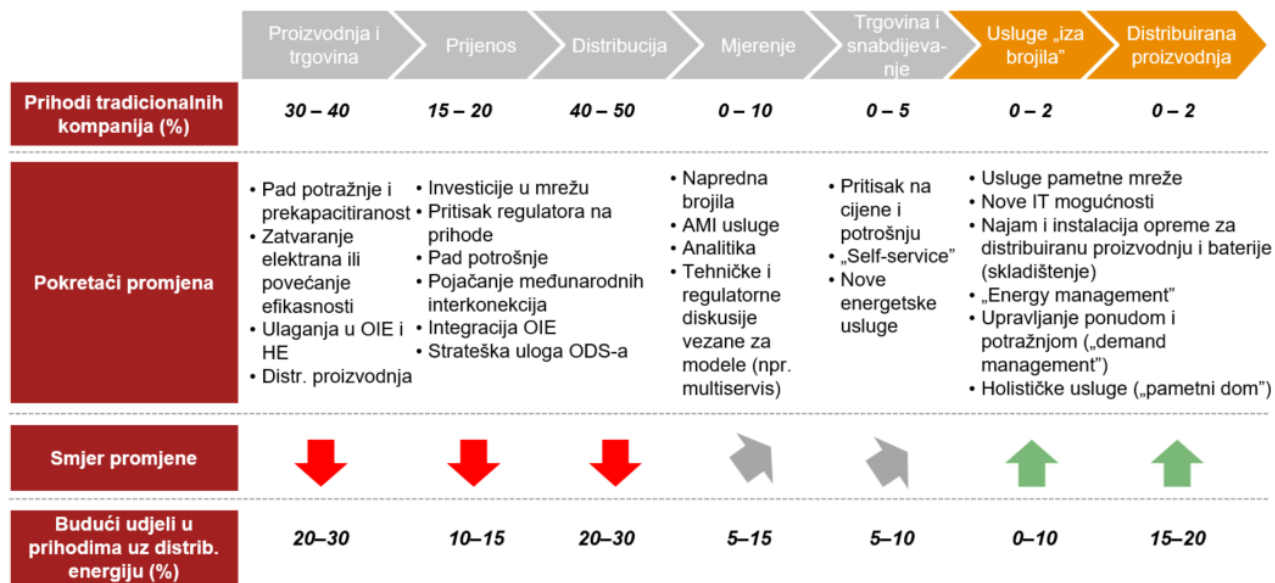
Izvori: ENTSO-E Statistical Report 2015, ACER Market Monitoring Report 2015, analiza Projektnog tima

#### 4.1.8 Utjecaj trendova na transformaciju sektora i nove poslovne modele

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

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 očekuje se na mrežnu djelatnost, dok se rast vrijednosti seli na usluge iza brojila 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 sistemi zamjenjuju decentraliziranom energijom i proizvodnjom;

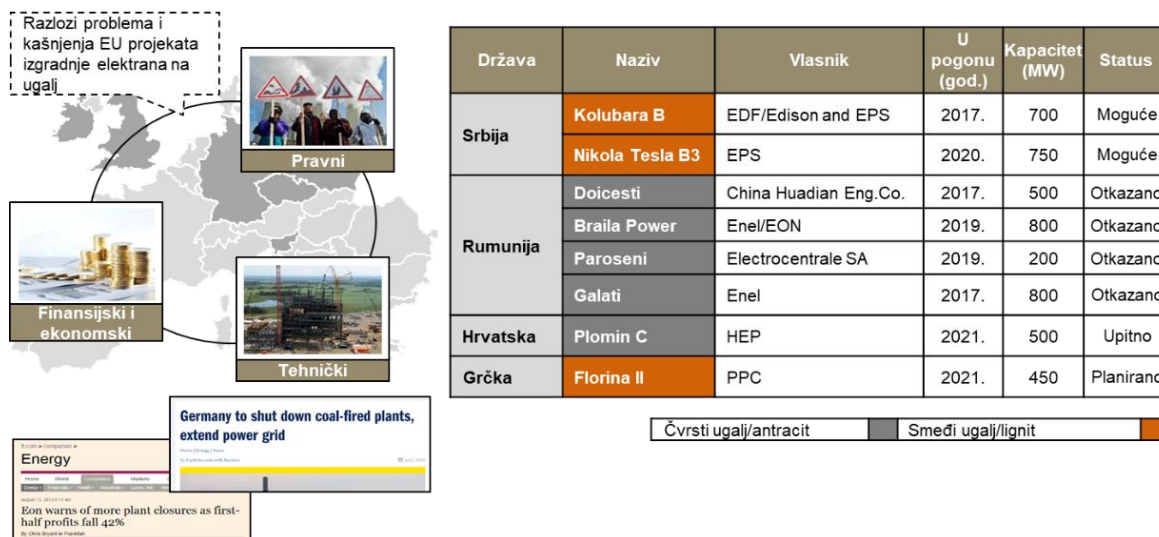
- penetracijom koncepta “prosumera”, koji samostalno namiruju dio svojih potreba za električnom energijom, što će biti još izraženije u scenariju izgradnje zgrada gotovo nulte energije (*engl. Nearly Zero Energy Building*), koje troše vrlo malo energije, zadovoljene iz OIE;
- sve snažnijim ulaskom malih investitora u projekte obnovljivih izvora energije;
- investiranjem u baterijske sisteme;

te (iii) osnaživanjem koncepta jedinstvenog evropskog tržišta s većim interkonekcijskim kapacitetima i saradnjom – 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 finansijske otpise ili pak snose gubitke zbog niskih utilizacija elektrana koje na današnjem tržištu više nisu konkurentne, (v) 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**

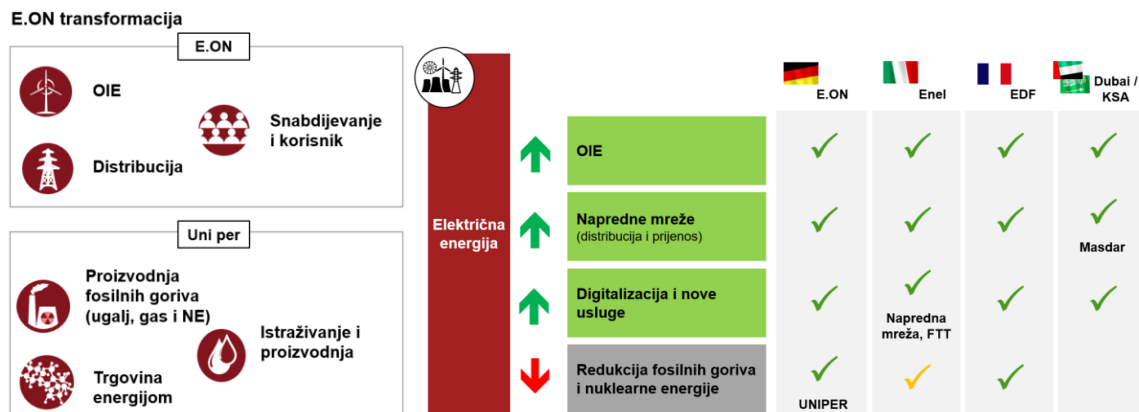


Izvori: Datamonitor: Power Assets Database 2011, icis.com, Enerlytics – Kraftwerke | Invest Essentials | Project Overview, May 2012 | comsar.com, sourcewatch.org, web-stranice elektroprivreda, analiza Projektnog tima

Prema istraživanju Univerziteta Oxford, objavljenom 2016. godine, analiziran je broj potrebnih trenutnih i budućih elektrana na fosilna goriva kako bi se globalno zagrijavanje zadržalo ispod 2 °C. Uzevši u obzir pretpostavku da svi ostali sektori smanje emisije stakleničkih gasova u skladu s ciljevima, ne preporučuje se gradnja novih elektrana, koje bi proizvele dodatne štetne emisije, ukoliko se želi zadržati globalno zagrijavanje ispod 2 °C.

Slijedom događaja, javila se neizbježna potreba za temeljitim restrukturiranjem i transformacijom, ne samo elektroenergetskih kompanija već i cijelog sektora, gdje prednjači Zapadna Evropa. 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



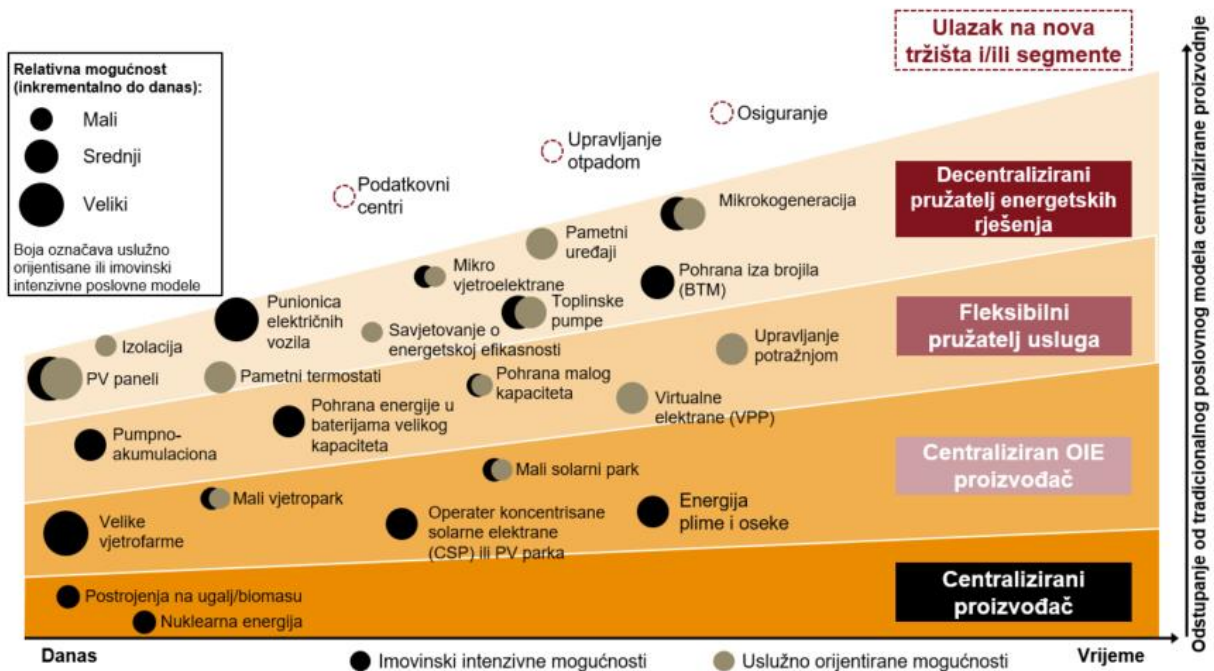
Izvor: Analiza Projektnog tima

Strategija navedenih kompanija 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, razdvajile djelatnosti proizvodnje električne energije iz fosilnih goriva od djelatnosti novih proizvoda i usluga, obnovljivih izvora energije, distribucije i snabdijevanja. Na taj se način 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 razvoj kompetencija koje se u mnogo čemu 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 sistema/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 njihovom razvoju.

Budući da javne elektroprivrede danas dominantno zauzimaju za njih karakterističan segment tržišta centralizirane proizvodnje i centralizirane proizvodnje iz OIE, može se očekivati da 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 (engl. *storage*) električne energije, hidroagregata, PSH (engl. *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 i iz Ukrajine i Bugarske. Dodatno, hidroagregati mogu imati važan zadatak, ne samo u sekundarnoj nego i u tercijarnoj regulaciji.

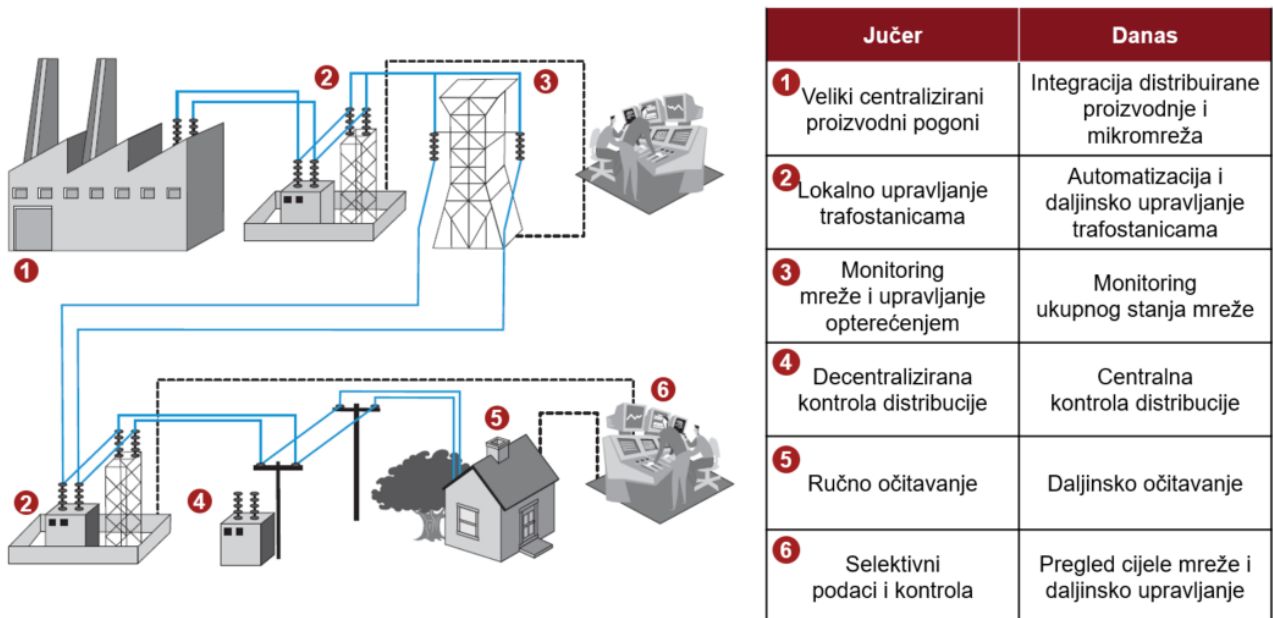
Stoga elektroprivrede, pogotovo one u javnom vlasništvu, te drugi dionici tržišta moraju ubrzano graditi kompetencije i sklapati strateška partnerstva koja će im omogućiti prisutnost u novom spektru lanca vrijednosti.

Potrebno je naglasiti da bi cijeli sektor imao koristi od što skorijeg uvođenja novih procesa odnosa s 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, što se tiče korisnika, kroz veće zadovoljstvo i dobivenu vrijednost.

Kako bi se novi poslovni modeli uspješno implementirali na tržištu, potrebna je i moderna infrastruktura. Uloga OPS (Operator prijenosnog sistema) i ODS (Operator distribucijskog sistema) kompanija je iz tog aspekta izuzetno važna budući da oni predstavljaju kičmu sistema. 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 jeste stvaranje institucionalnog okvira te sredine koja 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**



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 globalnom nivou
- ✓ EU predvodi agendu dekarbonizacije u svijetu kontinuiranom implementacijom obavezujućih politika i direktiva
- ✓ Dugogodišnja tendencija i ulaganje u uspostavu jedinstvenog evropskog energetskog tržišta
- ✓ Stagnacija potrošnje u Evropi, 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; nafta čini 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 makroekonomske posljedice.

### 4.2.1 Tržište sirove nafte

Sirova nafta je ključna sirovina jer se njenom preradom dobiva niz proizvoda koji se redovno koriste u svakodnevnom životu. Najveći udio ukupne potrošnje nafte u 2015. godini ima sektor transporta, oko 65%. Nafta se ujedno koristi u različitim industrijama, poput petrohemijske, 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.

Zbog izrazito heterogene strukture ponude sirove nafte te različitih potreba kupaca, ne postoji jedinstvena cijena sirove nafte u svijetu. U tu svrhu najčešće se koriste referentne cijene (*benchmarks*), poput Dated Brenta u Sjevernom moru, WTI-a u SAD-u i Dubaija 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, naročito 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 finansijskih 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 dvadeset pet 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. do 2008. godine potražnja je imala snažniji rast u odnosu na ponudu, što je kulminiralo povijesno najvišom cijenom nafte u 2008. godini, u iznosu od 144,3 \$/bbl. Globalna finansijska kriza u 2008. godini prouzrokovala je pad cijene nafte od 77% (Slika 4.2.1), nakon kojeg je OPEC (engl. *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 prouzrokovali su pad cijene nafte na globalnom tržištu od 76%. Odnos ponude i potražnje te geopolitički i finansijski faktori će izgledno nastaviti imati najveći utjecaj na cijenu nafte.

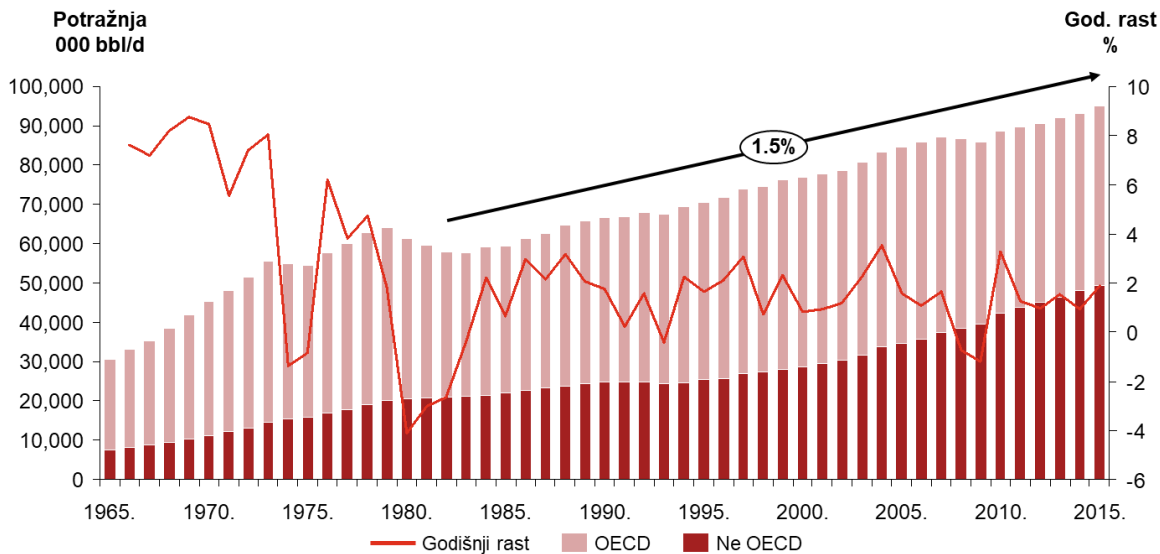
Slika 4.2.1 Dnevne spot cijene Brenta u US\$/bbl, januar 2006. – august 2016.



Izvor: Bloomberg

Potražnja sirove nafte, od početka 1980-ih, ostvaruje prosječni porast na godišnjem nivou od oko 1,5% (Slika 4.2.2). U grafu koji posmatramo vidljivo je da je rast zabilježen u zemljama koje pripadaju grupi "Organization of Economic Cooperation and Development" (OECD), ali 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 zavisno od regije, pa je tako potražnja u Sjevernoj Americi i Evropi zabilježila pad od oko 2% u odnosu na 2003. godinu, dok je u ostatku svijeta rast potražnje na godišnjem nivou iznad 2%. Ustaljen rast potražnje za sirovom naftom nužan je za stabilizaciju i povećanje cijena nafte u narednom periodu.

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



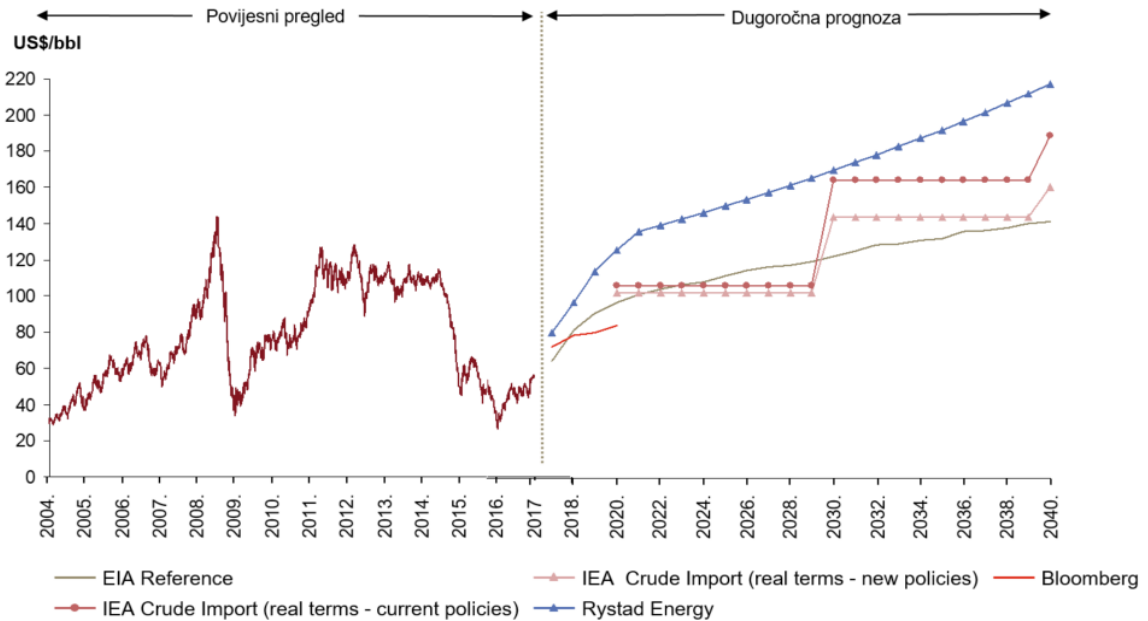
Izvor: BP Statistical Review of World Energy June 2016

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 globalnom nivou. To je povećanje inventara od 17% u odnosu na juni 2014. godine, koji 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 uvoznim državama, Kini i Indiji. Prema IEA (engl. *International Energy Agency*), potražnja za sirovom naftom u 2016. godini narasla je za 1,6 miliona bbl/dan, što je iznad predviđanja ranijih godina; predviđan je rast od 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. godini predviđaju njihovu konvergenciju, što će imati pozitivan utjecaj na cijenu sirove nafte.

Prema projekcijama kretanja cijene nafte iz različitih izvora (Slika 4.2.3), očekuje se rast cijena nafte u narednom periodu. Predviđanja Međunarodne energetske agencije (IEA) uzimaju u obzir učinke provedbe novih regulativa (engl. *NPS – new policy scenario*), koje su donesene na konferenciji o klimatskim promjenama u Parizu 2015. godine, i predviđanja koja se temelje na postojećim regulativama (engl. *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 zagrijavanje zadržalo ispod 2 °C. U 2015. godini potrošnja sirove nafte iznosila je 92,5 miliona bpd (barela po danu), uz konstantan rast tokom 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 na to 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



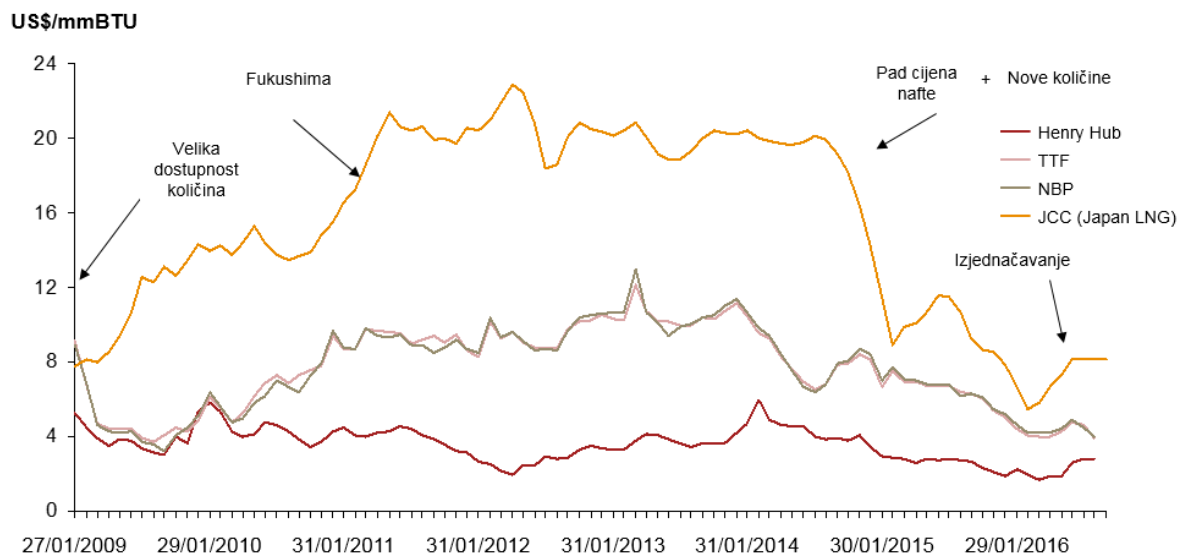
Izvor: EIA-AEO-January 2017, IEA World Energy Outlook 2016, Rystad Energy, Bloomberg CPF at January 2017

#### 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 nivoe iz 2014. godine. Pad cijene nafte djelimično je uzrokovao navedeni pad, ali kako regionalne berze gasom i utjecaj LNG-a (engl. *liquefied natural gas* – ukapljeni prirodni gas) dovode do veće likvidnosti i mogućnosti “spot” nabavke 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 globalnom nivou. Međutim, gasovodi će i dalje imati značajnu ulogu. Tako su za Evropu bitni novi izvori i pravci snabdijevanja, poput Sjevernog toka 2, TANAP-a, TAP-a, IAP-a. Kroz veći dio prošlosti trgovina LNG-om odvijala se pomoću dugoročnih ugovora, ali posljednjih godina trgovina LNG-om kratkoročnim ugovorima znatno se povećala. Taj se trend može pripisati rastućoj ulozi berzi gasa u SAD-u, EU i Aziji te stvaranje “spot” tržišta gasa. U 2015. godini trgovina kratkoročnim ugovorima dosegla je 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, januar 2009. – august 2016.



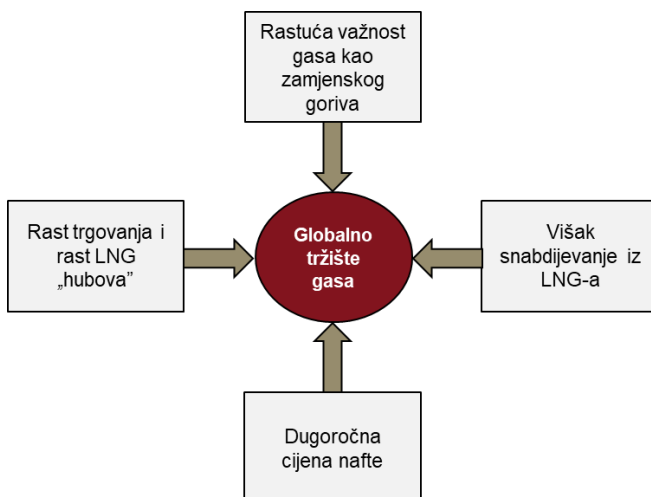
Izvor: Bloomberg



Priradni gas kao niskougljično gorivo potencijalno će dobivati na značaju u narednom periodu, kao poveznica između sadašnjosti i niskougljične 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. Također, postoji potencijal otkrivanja novih rezervi gasa u pojedinim regijama svijeta, što osigurava dostatnost u narednim desetljećima. Sigurnost snabdijevanja je ključna 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, naročito 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 zagrijavanja iznad 2 °C u odnosu na predindustrijski period 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 ugalj. Gas ima potencijal postanka najzastupljenijeg globalnog energenta u narednim desetljećima zbog njegove dostatnosti, mogućnosti osiguranja snabdijevanja i održivosti korištenja.

Uloga gasa važna je za Evropu 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 Evropi od 42% u istom periodu, ovisnost o uvozu će se značajno povećati. Povećanje broja dobavnih pravaca posebno je važno za EU, koja trenutno sačinjava oko 13% svjetske potražnje gasa, ali raspolaže tek s oko 1% dokazanih svjetskih rezervi. Trenutno se EU oslanja na četiri zemlje: Rusiju, Norvešku, Alžir i Katar, iz kojih uvozi oko 90% prirodnog gasa i LNG-a. Svjetski razvoj tržišta LNG-a i jedinstveno tržište u Evropi koje omogućuje izgradnju novih interkonekcija gasovoda između zemalja EU otvaraju mogućnost diversifikacije uvoznih pravaca i povećava sigurnost snabdijevanja.

**Slika 4.2.5 Tržišna dinamika koja oblikuje tržište gasa**

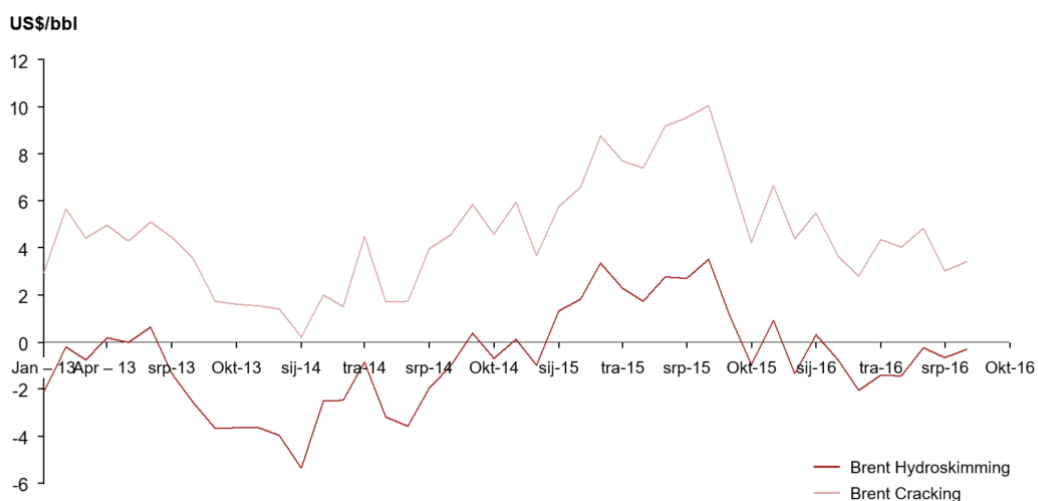


Izvor: Analiza Projektnog tima

### 4.2.3 Prerada sirove nafte

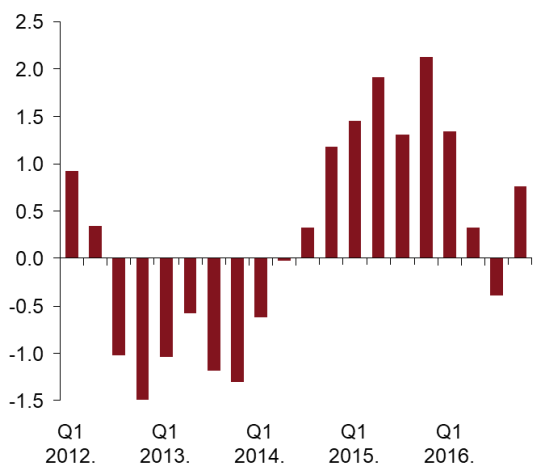
Pad cijena nafte u 2014. godini prouzrokovao je povećanje rafinerijskih marži (Slika 4.2.6), zbog kojih rafinerije veće kompleksnosti u Sjeverozapadnoj Evropi poboljšano posluju. Rafinerijske marže u najvećem dijelu zavise od cijene ulazne sirovine, stepena modernizacije koja utječe na vrstu proizvedenih derivata i cijena 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 zbog 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 znatno veće količine naftnih derivata u skladištima (Slika 4.2.8). Povećanje količine naftnih derivata u skladištima širom svijeta dovodi do pritiska na cijene derivata, što, posljedično, vrši pritisak na rafinerijske marže.

Slika 4.2.6 NWE rafinerijske marže u US\$/bbl, januar 2013. – august 2016.

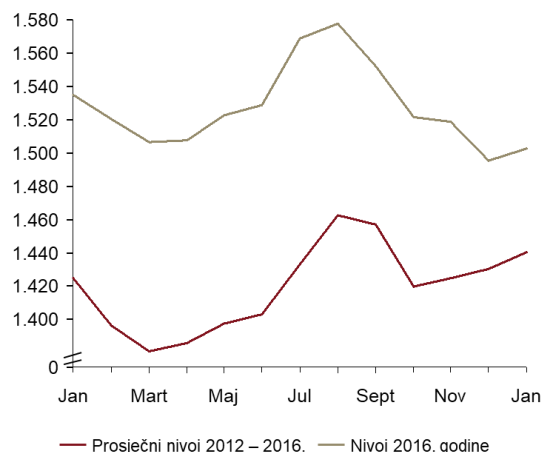


Izvor: IEA, BP, Wood Mackenzie

Slika 4.2.7 Globalni bilans proizvodnje i potražnje naftnih derivata u mil. bbl/d, 2012–2016.



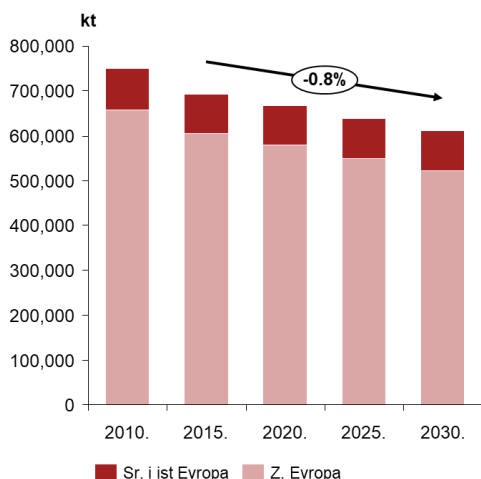
Slika 4.2.8 Količine naftnih derivata u skladištima u zemljama OECD-a u mil. bbl, 2012–2016. godina



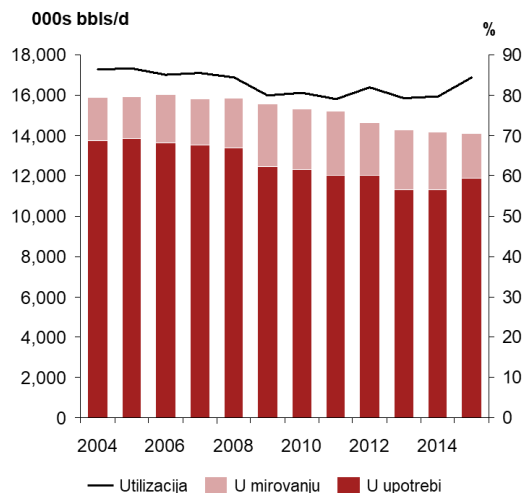
Izvor: EIA, Short-term energy and summer fuels outlook, IEA Oil Market Report 2017

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

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



**Slika 4.2.10 Kapacitet prerade u Evropi, 2004–2015.**



Izvor: IEA, BP, Wood Mackenzie

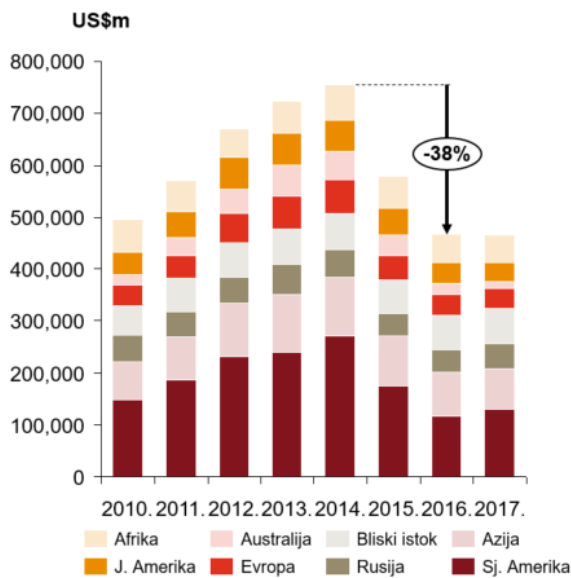
#### 4.2.4 Trendovi ulaganja i poslovni modeli naftnih kompanija

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

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

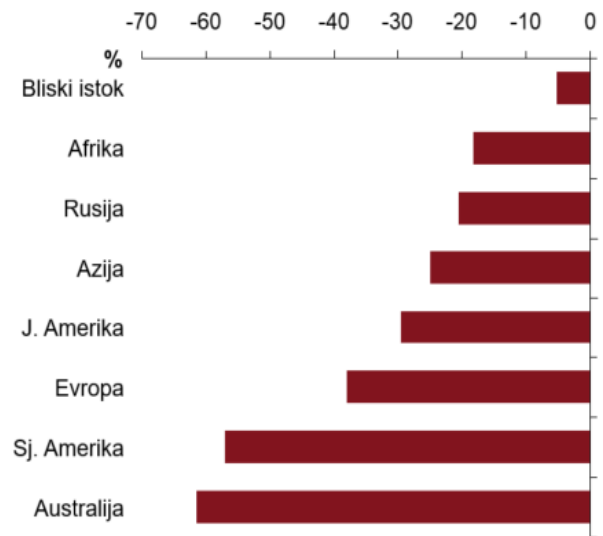
Nivo smanjenja ulaganja u istraživanje i proizvodnju sirove nafte varira između regija (Slika 4.2.12), zbog različitih troškova razvoja polja i zbog različitih odluka o količini proizvodnje u zemljama izvoznicama nafte. Smanjenja ulaganja u Australiji, Sjevernoj Americi i Evropi su najveća, što se može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

**Slika 4.2.11 Globalni upstream CAPEX po regijama u US\$, 2010–2017.**



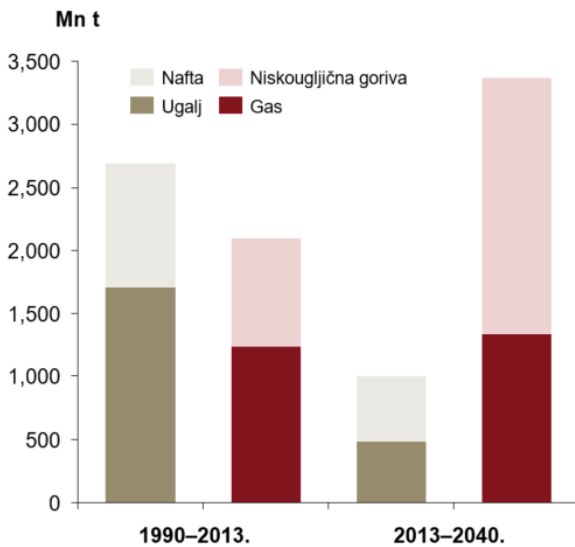
Izvor: Rystad Energy

**Slika 4.2.12 Razlika u CAPEX-u, 2014. i 2016. godina.**



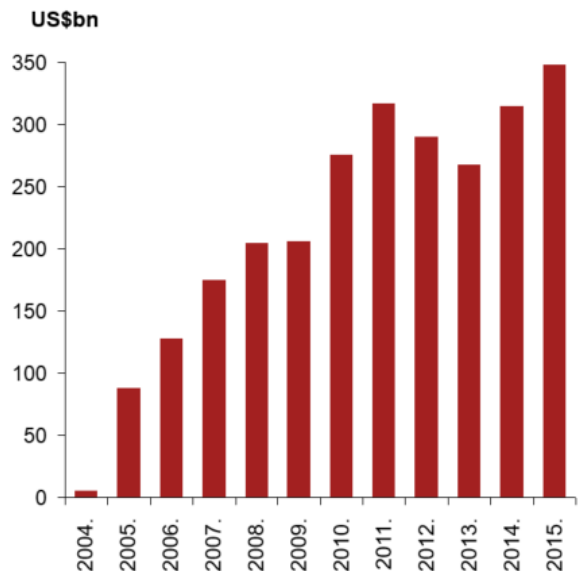
Omjer potrošnje fosilnih i niskougličnih goriva najvjerovatnije će se uvelike promijeniti u budućnosti, kako bi se smanjile klimatske promjene (Slika 4.2.13). Fosilna goriva, posebice uglj i nafta, do sada su bili najzastupljeniji primarni energenti. Prema novim regulativama i ciljevima, postavljanim u cilju smanjenja globalnog zagrijavanja i smanjenja utjecaja na okoliš, prirodni gas i niskouglična goriva preuzet će 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.**



Izvor: IEA

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



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

Tabela 4.2.1 Poslovni modeli naftnih kompanija

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

Tabela 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 nalazi se pred izazovnim periodom, primarno uzrokovanim 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 u Bosni i Hercegovini na način da maksimalno privlači investicije te stimulira aktivnosti istraživanja i proizvodnje ugljikovodika.
- ✓ Trendovi pada potrošnje i strožiji regulatorni uvjeti i u budućnosti će otežavati rad rafinerija, posebice onih s niskim stepenom modernizacije.

## 5 ENERGETSKI SEKTOR BOSNE I HERCEGOVINE

### 5.1 Presjek regulatorno-institucionalnog okvira

#### 5.1.1 Ugovor o osnivanju Energetske zajednice

S aspekta međunarodnih obaveza koje utječu na energetske sektor, najvažniji je Ugovor o uspostavi Energetske zajednice ("Službeni glasnik Bosne i Hercegovine – Međunarodni ugovori", broj 9/06).

Ugovor o uspostavi Energetske zajednice potpisan je 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<sup>2</sup>, 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 devetnaest tzv. zemalja učesnica iz Evropske unije direktno učestvuje 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 organiziranje 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 uvjete za trgovinu energijom u okviru 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 obavezne su postepeno preuzimati dijelove pravne stečevine, *acquisa*, 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 uredbi iz tzv. Trećeg energetske paketa, koje predviđaju zajedničke propise za interna tržišta električne energije i prirodnog gasa te reguliraju prekograničnu trgovinu.

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

Implementacija obaveza Energetske zajednice treba biti jedan od ključnih faktora u procesu definiranja strateških prioriteta u energetici, njihovoj ulozi u razvojnoj politici te samoj provedbi.

<sup>2</sup> U skladu sa Rezolucijom UN-a, Bosna i Hercegovina nije priznala Kosovo

Tabela 5.1.1 Obavezujuće direktive i uredbe za Bosnu i Hercegovinu

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 <sup>3</sup>	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.	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 energetskej 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 energetskej efikasnosti zgrada	maj 2010.	30. septembar 2012.

<sup>3</sup> U EZ, u proceduri je implementacija nove Regulative (EU) br. 994/2010 Evropskog parlamenta i Vijeća, koja stavlja van snage Direktivu Vijeća 2004/67/EZ.

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.
<b>Nafta</b>		
<b>Pravni akt</b>	<b>Datum donošenja</b>	<b>Rok implementacije</b>
Direktiva Vijeća 2009/119/EZ o obavezi država članica da održavaju minimalne zalihe sirove nafte i/ili naftnih derivata	septembar 2009.	1. januar 2023.
<b>Infrastruktura</b>		
<b>Pravni akt</b>	<b>Datum donošenja</b>	<b>Rok implementacije</b>
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.
<b>Statistika</b>		
<b>Pravni akt</b>	<b>Datum donošenja</b>	<b>Rok implementacije</b>
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.
<b>Konkurencija</b>		
<b>Pravni akt</b>	<b>Datum donošenja</b>	<b>Rok implementacije</b>
Ugovor o osnivanju Energetske zajednice u poglavlju IV regulira zabranu konkurencije. Nisu dozvoljene sljedeće aktivnosti: <ul style="list-style-type: none"> <li>• sprečavanje, ograničavanje ili poremećaj konkurencije</li> <li>• zloupotreba dominantne pozicije</li> <li>• pružanje državne pomoći koja uzrokuje ili prijeti poremećajem konkurencije</li> </ul>		Januar 2017.
<b>Zaštita okoliša</b>		
<b>Pravni akt</b>	<b>Datum donošenja</b>	<b>Rok implementacije</b>
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.



<b>Direktiva 2011/92/EU Evropskog parlamenta i Vijeća o procjeni učinaka određenih javnih i privatnih projekata na okoliš, izmijenjena Direktivom 2014/52/EU</b>	decembar 2011.	1. januar 2019.
<b>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)</b>	novembar 2010.	1. januar 2018.
<b>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</b>	april 2004.	1. januar 2021.
<b>Direktiva 2001/80/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća o ograničenju emisija određenih zagađivača zraka iz velikih uređaja za loženje</b>	oktobar 2001.	31. decembar 2017.
<b>Direktiva 2001/42/EU Evropskog parlamenta i Vijeća o procjeni učinaka određenih planova i programa na okoliš</b>	juni 2001.	31. maj 2018.
<b>Član 4(2) Direktive Vijeća 79/409/EEZ o zaštiti ptica</b>	april 1979.	1. juli 2006.

Izvor: Analiza Projektnog tima

S obzirom na intenzitet i obim efekta koje reforma energetske 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 je segment naročito osjetljiv u Bosni i Hercegovini, kada se uzme u obzir složenost političkih, institucionalnih i socijalnih rizika. Transponiranje i implementacija *acquisa* u Bosni i Hercegovini i entitetima ne odvija se propisanom dinamikom. Mnogi rokovi su već istekli, pa je Sekretarijat Energetske zajednice pokrenuo postupke protiv Bosne i Hercegovine zbog povrede ugovornih obaveza. U momentu izrade ovog dokumenta protiv Bosne i Hercegovine je otvoreno pet postupaka. Postupci su pokrenuti zbog: izostanka transponiranja zahtjeva iz Trećeg energetske paketa i obavještanja Energetske zajednice o poduzetim mjerama, neispunjavanja obaveza iz Direktive 2006/32/EZ o energetske efikasnosti u krajnjoj potrošnji i energetske usluge, izostanka transponiranja i implementacije obaveza koje se odnose na smanjenje emisije sumpordioksida (SO<sub>2</sub>) pri sagorijevanju teških loživih ulja i tečnih naftnih goriva, neispunjavanje obaveza Bosne i Hercegovine da donese odgovarajuću legislativu u sektoru prirodnog gasa te izostanka implementacije pravila za državnu pomoć.

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

U kontekstu strateških i operativnih aktivnosti, u narednom se periodu predlaže dubinsko snimanje usklađenosti zakonodavstva na nivou entiteta s nivoom Bosne i Hercegovine te s pravnom stečevinom Evropske unije. Navedene aktivnosti potrebne su za izradu akcionih planova te za kvalitetnu provedbu daljnje harmonizacije zakonodavstva.

### 5.1.2 Inicijativa West Balkan 6 (Zapadni Balkan 6)

Na Bečkom samitu 2015. godine šest zemalja zapadnog Balkana – Albanija, Bosna i Hercegovina, Kosovo<sup>4</sup>, 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, regionalna alokacija kapaciteta i unakrsne mjere. Predstavnici operatora prijenosnog sistema, regulatornih komisija i ministarstava nadležnih za energiju zemalja zapadnog Balkana potpisali su Memorandum o razumijevanju, u aprilu 2016. godine. U Memorandumu o razumijevanju postavljena su opća načela saradnje i konkretni koraci koji će se poduzeti za razvijanje regionalnog tržišta električne energije. U junu 2016. godine Evropska komisija i Sekretarijat Energetske zajednice zaključili su Ugovor o odobravanju sredstava u svrhu pružanja tehničke pomoći za potporu razvoju regionalnog energetskog tržišta zemalja zapadnog Balkana.

Tehnička pomoć namijenjena je za asistenciju državama da:

- usklade relevantne propise s pravnom stečevinom Evropske unije, čime će se poduprijeti regionalno tržište energije;
- organiziraju 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 Bosni i Hercegovini je najveći napredak postignut u pogledu:

- prihvatanja tržišnog modela balansiranja koji dopušta nediskriminirajuću prekograničnu razmjenu balansnih usluga i uspostave balansnog tržišta, što je implementirano u potpunosti;
- deregulacije cijena energije za snabdjevače i postepenog ukidanja reguliranja cijena te osiguravanja nezavisnosti regulatornih tijela, gdje je status implementacije mjera preko 50%.

S druge strane, napredak nije postignut u sljedećim oblastima:

- razvoj spot tržišta (uklanjanje zakonskih i ugovornih prepreka za uspostavljanje organiziranog 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 Bosni i Hercegovini 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 postignut je 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.

Vijeće ministara Bosne i Hercegovine je u martu 2017. godine usvojilo Mapu puta, koja predstavlja mjere i aktivnosti koje treba poduzeti u Bosni i Hercegovini kako bi se postigli ciljevi postavljeni unutar inicijative West Balkan 6. Mapa puta sadrži ciljeve i mjere definirane u navedenim dokumentima, dok su aktivnosti koje se trebaju provesti u Bosni i Hercegovini 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 realizirati u koordinaciji sa Sekretarijatom Energetske zajednice, dok će implementacija "unakrsnih" mjera i pripadajuće aktivnosti biti realizirane od strane nadležnih domaćih aktera. Nosioci aktivnosti su MVTEO, DERK i NOSBiH. U Mapi puta jasno su 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 juni 2018. godine.

<sup>4</sup> U skladu sa Rezolucijom UN-a, BiH nije priznala Kosovo

### 5.1.3 Zakonodavni okvir energetskog sektora

U nastavku se nalazi pregled osnovnih zakona kojima se normira energetski sektor u Bosni i Hercegovini. Na osnovu ovih zakona donijeti su pravilnici i tehnički propisi, kao i podzakonski akti kojima se detaljnije reguliraju 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 drugih.

#### Bosna i Hercegovina

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

#### Federacija Bosne i Hercegovine

1. Zakon o električnoj energiji Federacije Bosne i Hercegovine ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 66/13 i 94/15)
2. Uredba o organizaciji i regulaciji sektora gasne privrede ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 83/07)
3. Zakon o naftnim derivatima u Federaciji Bosne i Hercegovine ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 52/14)
4. Zakon o istraživanju i eksploataciji nafte i gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 77/13 i 19/17)
5. Zakon o rudarstvu Federacije Bosne i Hercegovine ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 26/10)
6. Zakon o geološkim istraživanjima ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 9/10)
7. Zakon o korištenju obnovljivih izvora energije i efikasne kogeneracije Federacije Bosne i Hercegovine ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 70/13 i 05/14)
8. Zakon o izdvajanju i usmjeravanju dijela prihoda preduzeća ostvarenog korištenjem hidroakumulacionih objekata ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 44/02 i 57/09)
9. Zakon o izdvajanju i usmjeravanju dijela prihoda preduzeća ostvarenih radom termoelektrana ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 80/14)
10. Zakon o energetskej efikasnosti Federacije Bosne i Hercegovine ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 22/17)
11. Zakon o javnim preduzećima Federacije Bosne i Hercegovine ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 8/05, 81/08, 22/09, 109/12)
12. Zakon o privrednim društvima ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 81/15)
13. Zakon o koncesijama Federacije Bosne i Hercegovine ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 40/02 i 61/06)
14. Zakon o prostornom planiranju i korištenju zemljišta na nivou Federacije Bosne i Hercegovine ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 2/06, 72/07, 32/08, 4/10, 13/10 i 45/10)

#### Republika Srpska

1. Zakon o energetici ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 49/09)
2. Zakon o električnoj energiji ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 8/08 – prečišćeni tekst, 34/09, 92/09 i 01/11)
3. Zakon o gasu ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 22/18)
4. Zakon o cjevovodnom transportu gasovitih i tečnih ugljovodnika i distribuciji gasovitih ugljovodnika ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 52/12)
5. Zakon o nafti i derivatima nafte ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 36/09 i 102/12)
6. Zakon o geološkim istraživanjima ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 110/13)
7. Zakon o rudarstvu ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 59/12)
8. Zakon o naknadama za korištenje prirodnih resursa u svrhu proizvodnje električne energije ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 52/14)
9. Zakon o obnovljivim izvorima energije i efikasnoj kogeneraciji ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 39/13, 108, 13 i 79/15)
10. Zakon o energetskej efikasnosti ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 59/13)

11. Zakon o privrednim društvima ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 127/08, 58/09, 100/11 i 67/13)
12. Zakon o javnim preduzećima ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 75/04 i 78/11)
13. Zakon o koncesijama ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 59/13)
14. Zakon o javno-privatnom partnerstvu ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 59/09)
15. Zakon o uređenju prostora i građenju ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 40/13, 106/15 i 3/16)

#### **Brčko distrikt Bosne i Hercegovine**

1. Zakon o električnoj energiji Brčko distrikta ("Službeni glasnik Brčko distrikta Bosne i Hercegovine", broj 36/04, 28/07, 61/10 i 4/13)
2. Zakon o opštim uslovima za isporuku električne energije ("Službeni glasnik Brčko distrikta Bosne i Hercegovine", broj 36/04, 3/06, 28/07, 25/08, 4/13)
3. Zakon o tarifnom sistemu za prodaju električne energije ("Službeni glasnik Brčko distrikta Bosne i Hercegovine", broj 37/04, 28/07, 4/13)
4. Zakon o komunalnim djelatnostima ("Službeni glasnik Brčko distrikta Bosne i Hercegovine", broj 30/04, 24/07, 9/13)
5. Zakon o preduzećima Brčko distrikta Bosne i Hercegovine ("Službeni glasnik Brčko distrikta Bosne i Hercegovine", broj 11/01, 10/02, 14/02, 01/03, 08/03, 4/04, 19/07, 34/07, 49/11)
6. Zakon o javnim preduzećima Brčko distrikta Bosne i Hercegovine ("Službeni glasnik Brčko distrikta Bosne i Hercegovine", broj 15/06, 5/07, 19/07, 1/08, 24/08, 17/16)
7. Zakon o koncesijama ("Službeni glasnik Brčko distrikta Bosne i Hercegovine", broj 41/06, 19/07, 2/08)
8. Zakon o javno-privatnom partnerstvu ("Službeni glasnik Brčko distrikta Bosne i Hercegovine", broj 7/10)

## 5.2 Elektroenergetski sektor

### 5.2.1 Struktura tržišta električne energije

Tržište električne energije Bosne i Hercegovine karakterizira dominacija tri vertikalno integrirana subjekta: JP Elektroprivreda BiH d.d. (u daljnjem tekstu: JP EP BiH ili EP BiH), JP Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg-Bosne d.d. (u daljnjem tekstu: EP HZHB) i Mješoviti holding "Elektroprivreda Republike Srpske" a.d. (u daljnjem tekstu: MH ERS ili ERS). U EP BiH proizvedeno je ~7,2 TWh, u ERS ~5,8 TWh, a u EP HZHB ~1,5 TWh (Slika 5.2.1).

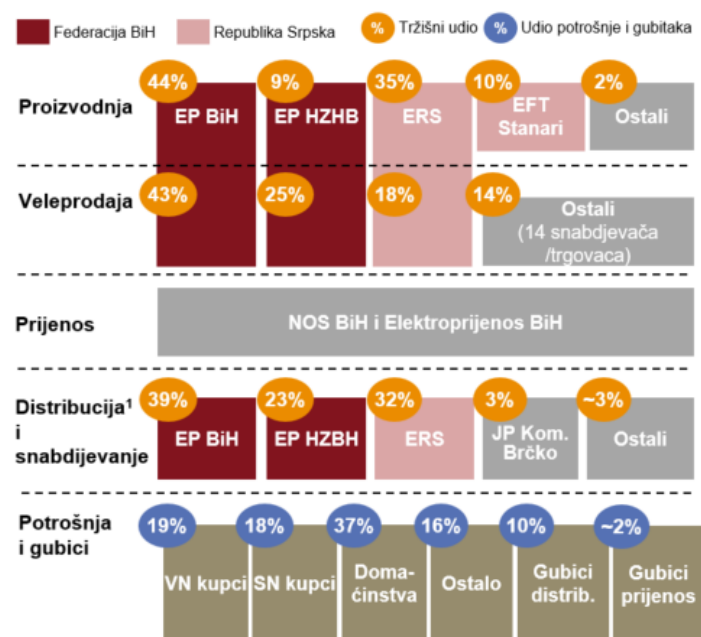
ERS je organizirana kao mješoviti holding te u svom vlasništvu ima dvije termoelektreane i pripadajuće rudnike uglja, pet hidroelektrana te četiri male hidroelektrane. Proizvodnja električne energije u Republici Srpskoj također se odvija i u postrojenjima koja koriste OIE (16 malih HE i 38 solarnih elektrana), čija je ukupna snaga 44,5 MW. Privredno društvo "Alumina" proizvodi el. energiju za vlastite potrebe. U 2016. godini s radom je počela TE "Stanari", koja je proizvela ~1,5 TWh električne energije, dok se prema daljnjim planovima očekuje proizvodnja od 2 TWh godišnje. U Federaciji Bosne i Hercegovine, EP BiH proizvodi energiju iz dvije termoelektreane, tri hidroelektrane te sedam malih hidroelektrana, a u okviru EP HZHB proizvodnja se odvija iz sedam hidroelektrana. Osim navedenih objekata, u Federaciji Bosne i Hercegovine električna energija se proizvodi i u privatnim postrojenjima, njih 109, te u tri industrijske elektrane iz 2015. U 2016. godini registriran je 161 proizvodni objekt, u vlasništvu 117 kvalificiranih proizvođača.

Trgovina se uglavnom odvijala putem bilateralnih ugovora, u obimu od ~7,8 TWh. U prekograničnoj trgovini Bosne i Hercegovine izvezeno je ~5,3 TWh u 2016. godini (više za 53% u odnosu na 2015. godinu), u čemu je sudjelovalo šesnaest subjekata, a po obimu tri najveća su EFT "Rudnik" i TE "Stanari" (1.116 GWh), GEN-I (828 GWh) i Alpiq Energija BH (740 GWh). Nadalje, u 2016. godini prekogranični uvoz električne energije u Bosni i Hercegovini iznosio je ~1,5 TWh (16% rasta u odnosu na 2015. godinu), a najveću realizaciju imali su Energy Financing Team (338 GWh), BH Petrol Oil Company (333 GWh) i Interenergo (214 GWh).

Elektroprijenos Bosne i Hercegovine, s ~6.330 km prijenose mreže u četiri operativna područja (Banja Luka, Sarajevo, Tuzla i Mostar) zadužen je za prijenos, održavanje i izgradnju, dok NOSBiH upravlja radom VN mreže, balansira tržište električne energije, utvrđuje plan razvoja proizvodnje i revidira razvoj prijenosne mreže. Distribuciju električne energije u Republici Srpskoj izvršava pet operatora distribucijskog sistema koji su dio Mješovitog holdinga ERS, dok se u Federaciji Bosne i Hercegovine distribucija odvija integrirano kroz EP BiH i EP HZHB. U Brčko distriktu Bosne i Hercegovine distribuciju obavlja JP "Komunalno Brčko". Osim za distribuciju, JP "Komunalno Brčko" posjeduje i licencu za obavljanje djelatnosti trgovine te snabdijevanja električnom energijom na teritoriju Bosne i Hercegovine. Zbog niskih cijena, naročito za kategoriju domaćinstva, elektroprivreda i dalje ne gube znatno svoj tržišni dio. Kupci se i dalje dominantno snabdijevaju od elektroprivreda, koje osim tržišnog snabdijevanja imaju i obavezu javnog snabdjevača i pružatelja univerzalne usluge.

Broj kupaca električne energije u 2016. godini iznosio je oko 1,5 miliona, od čega ih je 552,6 hiljada na prostoru Republike Srpske, 943,65 hiljada na prostoru Federacije Bosne i Hercegovine, a 35,5 hiljada u Brčko distriktu Bosne i Hercegovine. U maloprodaji su za 2016. godinu na nivou Bosne i Hercegovine registrirane prve promjene snabdjevača kod pedeset šest kupaca na distributivnoj mreži skupa s dva kupca na prijenosnoj mreži, koji su nabavili 321,77 GWh (~2,8%) od snabdjevača koji nemaju obavezu javnog snabdijevanja.

Slika 5.2.1 Struktura tržišta električne energije u Bosni i Hercegovini, 2016. godina



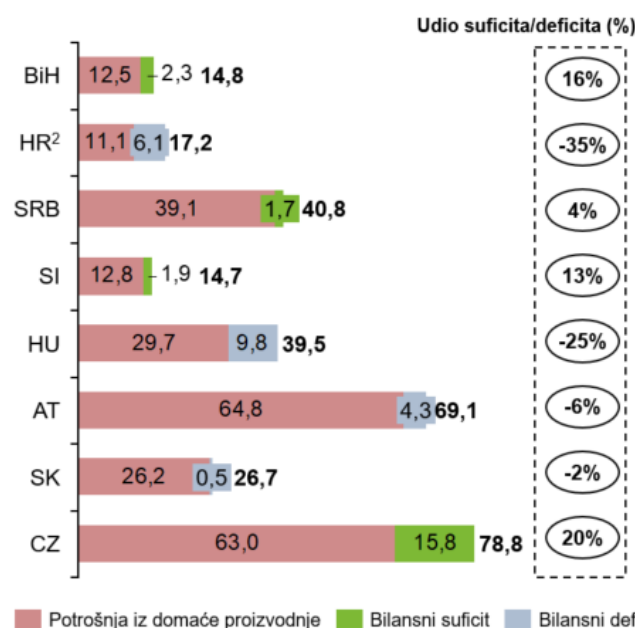
Napomena: 1) Odnosi se na energiju preuzetu s prijenosne mreže u 2016. godini

Izvori: DERK Izvještaj o radu 2016, NOSBiH, Elektroprijenos Bosne i Hercegovine, FERK Izvještaj o radu 2015, analiza Projektnog tima

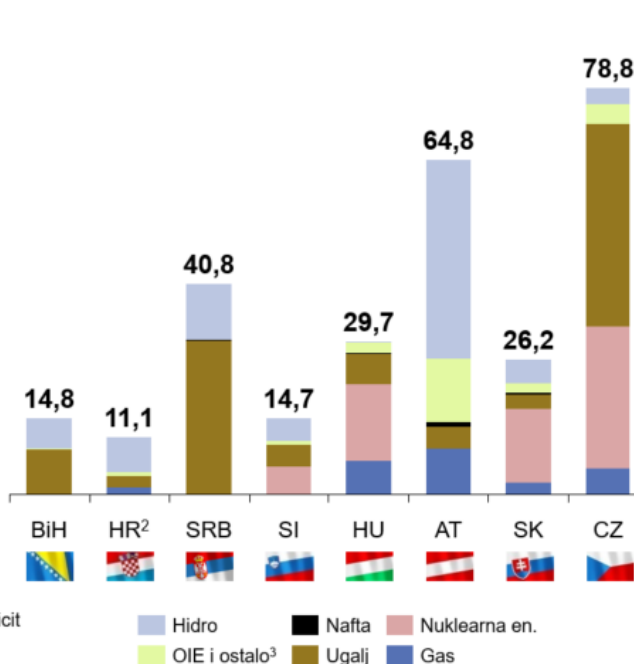
## 5.2.2 Instalirana snaga i proizvodnja električne energije

Posmatrajući ostvarenu prosječnu proizvodnju električne energije i prosječne bilansne veličine zemalja u regiji za period 2010–2015. godine (Slika 5.2.2 i Slika 5.2.3), vidljivo je da zemlje koje ostvaruju bilansni suficit, između ostalih i Bosna i Hercegovina, uglavnom sadrže visok udio uglja u domaćem proizvodnom miksu. Također, bilansni deficit zemalja u prosjeku se 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 energetske trilemi. Naprimjer, trenutno pozicioniranje Srbije i Češke je 100%-no zadovoljenje vlastitih potreba i ostvarenje suficita kroz proizvodni miks, koji se više bazira na fosilnim gorivima, dok se Austrija oslanja na čistiji proizvodni miks, koji se većinski sastoji od proizvodnje iz hidroelektrana i obnovljivih izvora energije, uz blagi udio uvoza el. energije. Za Bosnu i Hercegovinu je karakteristično da, osim termoelektrana, ima i solidan portfelj hidroelektrana, kao naprimjer Hrvatska i Austrija.

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



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

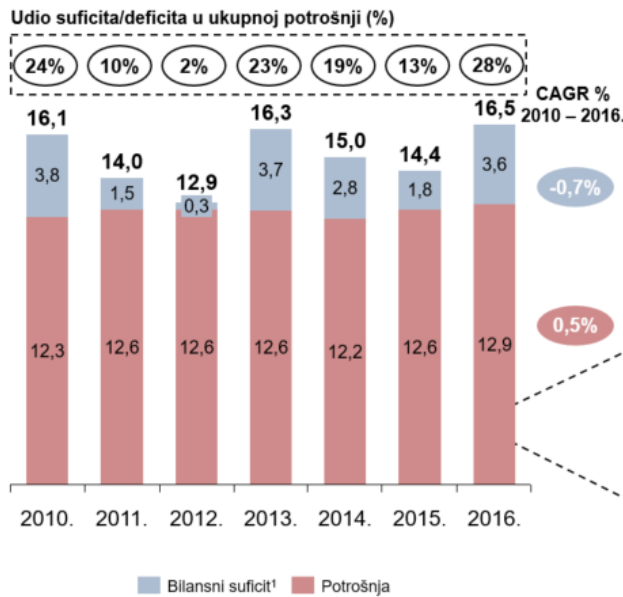


Napomena: 1) Bilansni suficit/deficit je razlika proizvodnje i potrošnje u zemlji. 2) Za Hrvatsku je 50% proizvodnje nuklearne elektrane Krško definirano kao uvoz.

Izvor: DERK Izvještaj o poslovanju 2010–2015, ENTSO-E Statistical Report 2015, analiza Projektnog tima

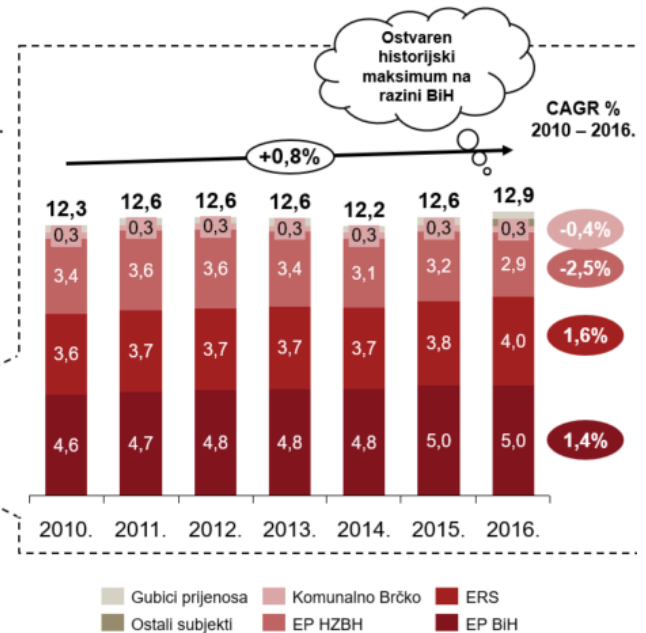
Ostvareni bilansni suficit u Bosni i Hercegovini ima volatilni karakter zbog utjecaja hidrologije, a koji nije pod utjecajem veće domaće potrošnje (Slika 5.2.4 i Slika 5.2.5). Suficit električne energije se na nivou Bosne i Hercegovine kretao od 2%, u 2012. godini, do 28%, u 2016. godini. Potrošnja el. energije u Bosni i Hercegovini prosječno je godišnje rasla 0,8% za period 2010–2016. godine, dok se na nivou pojedine elektroprivrede potrošnja kretala pozitivnim stopama, u prosjeku od 1,6% za ERS i 1,4% za EP BiH godišnje. EP HZHB ostvarivala je negativne godišnje stope od -2,5%, dok je JP “Komunalno Brčko” imalo blagi pad potrošnje od prosječno 0,4% godišnje. Na nivou Bosne i Hercegovine u 2016. godini je ostvaren povijesni maksimum domaće potrošnje, koji je iznosio 12,9 TWh. Najveći broj potrošača el. energije za 2016. godinu je u sklopu EP BiH, s potrošnjom od ~5 TWh, zatim ERS ~4 TWh, EP HZHB 2,9 TWh te JP “Komunalnog Brčko” od 0,3 TWh. Također, u 2016. godini zabilježeni su 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 Bosni i Hercegovini.

**Slika 5.2.4 Ostvarene bilansne veličine za el. energiju u Bosni i Hercegovini, u TWh, 2010–2016.**



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

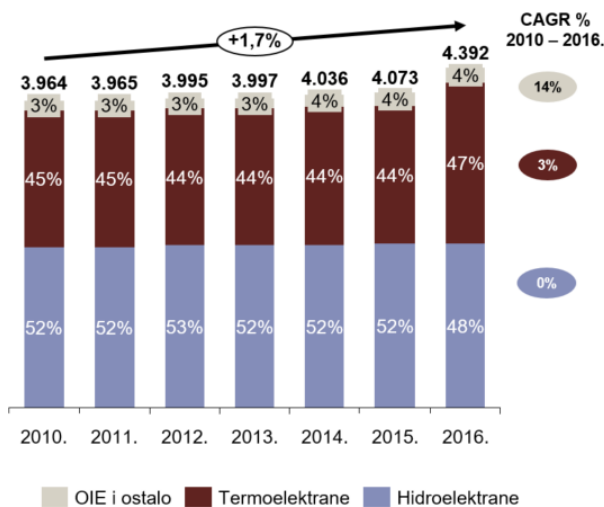
**Slika 5.2.5 Potrošnja el. energije u Bosni i Hercegovini po područjima, u TWh, 2010–2016.**



Izvor: DERK Izvještaj o poslovanju 2010–2016, analiza Projektnog tima

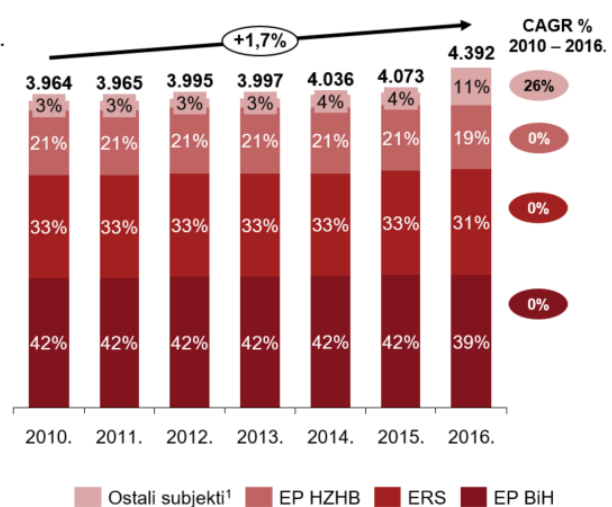
Struktura instaliranih kapaciteta proizvodnje el. energije u periodu od 2010. do 2015. godine nije doživjela značajnije promjene na nivou Bosne i Hercegovine, s obzirom na to da se u oba entiteta i dalje gotovo sva proizvodnja odvija iz termo i hidroelektrana. Glavni porast povećanja instaliranih kapaciteta u 2016. godini je ulazak TE “Stanari” na području Republike Srpske. Bitno je naglasiti da su zabilježene pozitivne stope rasta instaliranih kapaciteta iz obnovljivih izvora energije i ostalih postrojenja u oba entiteta. Ipak, OIE u sistemu poticaja i dalje imaju dosta nizak relativni udio na nivou Bosne i Hercegovine, ~4% (Slika 5.2.6). Gledajući po elektroprivredama, najviše instaliranih kapaciteta ima EP BiH, zatim ERS i EP HZBH. U 2016. godini je, zbog ulaska TE “Stanari”, koja je u privatnom vlasništvu, došlo manje preraspodjele relativnih udjela u instaliranim kapacitetima po elektroprivredama (Slika 5.2.7).

**Slika 5.2.6 Instalirani kapaciteti u Bosni i Hercegovini po izvoru, u MW, 2010–2016.**



Izvor: RERS Izvještaj o radu 2010–2015, FERK Izvještaj o radu 2010–2015, DERK Izvještaj o radu 2016, Operator za OIE i EK registar projekata, analiza Projektnog tima

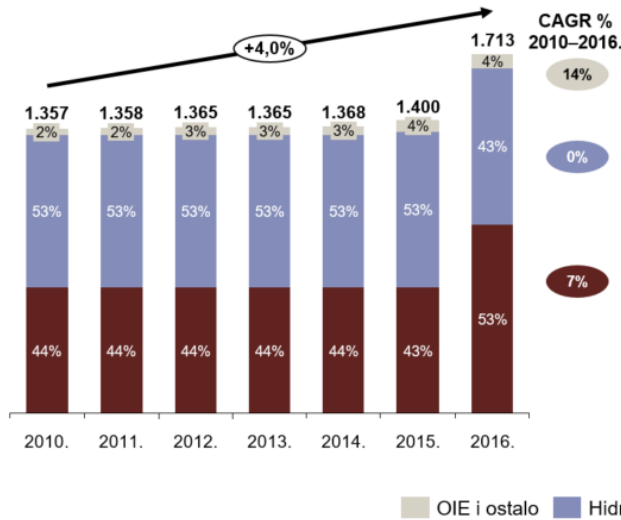
**Slika 5.2.7 Instalirani kapaciteti na nivou Bosne i Hercegovine po elektroprivredi, u MW, 2010–2016.**



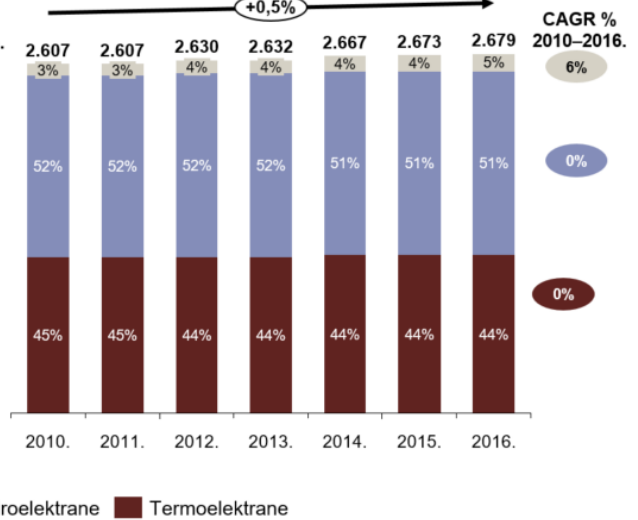
Napomena: U “ostale subjekte” ubrajaju se privatnici u oba entiteta, male i ostale elektrane i TE “Stanari”.  
Izvor: RERS Izvještaj o radu 2010–2015, FERK Izvještaj o radu 2010–2015, DERK Izvještaj o radu 2016, Operator za OIE i EK registar projekata, analiza Projektnog tima

Nadalje, u nastavku je dan prikaz instaliranih kapaciteta u entitetima.

**Slika 5.2.8 Instalirani kapaciteti u Republici Srpskoj po izvoru, u MW, 2010–2016.**



**Slika 5.2.9 Instalirani kapaciteti u Federaciji Bosne i Hercegovine po izvoru, u MW, 2010–2016.**

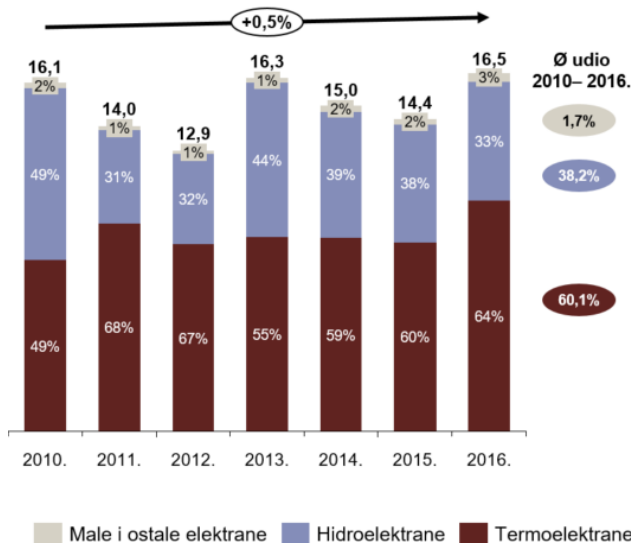


Izvor: RERS Izvještaj o radu 2010–2015, DERK Izvještaj o radu 2016, analiza Projektnog tima

Izvor: FERK Izvještaj o radu 2010–2015, DERK Izvještaj o radu 2016, Operator za OIE i EK registar projekata, analiza Projektnog tima

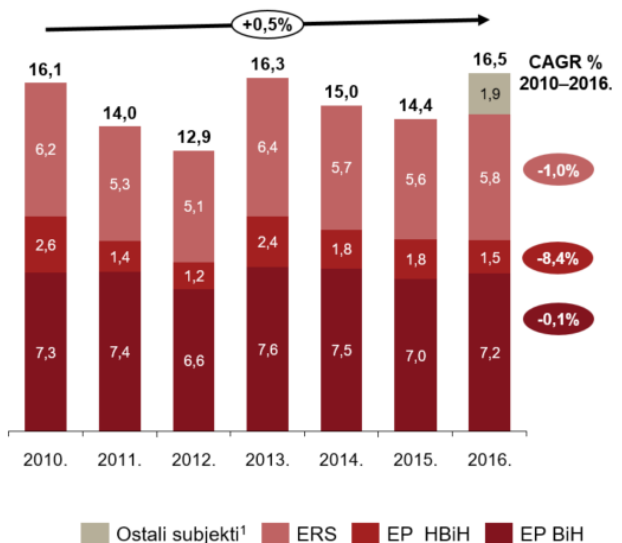
U periodu od 2010. do 2016. godine u Bosni i Hercegovini su termoelektrane na uglj u prosjeku imale učešće od ~60% u ukupnoj proizvodnji električne energije. Hidroelektrane su, zavisno od hidrologije, imale učešće ~32% – 49%, dok je u prosjeku njihov udio iznosio ~38% (Slika 5.2.10). Najveću proizvodnju ostvarila je EP BiH, u iznosu od 6,6 TWh – 7,6 TWh, zatim Elektroprivreda Republike Srpske, u iznosu od 5,1 TWh – 6,4 TWh, a najmanji udio EP HZHB, u iznosu od 1,2 TWh – 2,6 TWh proizvodnje el. energije u analiziranom periodu. U 2016. godini na tržištu su djelovali ostali subjekti izvan domene elektroprivreda – TE “Stanari” u sklopu Republike Srpske (1.565 GWh), hidroelektrane (35 GWh) te male i ostale hidroelektrane (307 GWh) na području Bosne i Hercegovine (Slika 5.2.11).

**Slika 5.2.10 Proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini po izvoru, u TWh, 2010–2016.**



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

**Slika 5.2.11 Proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini po subjektima, u TWh, 2010–2016. godina**

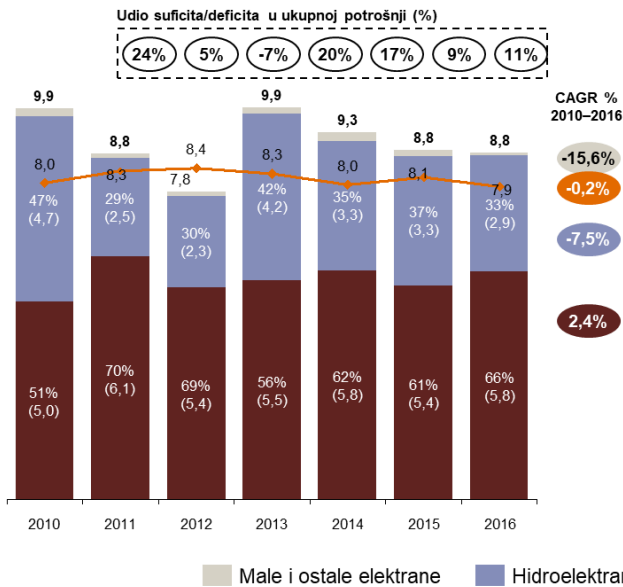


Napomena: 1) U kategoriju “ostali subjekti” u 2016. spadaju TE “Stanari” (1.565 GWh), hidroelektrane (35 GWh) te male i ostale elektrane izvan domene elektroprivreda (307 GWh)  
Izvor: DERK Izvještaj o radu 2014, 2015. i 2016. godina



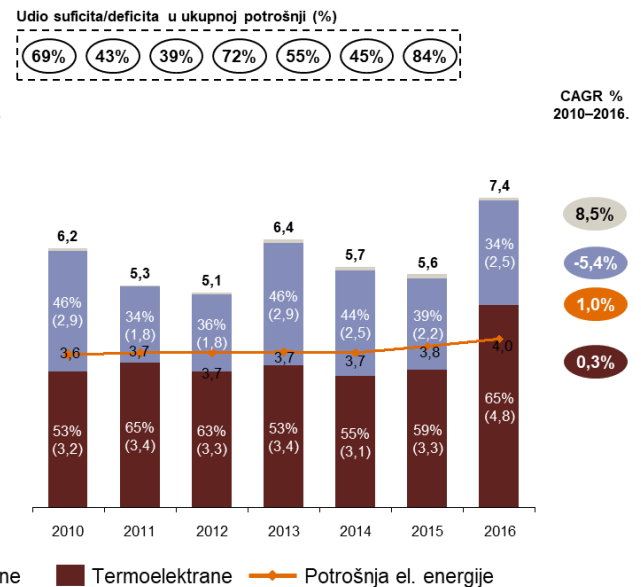
Iako oba entiteta imaju vrlo slične strukture portfelja, gdje većina proizvodnje dolazi iz termosektora, Republika Srpska ostvaruje veći suficit od Federacije Bosne i Hercegovine, dok Federacija Bosne i Hercegovine ostvaruje veću ukupnu proizvodnju. Proizvodnja iz TE na ugaj u 2016. godini za Republiku Srpsku je iznosila 4,8 TWh (65% ukupne proizvodnje), dok je proizvodnja električne energije iz hidrosektora iznosila 2,5 TWh, tj. 34% ukupne proizvodnje. Veći udio termosektora u ukupnoj proizvodnji pripisuje se ulaskom TE "Stanari", koja je doprinijela u promjeni trendova u odnosu na ranije periode za Republiku Srpsku. U Federaciji Bosne i Hercegovine je proizvodnja iz TE na ugaj u 2016. godini iznosila 5,8 TWh (66% ukupne proizvodnje), dok je proizvodnja el. energije iz hidrosektora iznosila 2,9 TWh, tj. 33% ukupne proizvodnje (Slika 5.2.12 i Slika 5.2.13). Na navedenim slikama Brčko distrikt Bosne i Hercegovine nije eksplicitno prikazan kao potrošač električne energije.

**Slika 5.2.12 Proizvodnja i potrošnja el. energije u Federaciji Bosne i Hercegovine, u TWh, 2010–2016.**



Napomena: U Federaciju Bosne i Hercegovine ulaze EP BiH i EP HZHB. Male i ostale elektrane, klasificirane u kategoriju "ostali subjekti" u DERK Izvještaju o radu 2016, kao i gubici prijenosa, nisu eksplicitno prikazani. Zbog novog načina prikaza podjele u DERK Izvještaju o radu za 2016. godinu, potrošnja u Federaciji Bosne i Hercegovine je realno veća, s obzirom na to da u obzir nisu uzeti ostali manji proizvođači i gubici u prijenosu. Izvor: DERK Izvještaj o radu 2014, 2015, 2016, analiza Projektnog tima

**Slika 5.2.13 Proizvodnja i potrošnja el. energije u Republici Srpskoj, u TWh, 2010–2016.**



Napomena: Pridružena je TE "Stanari" u sklopu proizvodnje. Male i ostale elektrane, klasificirane u kategoriju "ostali subjekti" u DERK Izvještaju o radu 2016, kao i gubici prijenosa, nisu eksplicitno prikazani. Izvor: DERK Izvještaj o radu 2014, 2015, 2016, analiza Projektnog tima

Gledajući proizvodni portfelj većih objekata (Tabela 5.2.1), Bosna i Hercegovina trenutno ima solidan udio hidroelektrana u proizvodnom miks. Početkom rada TE "Stanari" dodatno se povećao termoportfelj, no potrebno je naglasiti kako TE "Stanari", prema Ugovoru o koncesiji, nema obavezu snabdijevanja domaćeg konzuma. Kao strateški izazov za naredni period, potrebno je definirati razvoj termoportfelja, s obzirom na očekivani rast potrošnje i snižavanje sati rada ili predviđene dekomisije pojedinih starijih blokova u entitetima. U pogledu izgradnje hidroelektrana i elektrana na ostale OIE, potrebno je doći do objektivnih pokazatelja u pogledu kapaciteta i izvodljivosti pojedinih projekata. Dodatno, stvaranje strateškog okvira za veće iskorištavanje HE i OIE potencijala podrazumijeva i otklanjanje administrativnih i finansijskih barijera na nivou svih administrativnih nivoa u Bosni i Hercegovini.

Tabela 5.2.1 Pregled postojećih proizvodnih objekata po subjektima, bez malih i ostalih elektrana u Bosni i Hercegovini, 2016. godina

Poduzeće	Objekt	Vrsta	Inst. snaga (MW)	Proizvodnja 2016. (GWh)	Očekivani prestanak rada TE	
EP BiH	TE Tuzla	Lignit / mrki	715	1.173	3.687	2021(G3), 2022-23(G4), 2022-30(G5), >2035(G6) 2023-24(G5), 2024-27(G6), >2035(G7)
	TE Kakanj	Lignit / mrki	450	2.094	5.781	
	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	-	
EFT Stanari	TE Stanari	Lignit	300	900	1.566	-
ERS	TE Ugljevik	Mrki	300	1.751	4.838	> 2035
	TE Gacko	Lignit	300	1.521	2024. ili 2031.	
	HE Višegrad	Akumulacija	315	1.078	-	
	HE Dubrovnik G2	Protočna	126	717	-	
	HE Trebinje I i II	Akumulacija	188	451	-	
	HE Bočac	Akumulacija	110	251	-	

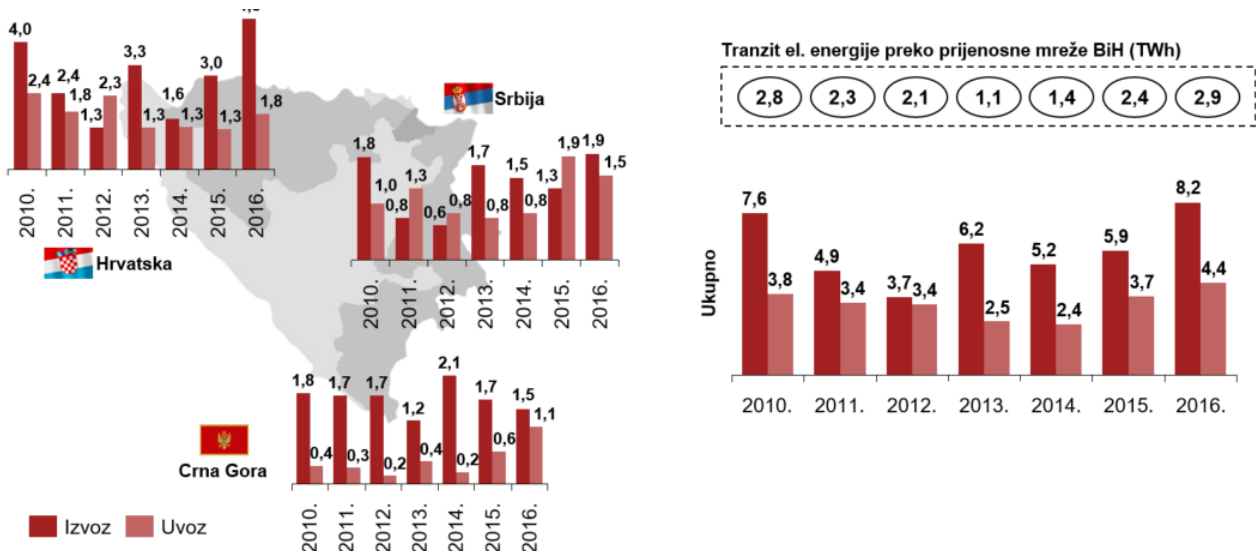
Izvor: DERK, NOSBiH Indikativni plan proizvodnje 2017–2026, EP HZHB, EP BiH, ERS, RERS, analiza Projektnog tima

### 5.2.3 Veleprodajno tržište

#### 5.2.3.1 Trenutno stanje

U segmentu prekogranične trgovine, u periodu od 2010. do 2016. godine Bosna i Hercegovina je ostvarivala saldo u smjeru izvoza. Iznos izvoza je varirao razmjerno oscilaciji proizvodnje tokom navedenog perioda. U 2016. godini aukciju za dodjelu količina za prekogranične kapacitete s Hrvatskom i Crnom Gorom organizirao je Ured za koordinirane aukcije u JIE (SEE CAO), a aukcije sa Srbijom organizirane su između dva operatora – NOSBiH i EMS. Najveći obim prekogranične razmjene uglavnom je realiziran s Hrvatskom, otprilike 50% ukupne razmjene, gdje se postizala i najviša cijena. Primjerice, u 2016. godini cijena je bila 7.881 KM/MW, što je tri puta više nego prethodne godine. Transit električne energije preko prijenosne mreže Bosne i Hercegovine uglavnom se kreće između 2 i 3 TWh godišnje, izuzev 2013. i 2014. godine, kada se kretao u iznosima 1,1–1,4 TWh (Slika 5.2.14).

Slika 5.2.14 Prekogranična trgovina električne energije, uključujući i registrirani tranzit u Bosni i Hercegovini, u TWh, 2010–2016.



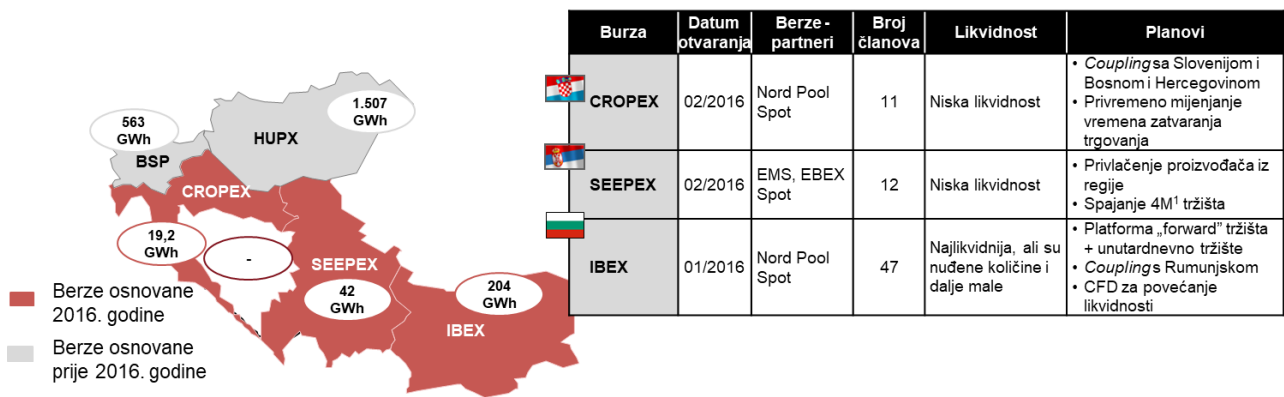
Izvor: DERK Izvještaj o radu 2010–2016. godina

S obzirom na to da Bosna i Hercegovina još nema razvijenu berzu električne energije i aukcijski način nabavke, veleprodaja se vrši isključivo kroz bilateralne ugovore. Od 2016. godine uspostavljeno je 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 Bosni i Hercegovini je nužna daljnja institucionalizacija veleprodaje. Susjedne zemlje, poput Hrvatske, Srbije i Bugarske,

lansirale su u 2016. godini svoje platforme za “dan unaprijed” tržište. Cilj ovih berzi (CROPEX, SEEPEX, IBEX) jeste unijeti transparentnost i likvidnost na balkansko tržište električne energije pružajući transparentne cijene. Daljnji planovi berzi usmjereni su 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. godine najvećim količinama trgovalo na HUPX berzi (Mađarska), kao referentnoj platformi za formiranje cijena električne energije za regiju, te slovenskoj BSP berzi (Slika 5.2.15).

**Slika 5.2.15 Količine na berzi za “dan unaprijed” u GWh, 1. mart – 1. april 2016. godine**



1) Market coupling četiri države (Češka, Slovačka, Mađarska i Rumunija)

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 Bosni i Hercegovini nije u potpunosti institucionalizirano, već je uređeno kroz bilateralne transakcije između dvadeset sedam licenciranih snabdjevača/trgovaca (kompanija), od kojih je u 2016. godini aktivno bilo sedamnaest subjekata (7.861,52 GWh). NOSBiH evidentira sve transakcije vezane za količine, ali ne i cijene. Od 2016. godine primjenjuje se balansno tržište, gdje se balansne usluge nabavljaju putem godišnjih, mjesečnih ili dnevnih tendera. Kako bi dostigla naredni nivo zrelosti i razvijenosti veleprodajnog tržišta, Bosna i Hercegovina treba implementirati aukcijske modele za kupovinu / prodaju električne energije te usluge balansiranja. Radi daljnje organizacije veleprodajnog tržišta el. energije u Bosni i Hercegovini potrebno je razmotriti da se izradi studija s ciljem definiranja optimalnog modela daljnje organizacije tržišta električne energije. Na taj će se način ostvariti daljnje unapređenje transparentnosti pri izvršavanju transakcija kao i formiranje cijene električne energije, po uzoru na dobre prakse u Evropi i u skladu sa smjericama Energetske zajednice<sup>5</sup> (Slika 5.2.16).

**Slika 5.2.16 Smjernice razvoja veleprodajnog tržišta**



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

<sup>5</sup> Energy Community Secretariat, WB6 Electricity Monitoring Report, December 2016

## 5.2.4 Prijenos električne energije

“Elektroprenos/Elektroprijenos Bosne i Hercegovine” a.d. Banja Luka tvrtka je koja je 58,89% u vlasništvu Federacije Bosne i Hercegovine, a 41,11% u vlasništvu Republike Srpske, zadužena za prijenos i sve ostale djelatnosti vezane za prijenos električne energije u Bosni i Hercegovini, poput održavanja i širenja prijenosnog sistema. Od 2005. godine, NOSBiH upravlja sistemom za prijenos električne energije i balansnim tržištem. Rad obje tvrtke regulira DERK. S obzirom na trenutno stanje organizacijske uređenosti, Bosna i Hercegovina bi trebala preuzeti jedan od standardnih evropskih modela uspostave operatora prijenosnog sistema. U Evropi velika većina zemalja koristi model s vlasničkim razdvajanjem (OU) ili model nezavisnog operatora prijenosa (ITO). (Slika 5.2.17) Trenutno je u fazi usvajanja novi nacrt Zakona o regulatoru električne energije i gasa, prijenosu i tržištu električne energije, kojim bi se trebao, između ostalog, definirati model uspostave operatora prijenosnog sistema. Potrebno je prioritizirati daljnje aktivnosti o usvajanju Zakona i njegovoj implementaciji u praksi.

Slika 5.2.17 Pregled modela razdvajanja TSO-a za električnu energiju

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

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

Prema podacima “Elektroprijenosa Bosne i Hercegovine”, ukupna dužina dalekovoda iznosi 6.321 km. Prema Dugoročnom planu razvoja prijenosne mreže “Elektroprijenosa Bosne i Hercegovine” i Indikativnog plana razvoja proizvodnje izrađenog od strane NOSBiH, planiraju se potrebe za novim interkonekcijama u EES Bosne i Hercegovine. Planirana je izgradnja dva nova 400 kV dalekovoda za spajanje s hrvatskim i srpskim tržištem, nadogradnja jednog 400 kV dalekovoda, te izgradnja jednog 110 kV dalekovoda prema Republici Srbiji (Tabela 5.2.2 i Slika 5.2.18). Bitno je napomenuti da daljnje planove razvoja novih objekata u prijenosnom sistemu treba razvijati prema dinamici novih proizvodnih objekata, analizi tokova snage i kriterijima sigurnosti, što je i bila dosadašnja praksa “Elektroprijenosa Bosne i Hercegovine”.

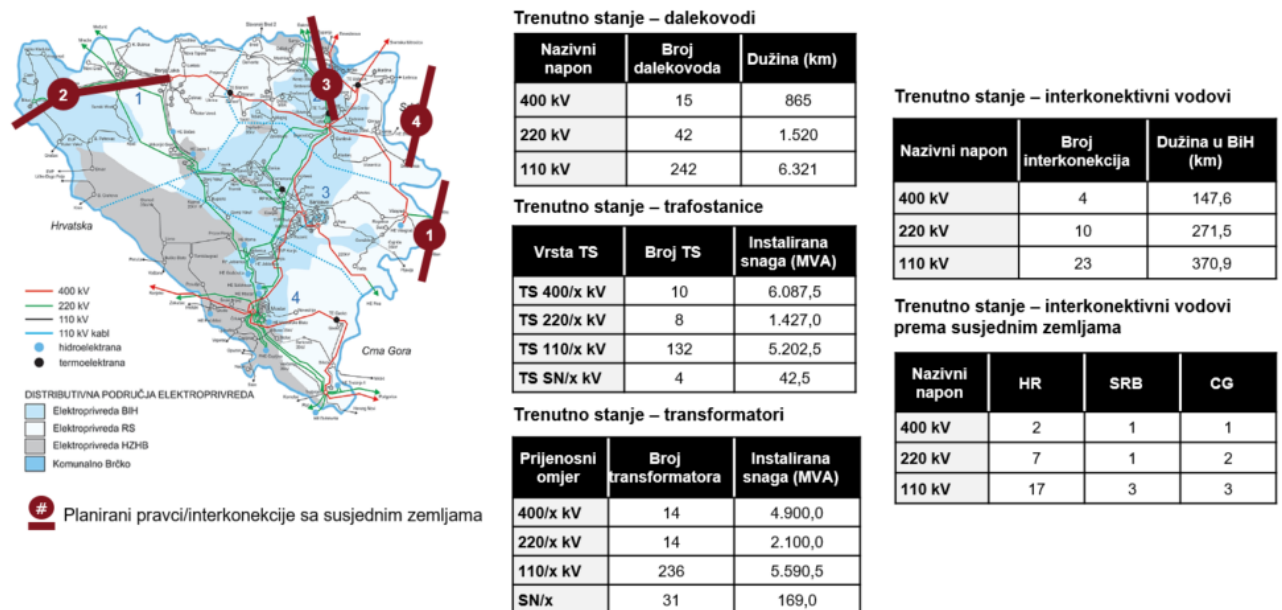
Tabela 5.2.2 Planirane interkonekcije prijenosne mreže Bosne i Hercegovine

	Projekt	Opis	Smjer		Trenutni status	Puštanje u rad	Komentar
1	Projekt 227 CSE8 – 627	Novi DV 2x 400 kV	RS (Bajina Bašta)	BA (Višegrad)	Trilateralna regionalna studija izvodljivosti	2022.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cilj projekta jeste povećanje prijenosnog kapaciteta unutar regije te olakšanje razmjene energije između SI i JZ dijela Evrope</li> <li>Dio transbalkanskog koridora (PECI projekt<sup>1</sup>)</li> </ul>
2	Projekt 136 CSE1 – 227	Novi DV 400 kV i pripadajuće DV polje 400 kV	BA (Banja Luka)	HR (Lika/Brinje)	Postignut dogovor između HOPS-a, NOSBiH i Elektroprijenos Bosne i Hercegovine o pokretanju inicijative prema EU fondovima	2022.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ovaj projekt doprinosi povećanju prekograničnog prijenosnog kapaciteta</li> <li>Integracija tržišta i OIE između HR i BiH te veća fleksibilnost mreže</li> </ul>
3	Projekt 241	Nadogradnja DV 400 kV	BA (Tuzla/ Gradačac)	HR (Đakovo)	U fazi razmatranja, i postoji potreba za predstudiju izvodljivosti	2030.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cilj projekta jeste zamjena postojećih interkonektivnih vodova sa 220 kV na 400 kV</li> <li>Integracija tržišta i OIE između HR i Bosne i Hercegovine te veća fleksibilnost mreže</li> </ul>
4	-	Izgradnja DV 110 kV	BA (Srebrenica)	RS (Ljubovija)	Planirano na osnovu bilateralnog sporazuma Srbije i Bosne i Hercegovine	2019.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Projekt nije uvršten na liste projekata od značaja</li> <li>Izgradnjom bi se riješili problemi u mrežama Bosne i Hercegovine i Srbije</li> </ul>

Napomena: 1) Project of Energy Community Interest – odnosi se na projekte koji se nalaze na listi za 2016. godinu, a koje je potpomogla Evropska energetska zajednica

Izvor: ENTSO-E TYNDP 2016 Project Sheets, DERK Izvještaj o radu 2015, Elektroprijenos Bosne i Hercegovine – Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže 2017–2026. Knjiga I, Elektroprijenos Bosne i Hercegovine

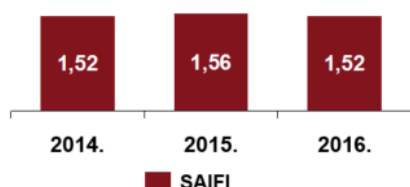
Slika 5.2.18 Prikaz trenutnog stanja i planiranih interkonektivnih vodova prijenosne mreže Bosne i Hercegovine sa susjednim zemljama



Izvor: ENTSO-E TYNDP 2016 Project Sheets, DERK Izvještaj o radu 2015, Elektroprijenos Bosne i Hercegovine

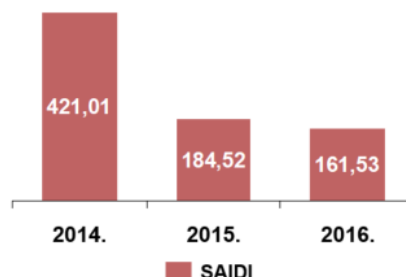
Gubici u prijenosnoj mreži su na vrlo zadovoljavajućim nivoima, u 2016. godini iznosili su 1,77%, što je u rangu razvijenih evropskih elektroenergetskih sistema. U odnosu na raspoloživu energiju na prijenosnoj mreži, koja je u 2016. godini bila veća nego 2015. godine, ostvareni su manji gubici (Slika 5.2.19, Slika 5.2.20). Raspoloživost sistema na osnovu neisporučene energije u posljednje je tri godine na nivou od oko 99,98%.

**Slika 5.2.19 Gubici u prijenosnoj mreži u procentima, 2014–2016.**



Izvor: Elektroprijenos Bosne i Hercegovine

**Slika 5.2.20 Raspoloživa energija u prijenosnoj mreži u GWh, 2014–2016.**



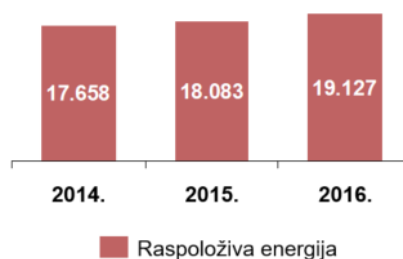
Za prijenosu mrežu u 2016. godini prekid napajanja po kupcu (SAIDI) trajao je 161,53 minute, a broj prekida po kupcu (SAIFI) iznosio je 1,52. SAIFI pokazatelj u posljednje je tri godine na gotovo istom nivou, dok je SAIDI pokazatelj najveći bio u 2014. godini, što su uzrokovale poplave te godine.

**Slika 5.2.21 SAIFI pokazatelj na prijenosnoj mreži u broju prekida po kupcu, 2014–2016**



Izvor: Elektroprijenos Bosne i Hercegovine

**Slika 5.2.22 SAIDI pokazatelj na prijenosnoj mreži u minutama, 2014–2016.**



Prema procjenama Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže 2017–2026, ukupna potrebna sredstva za investiranje u razvoj prijenosne mreže iznose 825,44 miliona KM (~ 419,8 miliona EUR). Za izgradnju novih objekata potrebno je uložiti 206,12 miliona KM (~ 104,83 miliona EUR), dok će za izgradnju novih interkonektivnih vodova biti potrebno 89,99 miliona KM (~ 45,77 miliona EUR). Sredstva u iznosu od 529,33 miliona KM (~ 269,22 miliona EUR) namijenjena su za: uz izgradnju novih, planira se i rekonstrukcija/sanacija i proširenje postojećih objekata i dalekovoda. Dodatno, na nivou cijele Bosne i Hercegovine planirana je i ugradnja prigušnica, s ciljem rješavanja pojave visokih napona na 400 kV i 220 kV nivoima. Dodatno, planirana je i obnova TK i SCADA sistema u dispečerskim centrima operativnih područja.

Minimum kriterija koji moraju biti zadovoljeni prilikom izrade Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže definirani su Mrežnim kodeksom. Osim ovih općih kriterija kod izrade Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže 2017–2026. poštovani su i drugi kriteriji (standardni kriteriji planiranja koji se koriste kod izrade ovakvog tipa dokumenata) koje je definirao “Elektroprenos/Elektroprijenos BiH”, a potvrdio NOSBiH. Ovi kriteriji se prije svega odnose na izgradnju novih objekata prijenosne mreže, primjenu kriterija sigurnosti (n-1) prilikom provođenja analiza tokova snaga i naponskih prilika te na dozvoljeno opterećenje i životni vijek pojedinačnih elemenata prijenosne mreže. Prilikom izrade poštovan je i princip planiranja koji je usvojila Skupština akcionara “Elektroprenosa/Elektroprijenosa BiH”, prema kojem se investiranje u prijenosnu mrežu na području dva entiteta mora realizirati poštujući kapital odnosa u “Elektroprenosu/Elektroprijenosu BiH” (Federacija Bosne i Hercegovine – 58,89%; Republika Srpska – 41,11%).

Pored podataka definiranih Mrežnim kodeksom Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže 2017–2026. sadrži i: analizu naponskih prilika u prijenosnoj mreži na osnovu procjene istovremenog maksimalnog opterećenja prijenosne mreže, koristeći kriterij sigurnosti (n-1), analizu naponskih prilika u prijenosnoj mreži na osnovu procjene istovremenog minimalnog opterećenja prijenosne mreže za normalno uklopno stanje, pregled planiranih novih interkonekcija prema susjednim sistemima, proračun prijenosnih kapaciteta, uz uvažavanje dinamike izgradnje novih interkonekcija, procjenu raspoloživih sredstava za realizaciju potrebnih investicija.

### 5.2.5 Distribucija i snabdijevanje

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

1. usklađenju s EU direktivama i energetske paketa;
2. unapređenju regulatornih mehanizama, s ciljem poticanja efikasnosti i kvaliteta te odnosa prema tržišnim dionicima;
3. smanjivanju gubitaka u mreži i povećanju kvaliteta snabdijevanja;
4. fleksibilnim i tehnološki modernim ODS-ovima, kao osnovi za modernizaciju energetske sektora.

#### 5.2.5.1 Pregled statusa izdvajanja elektrodistribucijske djelatnosti

Na nivou Bosne i Hercegovine potrebni su daljnji koraci u usklađenju tržišta električne energije sa zakonima o električnoj energiji u Federaciji Bosne i Hercegovine i Republici Srpskoj te s Direktivom 2009/72/EC o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije. Sve elektroprivredne djelatnosti u EP HZHB organizacijski su razdvojene, pa tako i elektrodistribucijska djelatnost i snabdijevanje, dok računovodstveno izdvajanje nije u potpunosti realizirano u JP EP BiH, jedino je razdvojena računovodstvena djelatnost. JP "Komunalno Brčko" trenutno je u postupku računovodstvenog razdvajanja. Za razliku od ostalih elektroprivreda, ERS ima razdvojene sve djelatnosti, osim snabdijevanja koje je potpuno integrirano u elektrodistribucijski subjekt. Ključni prioritet je pravno, funkcijsko i računovodstveno izdvajanje djelatnosti iz vertikalno integriranih elektroprivreda te komunalnih preduzeća, s glavnim fokusom na JP EP BiH i EP HZHB. Također, potrebno je stvoriti legislativni okvir za početak procesa izdvajanja djelatnosti snabdijevanja od mrežne djelatnosti, koje su danas potpuno integrirane u elektrodistribucijskim subjektima. Prema Direktivi EZ, Brčko distrikt Bosne i Hercegovine, kao lokalna zajednica s manje od sto hiljada stanovnika, nema obavezu implementirati puni spektar izdvajanja djelatnosti snabdijevanja od distribucije (Tabela 5.2.3).

**Tabela 5.2.3 Status izdvajanja elektrodistribucijske djelatnosti u Bosni i Hercegovini**

	JP EP BiH	EP HZHB	MH ERS <sup>1</sup>	Komunalno Brčko
Tip subjekta	Vertikalno integriran			Distribucija i snabdijevanje
Djelatnost distribucije u okviru EP	DA	DA	DA	Komunalno preduzeće
<b>Status/organizacija djelatnosti distribucije</b>				
Pravno izdvojena	X	X	✓	X
Organizacijski/funkcijsko izdvojena	X	✓	✓	X
Računovodstveno izdvojena	✓	Djelimično	✓	X
Izdvojeno snabdijevanje od mrežne djelatnosti	X	X	X	n/a
Potrebno usklađivanje s EU direktivama	DA	DA	DA	DA

1) Sami MH ERS kao holding ima dozvolu za trgovinu i snabdijevanje električnom energijom, za razliku od distribucijskih preduzeća. Dakle, holding, za razliku od distribucijskih preduzeća, ima mogućnost snabdijevati kvalificirane kupce.

Izvori: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske, DERK Izvještaj o radu 2016, analiza Projektnog tima

### 5.2.5.2 Regulatorni model

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

**Tabela 5.2.4 Indikativno poređenje ključnih karakteristika regulatornih modela**

	Njemačka	Češka	Poljska	Slovačka	Rumunija	Grčka
<b>Regulatorni model</b>	Prihodovni „cap” poticajni model	Prihodovni „cap” poticajni model	Prihodovni „cap” troškovni model	Cjenovni „cap”	Cjenovni „cap”	Prihodovni „cap” kombinirani model
<b>Dopušteni CAPEX</b>	n/a	610 mil. EUR za cijeli sektor (2012)	1,4 mlrd. 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)
<b>Dopušteni povrat</b>	5,90%	7,923%	8,9%	6,04%	10%	8%
<b>Regulatorno razdoblje</b>	5	5	4	5	5	1
<b>Revidiranje uvjeta</b>	Ne	U slučaju promjene tržišnih ili ekon. uvjeta	Ne	Moguća prilagodba cijena	Da	Ne
<b>Zahtjevi za kvalitetom</b>	Da	Da	Ne	Da	Da	Ne
<b>Opravidnost investicija</b>	Ex-post evaluacija kroz „benchmark”	Ne	Ex-post evaluacija za sljedeće reg. period	Penalizacija neadekvatnih investicija	Ne	Ne
<b>Ostalo</b>	R&D koji finasira država „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 komparativno poređenje, tj. *benchmark*, ili čak penalizacija suboptimalnih investicija. Dodatno, u određenim zemljama regulator zahtijeva od distributera i dodatni fokus na unapređenje operativnog poslovanja – npr. u Rumuniji 50–70% gubitaka prenosi se na kupce, dok ostatak gubitaka snosi ODS (Tabela 5.2.4). S obzirom na prikazane evropske prakse, u narednom se periodu može očekivati dodatno sazrijevanje regulatora i novi pritisci na poslovanje i rezultat. U skladu s tim, na slici niže dat je pregled budućih očekivanih promjena u metodologiji formiranja tarifa koji će svakako stvoriti nove pritiske na operatore distribucijskog sistema i tražiti njihov veći kvalitet i efikasnost. 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 5.2.23).

**Slika 5.2.23 Potencijalne promjene u metodologiji tarifiranja**



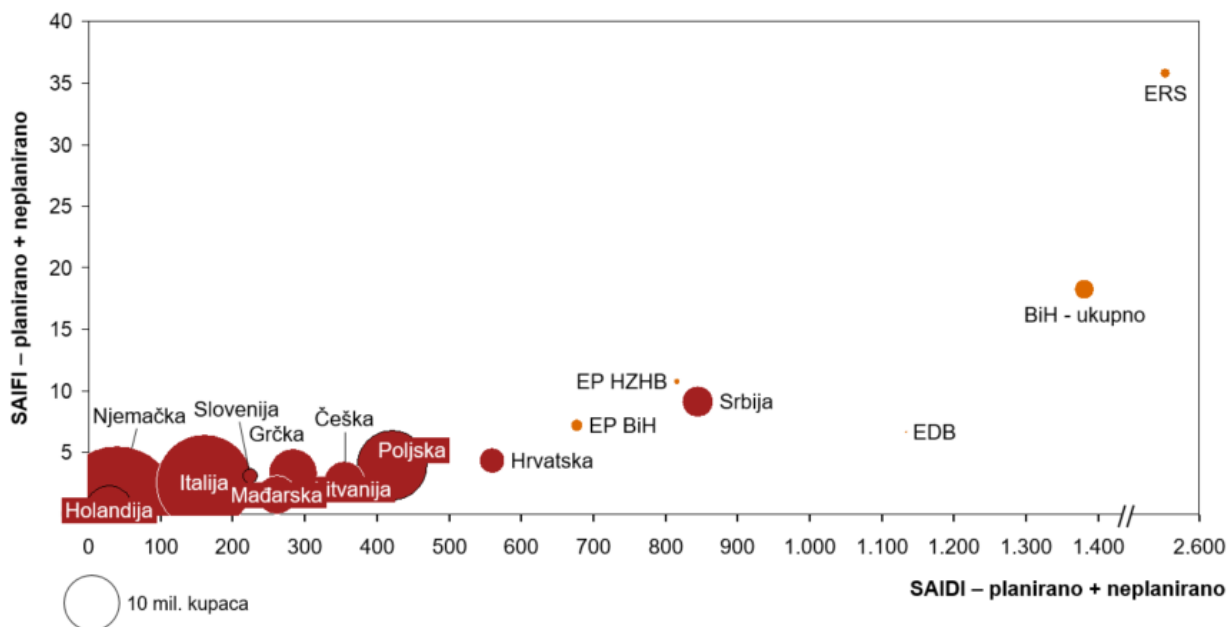
Izvor: Analiza Projektnog tima



### 5.2.5.3 Indikativni SAIFI i SAIDI pokazatelji i gubici u distribucijskoj mreži

Poredeći distribucijsku mrežu Bosne i Hercegovine s mrežama u ostalim zemljama Evrope vidljivo je da postoji mogućnost dodatnog unapređenja stanja u elektroprivredama u Bosni i Hercegovini, posebice u segmentu upravljanja kvalitetom snabdijevanja te smanjenju distributivnih gubitaka u pojedinim područjima i uvođenju "pametnih" mreža.

Slika 5.2.24 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 Brčko distrikta Bosne i Hercegovine

Pouzdanost napajanja jedan je od elemenata kvaliteta snabdijevanja. Dva najčešća pokazatelja koja se koriste za procjenu pouzdanosti napajanja elektroenergetskog subjekta su SAIDI (engl. *System Average Interruption Duration Index*) i SAIFI (engl. *System Average Interruption Frequency*). SAIDI označava prosječno trajanje prekida napajanja po kupcu na nivou sistema u toku 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 uporedne elektroprivrede iz drugih zemalja prikupljeni su podaci za SAIDI i SAIFI pokazatelje za sve naponske nivoe distribucijske mreže, te su u obzir uzeti planirani i neplanirani prekidi.

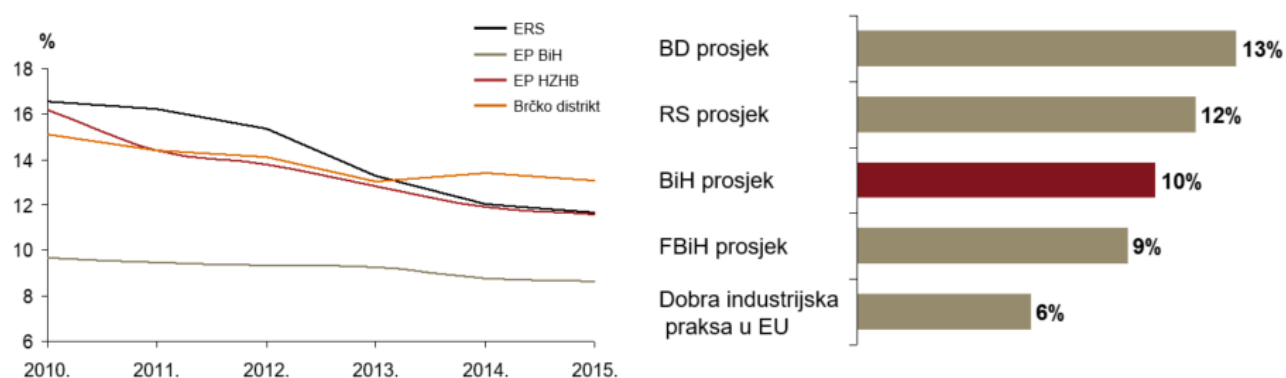
U 2015. godini prekid napajanja po kupcu (SAIDI) za sve elektroprivrede u Bosni i Hercegovini trajao je prosječno 1.381,8 minuta (EP BiH – 677 minuta, EP HZHB – 817 minuta, ERS – 2.554 minute, EDB – 1.135 minuta). S druge strane, bilo je prosječno 18,2 broj prekida po kupcu (SAIFI) za Bosnu i Hercegovinu (EP BiH – 7,2, EP HZHB – 10,7, ERS – 35,8, EDB – 6,6). Poredeći pokazatelje sa zemljama u regiji i ostatku Bosne i Hercegovine, ima veće iznose za SAIDI i SAIFI pokazatelje, te postoji velik prostor za poboljšanje (Slika 5.2.24).

Osim broja i trajanja prekida, analizirani su i gubici električne energije u distribucijskoj mreži za sve naponske nivoe. Uzimajući u obzir sve elektroprivrede u Bosni i Hercegovini, prosjek gubitaka električne energije u 2015. godini iznosio je 10%. Primjerice, iznos gubitaka EP BiH je ispod 9%, EP HZHB i ERS imaju distributivne gubitke od oko 11,6%, a u Brčko distriktu Bosne i Hercegovine kreću se oko 13%.

Unatoč pozitivnom trendu smanjivanja gubitaka, Bosna i Hercegovina i dalje ostvaruje znatne gubitke u svojoj mreži u odnosu na ostale zemlje Evrope. 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 ciljeva su sljedeći:

- 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 (netehničkih) gubitaka.

Slika 5.2.25 Poređenje distributivnih gubitaka u Bosni i Hercegovini s ostalim zemljama, 2015. godina



Izvor: ERS godišnji izvještaj 2015, EP BiH, EP HZHB, JP "Komunalno Brčko", Eurostat

#### 5.2.5.4 Transformacija operatora distribucijskog sistema

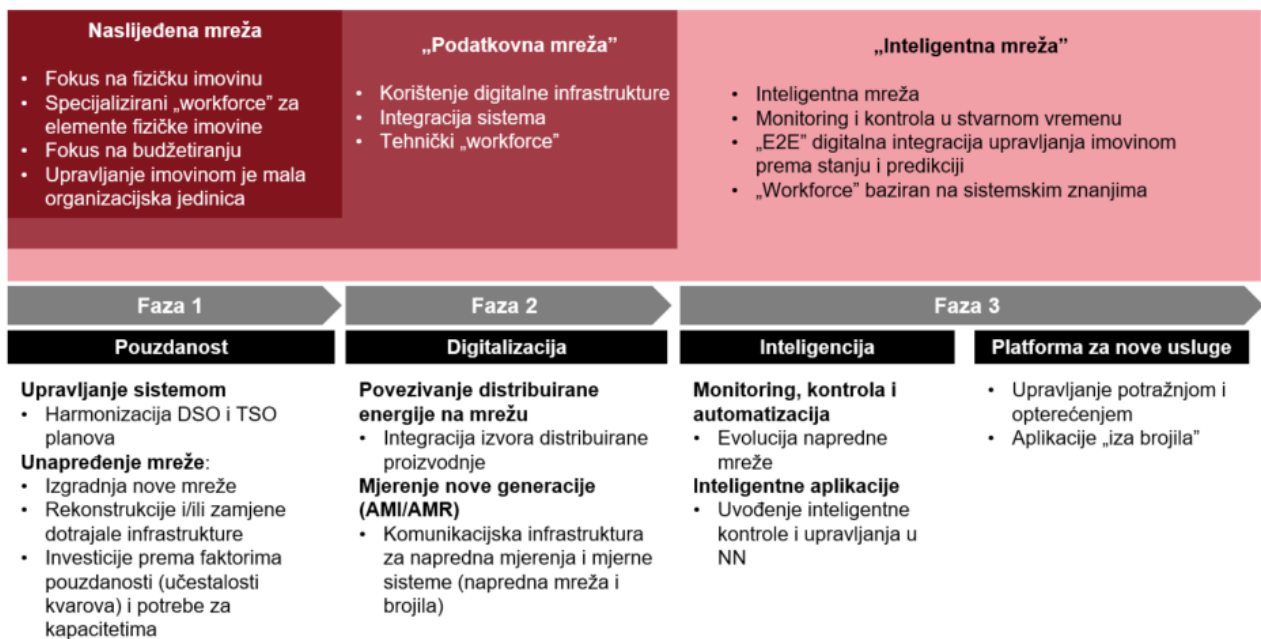
U srednjem roku potrebno je staviti naglasak na razvoj moderne infrastrukture te uvođenje novih tehnologija kod operatora distribucijskog sistema.

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 (engl. *asset management*). U toj, prvoj fazi pouzdanost je ključan indikator uspješnosti te ključni kriterij investicijskih odluka, a efikasnost sistema i agilnost procesa sekundarni.

Druga faza razvoja ODS-ova je faza u koju sada ulaze ODS kompanije u Bosni i Hercegovini. Intenziviraju se aktivnosti digitalizacije infrastrukture i napredne mreže, implementacije pametnih brojila, tehničke i IT integracije te prilagodbe terenskih aktivnosti i procesa, primarno u domeni održavanja, kvarova te upravljanja mrežom (engl. *dispatching*). U ovoj fazi intenziviraju se aktivnosti integracije izvora distribuirane energije, što zahtijeva prilagodbu organizacije, procesa te odnosa s ključnim dionicima na tržištu. Prilagodba organizacije ponovo 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 veći kvalitet 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 moguće su 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 sistema u decentralizirane sisteme. Ipak, dinamika implementacije novih tehnologija, poput naprednih brojila, iako donosi operativne uštede, treba biti planirana na način da balansira između modernizacije cjelokupnog sistema te finansijskih 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 sistema, čija će modernizacija u velikoj mjeri diktirati tempo modernizacije cijelog sektora.

Slijedi faza daljnje evolucije i uvođenja inteligentne mreže i kontrole u stvarnom vremenu. Napredna infrastruktura implementira se i na niskonaponskim nivoima, što će omogućiti puno efikasnije digitalno upravljanje mrežom, s preciznijim i bržim izlascima na teren. Takvi alati i metode bit će sve važniji za optimiranje upravljanja mrežom, naponima i opterećenjima. Znanja i kompetencije koje će ODS kompanije morati graditi bazirat će se na snažnim IT i tehnološkim znanjima, a moderni ODS-ovi bit će potpuno spremni za omogućavanje novih poslovnih modela te proizvoda i usluga "iza brojila" (Slika 5.2.26).

Slika 5.2.26 Implikacije digitalnih mreža na strateško pozicioniranje na tržištu

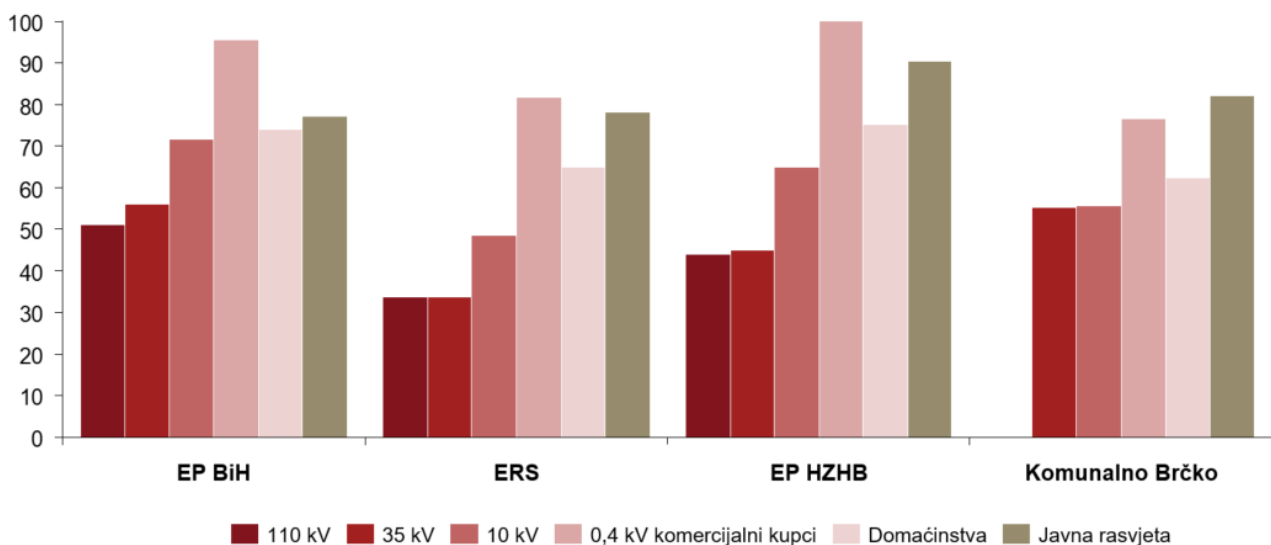


Izvor: Analiza Projektnog tima

### 5.2.6 Cijene električne energije

U cijeloj Bosni i Hercegovini, 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 naponskim nivoima (Slika 5.2.27). Nivoi cijena električne energije u Bosni i Hercegovini općenito su, već dugi niz godina, vrlo niske u odnosu na cijene u ostatku regije. Međutim, u posljednjih nekoliko godina postoji tendencija blagog porasta cijena, dok cijene el. energije u široj regiji<sup>6</sup> bilježe blagi pad. Pritom je važno napomenuti da trend kretanja cijena zavisi od kategorije kupaca. Tako je prosječna cijena el. energije za kupce koje snabdijevaju javni dobavljači u 2016. godini iznosila 13,15 feninga/kWh (~67,2 EUR/MWh), što je smanjenje od 2,7% u odnosu na prethodnu godinu, dok je prosječna cijena za domaćinstva iznosila 13,98 feninga/kWh (~71,5 EUR/MWh), što je 1,5% više u odnosu na prethodnu godinu. Kod svi ostalih kupaca zabilježeno je smanjenje prosječne prodajne cijene za 5,8%.

Slika 5.2.27 Prosječna cijena električne energije u elektroprivredama u EUR/MWh, 2016. godina



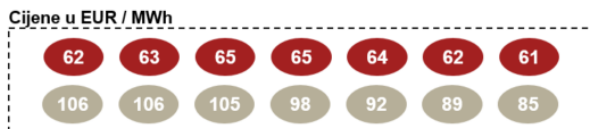
Napomena: Cijene su izražene bez PDV-a

Izvor: DERK Izvještaj o radu 2016.

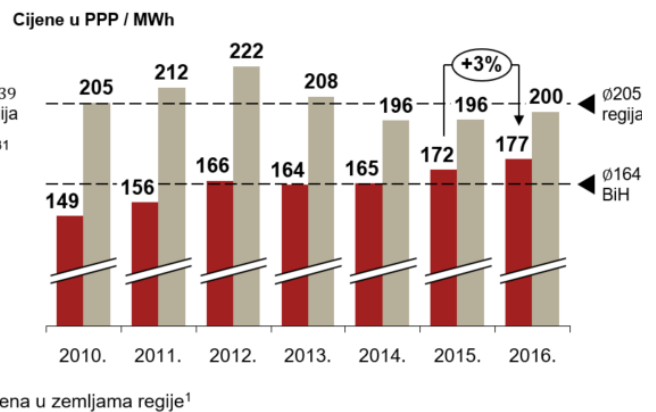
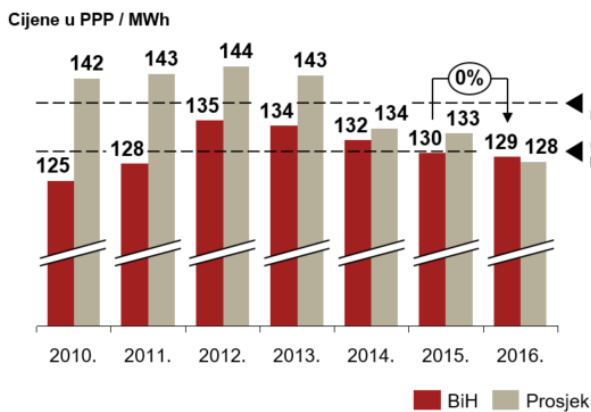
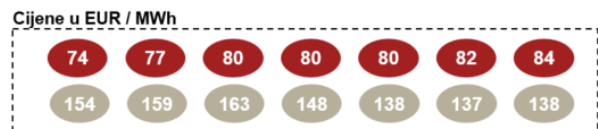
<sup>6</sup> Šira regija odnosi se na sljedeće zemlje: Austriju, Slovačku, Mađarsku, Češku, Sloveniju, Hrvatsku i Srbiju.

Cijene električne energije bez PDV-a i poreza za industriju su 2016. godine u Bosni i Hercegovini iznosile 61 EUR/MWh, te nije bilo većih promjena u odnosu na prijašnje godine. Poređenja radi, 2010. godine prosječna cijena električne energije u regiji bila je 106 EUR/MWh, a 2016. godine 85 EUR/MWh, što su znatno veći iznosi od cijena u Bosni i Hercegovini. Ukoliko se cijene električne energije preračunaju prema kriteriju pariteta kupovne moći (engl. *PPP – Power Purchase Parity*), tj. životnog standarda pojedine zemlje, vidljivo je da postoji svojevrsno konvergiranje i smanjenje jaza cijena između Bosne i Hercegovine i regije (Slika 5.2.28).

**Slika 5.2.28 Cijene električne energije za industriju u široj regiji, bez PDV-a i nameta u PPP i EUR/MWh, 2010–2016.**



**Slika 5.2.29 Cijene električne energije za domaćinstva u široj regiji, ukupna cijena u PPP i EUR/MWh, 2010–2016. godina**

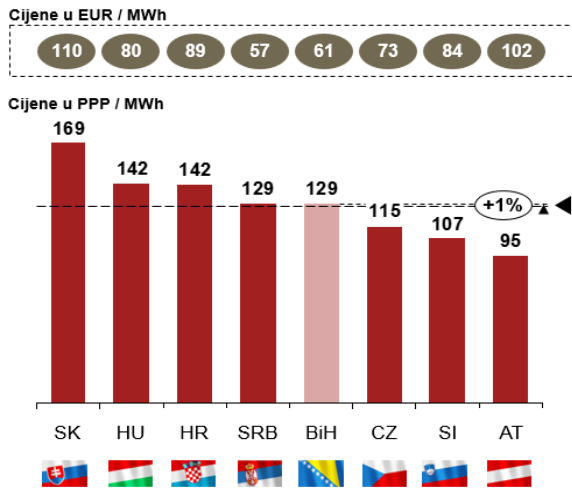


Napomena: Za industriju je uzeta kategorija kupaca IC: 500 MWh < potrošnja < 2.000 MWh  
Izvor: Eurostat, analiza Projektnog tima

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

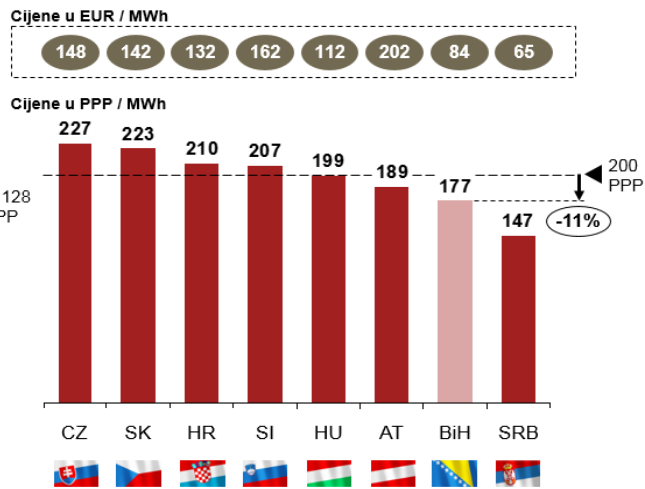
Cijene električne energije za domaćinstva su također niže od prosjeka u regiji. Od 2010. godine cijena električne energije kretala se između 74 i 84 EUR/MWh, s tim da je cijena u 2016. godine imala najviši iznos, od 84 EUR/MWh. Za taj period prosječna cijena el. energije za domaćinstva u regiji iznosila je 138 EUR/MWh. Gledajući cijene prema paritetu kupovne moći, vidljiv je blagi uzlazni trend za Bosnu i Hercegovinu, dok je regiju karakterizirao blagi pad. Međutim, cijene u Bosni i Hercegovini su i dalje na vrlo niskim nivoima (Slika 5.2.29).

Posmatrajući cijene za 2016. godinu po pojedinim zemljama, industrijski potrošači imaju cijene koje su u rangu s prosjekom šire regije, dok su cijene za domaćinstva u Bosni i Hercegovini niže od prosjeka za 11%; samo je Srbija imala niže cijene od Bosne i Hercegovine (Slika 5.2.30 i Slika 5.2.31). U narednom periodu potrebno je raditi na kontinuiranom unapređenju efikasnosti proizvodnih objekata i konkurentnosti cijena proizvodnog miksa na liberaliziranom tržištu.



Slika 5.2.30 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 5.2.31 Cijene električne energije za domaćinstva u široj regiji, ukupna cijena u PPP i EUR/MWh, 2016. godina

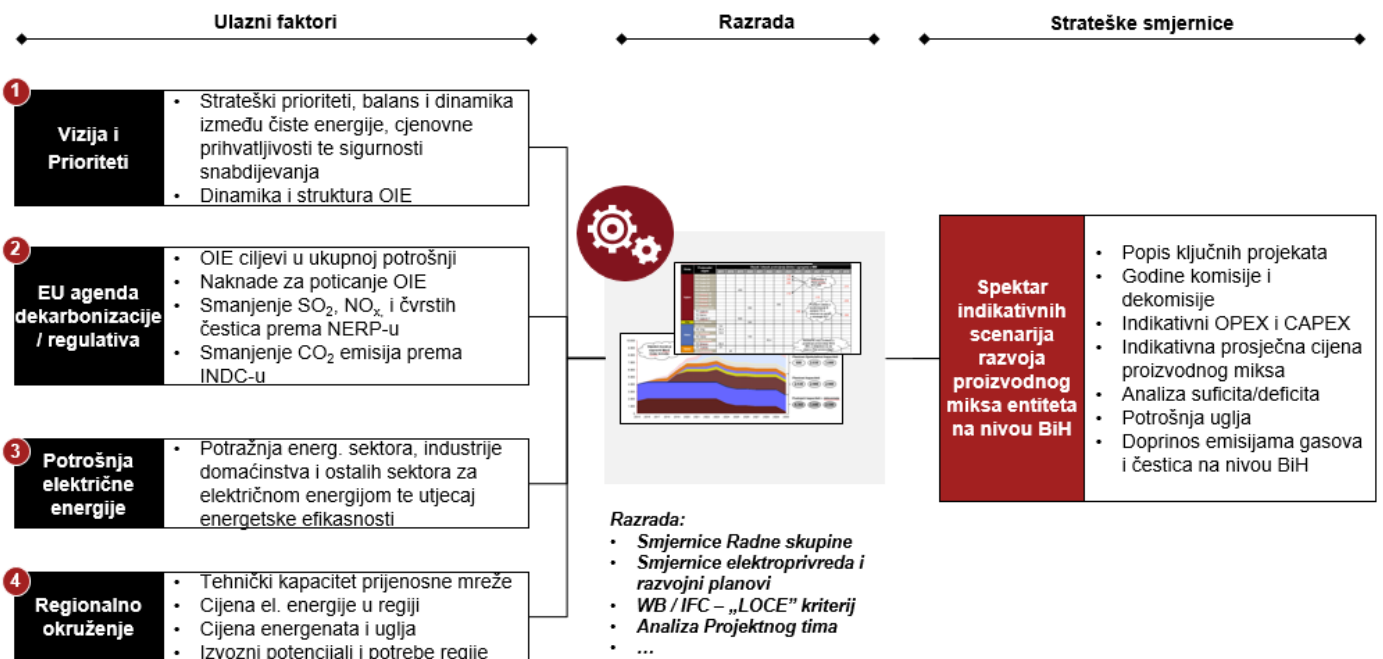
Napomena: Za domaćinstva je uzeta kategorija kupaca DC: 2.500 kWh < potrošnja < 5.000 kWh  
Izvor: Eurostat, analiza Projektnog tima

## 5.2.7 Indikativni scenariji razvoja proizvodnog miksa u Bosni i Hercegovini

### 5.2.7.1 Strateški okvir za razvoj proizvodnog miksa

Strateški okvir razvoja proizvodnog miksa entiteta na nivou Bosne i Hercegovine bazira se na četiri osnovna elementa: viziji i prioritetima Bosne i Hercegovine te entiteta, EU regulativi i agendi dekarbonizacije, kretanju potrošnje električne energije te razvoju regionalnog okruženja. Na temelju ključnih faktora i iteracija s radnim skupinama stvoren je okvir unutar kojeg su razrađivani indikativni scenariji razvoja proizvodnog miksa električne energije u Bosni i Hercegovini (Slika 5.2.32). U samoj razradi scenarija koristio se kriterij najnižeg troška proizvodnje električne energije. Kao sljedeći korak preporučuje se daljnja izrada novog proizvodnog miksa, koji će biti razrađivati elektroprivrede.

Slika 5.2.32 Strateške smjernice



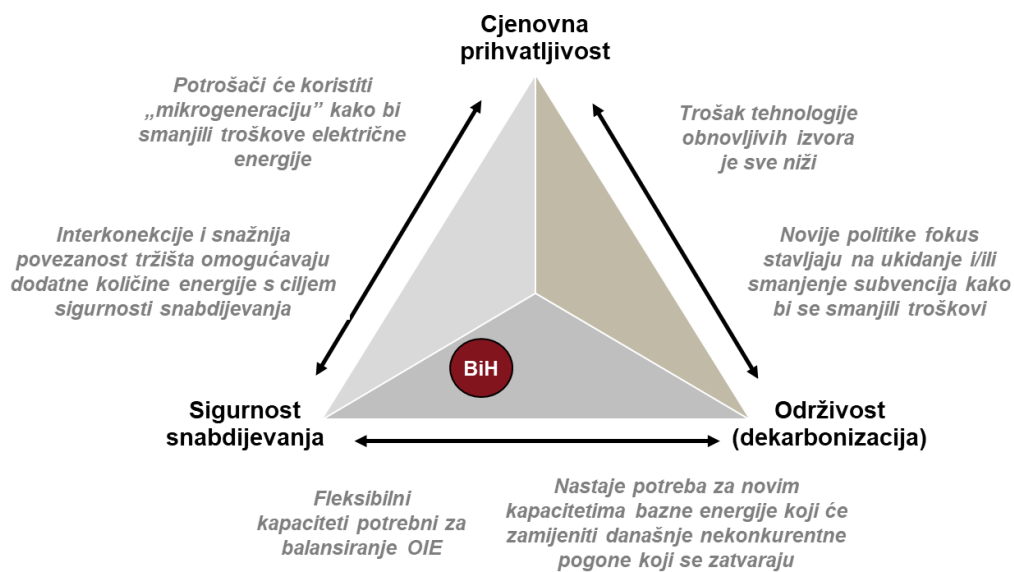
Izvor: Analiza Projektnog tima

### 5.2.7.2 Vizija i prioriteti

Strategiju razvoja proizvodnog miksa na nivou Bosne i Hercegovine treba adekvatno pozicionirati u okviru ključnih strateških ciljeva energetske trileme, tj. sigurnosti snabdijevanja, cjenovne prihvatljivosti ili održivosti (dekarbonizacije).

Iako povijesni podaci ukazuju na to da intenzitet bilansnog suficita uvelike zavisi od hidrologije, u pravilu se ostvarivala visoka sigurnost snabdijevanja domaćeg konzuma. Cilj za naredni period jeste zadržavanje sigurnosti snabdijevanja domaćom proizvodnjom električne energije, međutim taj je cilj potrebno uskladiti s ciljevima konkurentnosti te novih okolišnih standarda.

**Slika 5.2.33 Ilustrativan prikaz Bosne i Hercegovine u sklopu energetske trileme danas**



Izvor: Analiza Projektnog tima

Dodatno, scenarije koji imaju i blagi trend smanjenja stope suficita električne energije nije potrebno negativno karakterizirati. Bosna i Hercegovina je na putu pune integracije u jedinstveno EU energetske tržište, što znači da, osim domaće proizvodnje električne energije, sigurnosti snabdijevanja pozitivno doprinosi i jasan trend integracije energetskih tržišta, zbog čega je važno, uz fizičku integraciju, kontinuirano ulagati u znanja i kompetencije trgovanja električnom energijom. Ipak, budući da energetske projekte diktira i samo tržište, postizanje snažnijeg suficita ne treba ograničavati bez razloga, imajući u vidu komponentu cjenovne konkurentnosti za krajnje korisnike te obaveze smanjenja negativnih utjecaja na okoliš.

Prosječna cijena proizvodnog miksa u Bosni i Hercegovini danas je relativno konkurentna, uzimajući u obzir trend niskih veleprodajnih cijena u okruženju u prethodnih nekoliko godina (daljnji trendovi i dinamika neizvjesni). Međutim, za budući period vrlo je važno uzeti u obzir sve očekivane pritiske na cjenovnu konkurentnost, poput niskokonkurentne proizvodne cijene uglja, troškova naknada za CO<sub>2</sub> koji će imati daljnju tendenciju rasta, naknada za OIE, usporavanje potrošnje električne energije te potencijalni scenarij agresivnije izgradnje većih proizvodnih (termo)kapaciteta. Uz sve navedeno, zadržavanje današnjih nivoa prosječne proizvodne cijene u srednjem roku smatrat će se dobrim rezultatom.

Unatoč činjenici da (javne) elektroprivrede u Bosni i Hercegovini imaju obavezu javnog snabdijevanja, što zahtijeva određeni nivo sigurnosti i stabilnosti proizvodnje, iz svega navedenog javlja se potreba za opreznijim donošenjem odluka o pokretanju velikih kapitalnih investicija. Iako bi one neminovno dovele do snažnijeg suficita, stvorile bi i rizik dugoročno niže konkurentnosti sistema. Iz tog je razloga potrebno buduće velike investicijske odluke posmatrati i kroz prizmu upravljanja rizicima. Dodatno, realizacija pojedinih projekata treba biti bazirana na tržišnim principima kao glavnom faktoru te bez elemenata državne pomoći koja može utjecati na održivost i opravdanost samih projekata. Ukoliko realizacija pojedinih projekata bude obustavljena zbog nemogućnosti dostizanja tržišne konkurentnosti, tada bi, prema potrebi, do većeg izražaja došla uloga (integriranog) regionalnog energetskeg tržišta te njegova uloga u zadovoljavanju dijela domaće potražnje za električnom energijom.

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

Važno je naglasiti da je u svim scenarijima, za postizanje dugoročne održivosti, potrebno staviti veliki fokus na restrukturiranje sektora rudnika, čiju je dinamiku i smjer potrebno uskladiti s odabranom strategijom razvoja termosektora.

Nastavno na obaveze, ali i potencijal daljnjeg smanjenja negativnih utjecaja na okoliš, Bosna i Hercegovina mora ubrzati tranziciju svog (elektro)energetskog sektora prema obnovljivim izvorima energije. Prelazak na čistiju energiju zahtijeva stvaranje poticajnog okvira za snažnije iskorištavanje svih oblika OIE te investiranja u novu tehnologiju.

**Tabela 5.2.5 Ilustrativna vizija strateških ciljeva u Bosni i Hercegovini**

Strateški prioriteti	Implikacije	Ciljevi energetske politike do 2035. u Bosni i Hercegovini	
		Danas	Cilj
Sigurnost snabdijevanja	<i>Pokrivanje domaće potrošnje<sup>1</sup></i>		
	<i>Suficit</i>		
Čistija energija (dekarbonizacija)	<i>Udio OIE u ukupnoj proizvodnji i domaćoj potrošnji</i>		
	<i>Stupanj zagađenja iz TE</i>		
Cjenovna konkurentnost	<i>Cijena proizvodnog miksa</i>		
Ekonomska diversifikacija	<i>Učešće malog i srednjeg poduzetništva<sup>2</sup></i>		

Nisko Visoko (Relativni odnosi)

Napomena: 1) U skladu s procjenom potražnje i uz osjetljivost minimalne primjene energetske efikasnosti; 2) uključujući i koncept "prosumera"

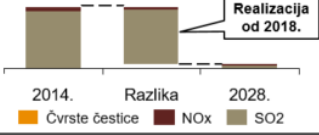
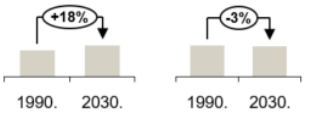
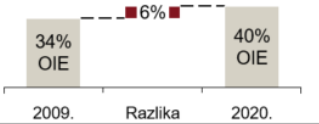
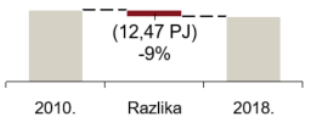
Izvor: Analiza Projektnog tima

### 5.2.7.3 EU agenda dekarbonizacije

Evropska unija donijela je energetska strategiju do 2020. godine, prema kojoj se od država članica i onih koje to žele postati, kao što je Bosna i Hercegovina, očekuje smanjenje emisije stakleničkih gasova za najmanje 20%, povećanje udjela OIE na najmanje 20% potrošnje i postizanje ušteda energije od minimalno 20%. Evropa nastavlja još jačim intenzitetom stimulirati politiku dekarbonizacije i energetske efikasnosti kroz tzv. Zimski paket, koji postavlja ciljeve za Evropu do 2030. godine. Dodatno, EU je u aprilu 2017. godine odobrila dodatne, strožije standarde smanjenja lokalnih emisija za termoelektreane, pod nazivom LCP BREF<sup>7</sup>, čime će se stvoriti dodatni pritisci pri donošenju odluka vezanih za izgradnju novih TE postrojenja.

<sup>7</sup> EU je 28. aprila 2017. odobrila nove, ažurirane, strožije standarde, pod nazivom LCP BREF za smanjenje emisija (SO<sub>2</sub>, prašine, NO<sub>x</sub>, HCl, HF i Hg), čije se stupanje na snagu krajem 2017. godine.

Tabela 5.2.6 Ciljevi Bosne i Hercegovine prema EU ciljevima do 2020. i 2030.

20-20-20 ciljevi EU	Ciljevi EU do 2030.	Trenutni planovi u BiH
Smanjenje emisija stakleničkih gasova za najmanje 20%	Smanjenje emisija stakleničkih gasova za najmanje 40%	<p>Cilj je do 2028. smanjenje SO<sub>2</sub> za 95%, NO<sub>x</sub> za 62% i čvrstih čestica za 88% u odnosu na 2014.<sup>1</sup></p> 
	Do 2030. razina CO <sub>2</sub> emisija na 18% iznad ili 3% ispod vrijednosti iz 1990.	
Povećanje udjela OIE na najmanje 20% potrošnje	Povećanje udjela OIE na najmanje 27% potrošnje	<p>Državni cilj BiH jeste ostvariti udio OIE u bruto finalnoj potrošnji energije od 40%<sup>2</sup></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 za 9% do 2018. u odnosu na 2010.</p> 

Napomena: 1) Vijeće ministara Bosne i Hercegovine je na 37. sjednici, održanoj 30. 12. 2015. godine, razmatralo i usvojilo Nacionalni plan smanjenja emisija za Bosnu i Hercegovinu (NERP BiH); 2) U skladu s Ugovorom o osnivanju EZ, Ministarsko vijeće je 18. oktobra 2012. usvojilo 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 Bosni i Hercegovini 2016, Ministarstvo vanjske politike i ekonomskih odnosa, USAID – Nacionalni plan smanjenja emisija za Bosnu i Hercegovinu 2015, World Bank – Energy Efficiency Project 2014, Evropska komisija – Zimski energetska paket – “Čista energija za sve Evropljane”

U prethodnoj tabeli (Tabela 5.2.6) prikazani su planovi na nivou Bosne i Hercegovine. Kada se govori o energetskej efikasnosti, Bosna i Hercegovina još uvijek nije usvojila Akcioni plan za energetskej efikasnost. Na nivou Bosne i Hercegovine očekuje se postizanje ušteda od 12,47 PJ, koje su dobivene kao zbir ušteda na entitetskim nivoima.

Bosna i Hercegovina usvojila je Akcioni plan za korištenje OIE izvora energije, te se njime obavezala do 2020. godine postići udio od 40% u ukupnoj finalnoj potrošnji.

Nadalje, Bosna i Hercegovina se obavezala da do 2028. godine smanji emisije SO<sub>2</sub> za 95%, NO<sub>x</sub> za 60% i čvrstih čestica za 90% u odnosu na 2014. godinu.

U terminima smanjenja emisija CO<sub>2</sub>, cilj je donesen za nivo Bosne i Hercegovine. Postoje dva scenarija za smanjenje do 2030. godine prema UNFCC-ovom INDC-u<sup>8</sup>:

1. blaži scenarij – prema kojem se treba dostići nivo CO<sub>2</sub> emisija 18% iznad vrijednosti iz 1990. godine;
2. strožiji scenarij – prema kojem se treba dostići nivo CO<sub>2</sub> emisija 3% ispod vrijednosti iz 1990. godine, uz međunarodnu pomoć.

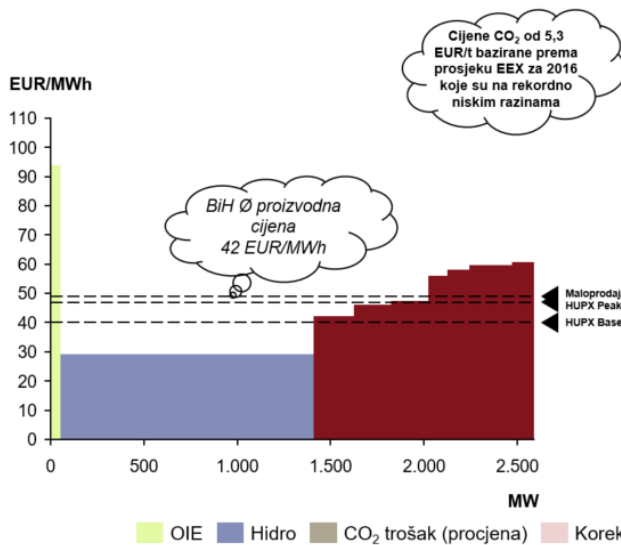
Kako je ranije spomenuto, stepen efikasnosti elektrana i utilizacija utječu na proizvodnu cijenu električne energije. Najveću proizvodnu cijenu u entitetima imaju elektrane na OIE, zbog dodijeljenih poticaja, dok najnižu proizvodnu cijenu imaju hidroelektrane (snage veće od 10 MW). Prosječna proizvodna cijena u Bosni i Hercegovini iznosi 40 EUR/MWh, te je ona konkurentna s cijenama u regiji. Kao referentne, uzete su cijene s HUPX berze za prosječnu baznu i vršnu potrošnju, te maloprodajne cijene el. energije u regiji za 2015. godinu<sup>9</sup> (Slika 5.2.34).

<sup>8</sup> Intended Nationally Determined Contribution

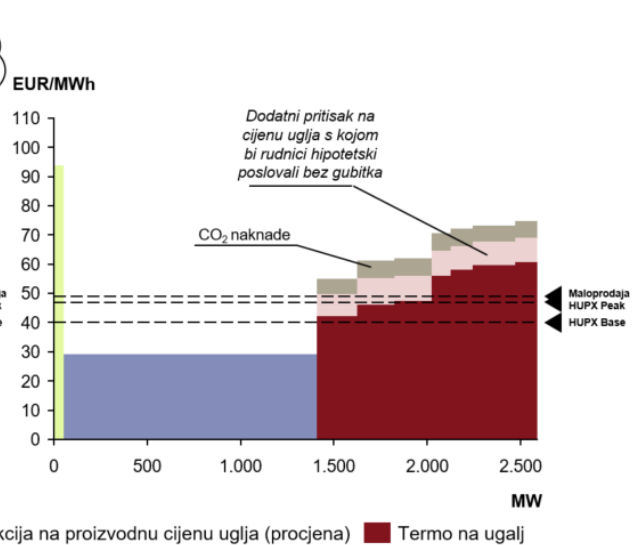
<sup>9</sup> Referentna cijena za maloprodaju odnosi se na prosjek za kategoriju kupaca domaćinstava DC: 2.500 kWh < x < 5.000 kWh Hrvatske, Srbije, Slovenije, Mađarske, Austrije, Češke i Slovačke.



**Slika 5.2.34 Stvarna cijena proizvodnje elektrana u Bosni i Hercegovini u EUR/MWh, 2015. godina**



**Slika 5.2.35 Stvarna cijena proizvodnje elektrana u Bosni i Hercegovini uz CO<sub>2</sub> u EUR/MWh, 2015. godina**



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

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

Uzimajući u obzir obaveze za CO<sub>2</sub> emisije, Bosna i Hercegovina u budućnosti može ući u evropski sistem trgovanja CO<sub>2</sub> emisijama, koji je zasnovan prema Direktivi 2003/87/EZ. Ukoliko Bosna i Hercegovina uđe u sistem trgovanja, proizvodna cijena električne energije biti će opterećena s dodatnih 5–6 EUR/MWh, ako se uzmu u obzir današnje cijene emisija od ~5 EUR/t. Iako su cijene emisija danas rekordno niske, s obzirom na to da će se u daljnjem periodu smanjivati granica dopuštenih količina emisija CO<sub>2</sub>, može se očekivati porast cijene u srednjem i dugom roku. Navedene implikacije time bi mogle smanjiti i cjenovnu konkurentnost termosektora Bosne i Hercegovine. Potrebno je uzeti u obzir i pitanje održivosti poslovanja rudnika i cjenovnih intervencija koje zaustavljaju puno prelijevanje proizvodnih cijena uglja na finalnu cijenu električne energije (Slika 5.2.35). Dodatno, ukoliko su obzir uzmu negativne eksternalije ili "skriveni" troškovi proizvodnje el. energije iz termoelektrana, poput lokalnih emisija štetnih gasova i čestica koji utječu na zdravlje ljudi, došlo bi do povećanja cijene energije iz konvencionalnih izvora.<sup>10</sup>

#### 5.2.7.4 Potrošnja električne energije

Jedan od ključnih ulaznih parametara u planiranju razvoja elektroenergetskog sektora jeste i procjena kretanja potrošnje električne energije. Za potrebe procjene potrošnje električne energije koristio se pristup i logika primijenjeni u dokumentu "NOSBiH indikativan plan razvoja proizvodnje, 2017–2026". Primijenjena metodologija definirala je koeficijent elastičnosti - 0,5<sup>11</sup>, između stope kretanja BDP-a i kretanja potrošnje električne energije, što u ovom trenutku daje dovoljno kvalitetnu podlogu za daljnje analize. Ipak, budući da podaci iz EU ukazuju na smanjenje korelacije stope BDP-a i potrošnje električne energije, ili čak divergencije, preporučuje se da se u narednom periodu naprave dubinska analizu i detaljnije procjene scenarija kretanja potrošnje električne energije.

Nastavno na navedeno, za procjenu kretanja potrošnje električne energije u Bosni i Hercegovini do 2035. godine uzeta je u obzir pretpostavka stope rasta BDP-a od 3% godišnje<sup>12</sup> u periodu od 2017. do 2035. Uz koeficijent elastičnosti od 0,5, to bi dovelo do prosječne godišnje stope rasta potrošnje električne energije od 1,5%, u srednjem scenariju, bez utjecaja mjera energetske efikasnosti. Krajnji efekt takvih stopa rasta doveo bi do apsolutnog povećanja potrošnje na 17,07 TWh u 2035. godini. Dodatno, napravljena je i procjena kretanja potrošnje električne energije s određenim mjerama energetske

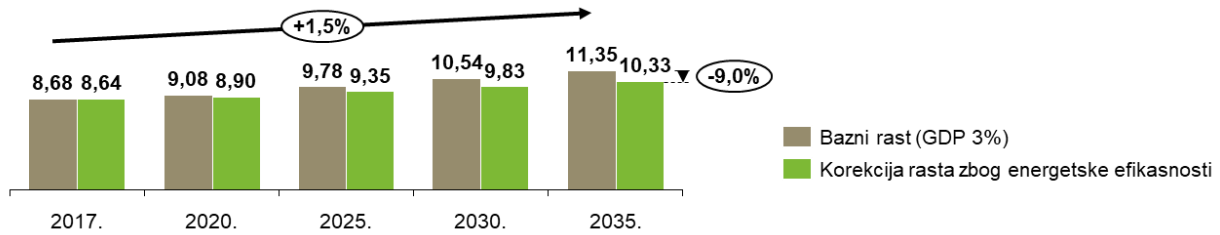
<sup>10</sup> Prema studiji „Study on the Need for Modernization of Large Combustion Plants in the Energy Community“ napravljena je cost-benefit analiza eksternalija tokom proizvodnje električne i toplinske energije u TE u tri scenarija gdje se razmatraju troškovi modernizacije i smanjenja emisija SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i čvrstih čestica. Za Bosnu i Hercegovinu prema prvom scenariju, iz Direktive 2001/80/EC, predviđa ulaganja u modernizaciju od 337 mil. EUR a uštede od 25.254 mil. EUR. Drugi scenarij uzima ograničenja iz Direktive 2010/75/EU, gdje ulaganja iznose 375 mil. EUR, a ukupne uštede 26.426 mil. EUR. Treći scenarij podrazumijeva izgradnju novih i modernizaciju dijela postojećih objekata koji iznose 945 mil. EUR, a dok uštede iznose 433 mil EUR više u odnosu na prvi scenarij.

<sup>11</sup> Korelacija je bazirana na temelju NOSBiH Indikativnog plan razvoja proizvodnje 2017 – 2026.

<sup>12</sup> Pretpostavka bazirana na konsenzusu svjetskih analitičkih kuća EIU, Dun&Bradstreet, Oxford Economics

efikasnosti. Prilikom procjene potrošnje uz energetska efikasnost uzeta je pretpostavka smanjenja potrošnje od 9%<sup>13</sup> do 2035. godine, kao konzervativan minimum ostvarenja.

**Slika 5.2.36 Procjena kretanja potrošnje električne energije u Bosni i Hercegovini, sa EE i bez EE, u TWh, 2017–2035**



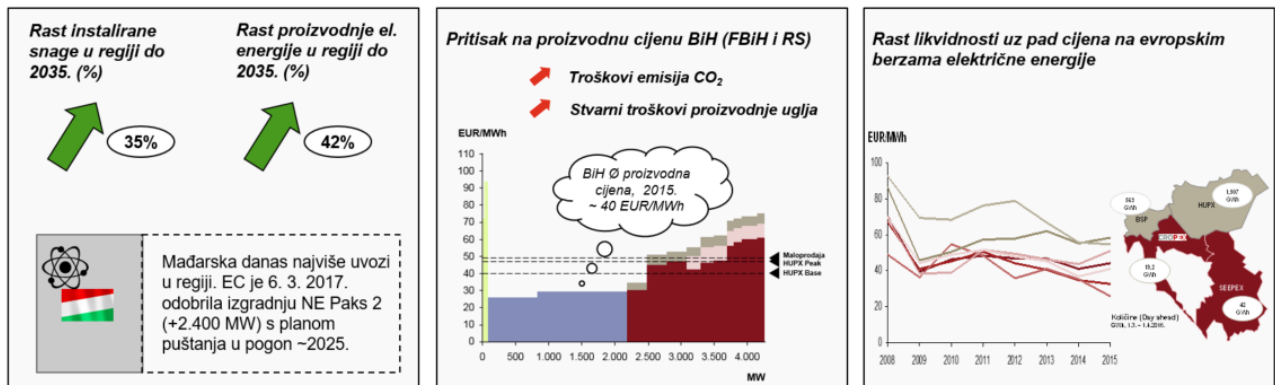
Izvor: Analiza Projektnog tima, EIU, Dun&Bradstreet, Oxford Economics, NOSBiH Indikativan plan razvoja proizvodnje 2017–2026.

### 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 zavisi od brojnih faktora (npr. usljed niskih cijena investicija se zaustavlja ili prolongira, nemogućnost zatvaranja finansijske konstrukcije, pravni i ekološki aspekti i sl.), činjenica je da ostale zemlje također imaju ambiciozne planove izgradnje kao i Bosna i Hercegovina. Naprimjer, u Mađarskoj se očekuje puštanje u rad NE Paks 2 snage 2.400 MW u 2025. godini, čiju je izgradnju odobrila Evropska komisija. Dalje, potrebno je uzeti u obzir daljnju integraciju evropskog tržišta. Konkretno, povezivanje zemalja jugoistočne Evrope podzemskim kablovima s Italijom, što će imati utjecaja na buduće veleprodajne cijene i razvoj proizvodnih kapaciteta.<sup>14</sup>

Nadalje, premda je teško prognozirati u kojem smjeru i kojom će se dinamikom kretati cijene električne energije na berzama u regiji, niske cijene u posljednjih 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 5.2.37 Razvoj kapaciteta u regiji i konkurentnost proizvodnog miksa u izvozu**



Izvori: Platts database, analiza Projektnog tima

<sup>13</sup> Brojka ne predstavlja službeni cilj prema mjerama energetske efikasnosti, već služi za analizu osjetljivosti različitih scenarija razvoja proizvodnog portfelja.  
<sup>14</sup> Prema dokumentu "SEE Electricity market Perspectives until 2030. – Assessing the impact of Regional Connections to Italy" predviđena su tri scenarija kojima se ocjenjuju mogućnosti prijenosne mreže Jugoistočne Evrope da podnese razne intenzitete proizvodnje, identificiraju moguća zagušenja mreže i predlažu moguća poboljšanja mreže.

## 5.2.8 Razrada scenarija razvoja proizvodnog miksa Bosne i Hercegovine do 2035. godine

### 5.2.8.1 Uvod i pretpostavke

Na bazi razumijevanja konteksta, odnosno ulaznih faktora koji znatno utječu na sadašnje i buduće investicijske odluke, dokument obrađuje nekoliko različitih scenarija, odnosno indikativnih smjerova razvoja proizvodnog miksa. 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 diskrecijska je odluka kreatora energetske politike na nivou entiteta i Bosne i Hercegovine, u skladu s 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 termooobjekata na kretanje proizvodnog miksa, eksplicitno je dat prikaz dekomisija i izgradnje termooobjekata prema posljednjim informacijama kao jedan od ključnih pretpostavki za razradu scenarija (a koji se u budućnosti mogu promijeniti);
5. Kao dodatak scenarijima proizvodnog miksa priložena je lista trenutno potencijalnih projekata po entitetima s indikativnim tehničkim parametrima, koji će se realizirati u skladu s odabranim strateškim smjerom entiteta i Bosne i Hercegovine.

U sklopu ovog dokumenta obrađena su četiri indikativna scenarija razvoja proizvodnog miksa, koji se međusobno znatno razlikuju, te kogeneracijski scenarij kao alternativna opcija. Cilj je pokazati razumijevanje različitih strategija i politika razvoja proizvodnog miksa te njihovih indikativnih posljedica. Ključni dionici energetske sektora entiteta i Bosne i Hercegovine trebali bi odabrati onaj scenarij ili kombinaciju scenarija koji adekvatno adresiraju viziju energetske sektora, preuzete i buduće zakonske i regulatorne obaveze te omogućuju održiv i konkurentan sistem.

Detaljnije obrađeni scenariji su:

1. **Scenarij radnih skupina entiteta, ili entitetski scenarij**, koji se bazira na inputima radnih skupina Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske, gdje su prilikom planiranja uvaženi i postojeći dokumenti i odnosi sa sadašnjim i potencijalnim investitorima te ostalim dionicima. Budući da scenarij predviđa znatan izvoz suficita proizvedene energije, napravljen je i podscenarij, gdje je uzeta pretpostavka limita na izvoz el. energije u iznosu od 30% iznad domaće potrošnje za termosektor za Federaciju Bosne i Hercegovine i limit od 70% iznad domaće potrošnje za termosektor Republike Srpske (ne uključujući TE "Stanari", koja proizvodi 2 TWh godišnje), s prvenstvom ulaska hidro i ostalih 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 djelimičnog smanjenja proizvodnih aktivnosti;
2. Drugi scenarij se bazira na **Indikativnom planu (IP) 2017–2026**, uz projekciju do 2035. godine, te predstavlja okvir razvoja proizvodnog miksa prema nominacijama raznih projekata koji su konsolidirani u NOSBiH izvještaju. Ključni je cilj ovog scenarija razumjeti implikacije na ključne parametre sistema u slučaju kada bi se realizirale sve investicijske odluke nominirane od elektroprivreda prema NOSBiH;
3. **Troškovno optimirani (IP) scenarij** bazira se na filozofiji razvoja proizvodnog miksa prema indikativnom planu NOSBiH, međutim uz određene korekcije, primarno u domeni godine puštanja u pogon i/ili dekomisije većih projekata te instalirane snage za TE "Ugljevik" 3 s 600 MW na 300 MW;
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 termosektora. Iako ovaj scenarij predstavlja najintenzivniji zaokret u filozofiji planiranja proizvodnog miksa, i dalje se u dobroj mjeri naslanja na uglj kao danas dominantan prirodni resurs u proizvodnji električne energije, imajući u vidu kompleksnost implementacije potpune dekarbonizacije.

Obrađeni scenariji razvoja proizvodnog miksa rezultat su saradnje radnih skupina Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske, analiza Projektnog tima te, djelimično, rezultata studije Svjetske banke, "BiH-Power Sector Note" iz 2017. godine. Studija Svjetske banke rađena je prema metodologiji i kriteriju troškovne konkurentnosti proizvodnih tehnologija tokom životnog ciklusa (engl. LCOE – *Levelized Cost of Electricity*), u saradnji s ključnim dionicima energetske sektora na nivou Bosne i Hercegovine.

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 Bosni i Hercegovini, 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 Bosni i Hercegovini. 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 (engl. *O&M*).

Plan puštanja u rad objekata OIE za Scenarij radnih skupina entiteta<sup>15</sup> baziran je prema inputima radnih skupina i analize Projektnog tima za sve vrste tehnologija. U ostalim scenarijima projekcije za VE oslanjaju se na preporuke iz dokumenta "BiH-Power Sector Note", dok se ostale vrste tehnologija oslanjaju na ulazne parametre radnih skupina i Projektnog tima.

Budući da su prikazane opcije razvoja proizvodnog miksa okvirne te predstavljaju razne smjerove razvoja, u sljedećem se koraku predlaže detaljnija razrada scenarija razvoja proizvodnog miksa, koja će uz kriterij troškovne konkurentnosti snažnije uključiti i dodatne kriterije, poput socijalnog aspekta, različitih kretanja cijena el. energije i kapaciteta u regiji, strategije razvoja OIE u sistemu poticaja, efekta 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 biti i nešto ranije u odnosu na obrađene scenarije.

U nastavku je prikaz dekomisija i puštanja u rad termobjekata u oba entiteta (Tabela 5.2.7 i Tabela 5.2.8). U Federaciji Bosne i Hercegovine, TE Tuzla 6 i TE Kakanj 7 rade nakon posmatranog perioda do 2035. godine. U entitetskom scenariju uzeta je pretpostavka da će se u oba bloka ugraditi oprema za odsumporavanje prema Strategijskom planu razvoja EP BiH do 2035. godine, koji uzima u obzir i Nacionalni plan smanjenja emisija za Bosnu i Hercegovinu. Procijenjena vrijednost opreme iznosi dodatnih ~105 miliona EUR kapitalnih troškova. U ostalim scenarijima uzeta je pretpostavka da neće doći do ugradnje kontrolne opreme u postojećim blokovima zbog troškovne isplativosti i starosti blokova, dok je za nove termobjekte uzeta navedena pretpostavka nezavisno od scenarija. Za ostale blokove predviđen je prestanak rada, s tim da entitetski scenarij predviđa nešto raniji izlazak pojedinih blokova u odnosu na druge scenarije. Što se tiče novih planiranih termoprojekata za entitetski scenarij, ulazak blokova "Tuzla 7", "Kakanj 8" i RiTE "Kongora" baziraju se na razvojnim planovima EP BiH i EP HZHB. Nadalje, očekivani ulazak privatnih projekata bazira se na procjeni Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine, gdje se predviđa puštanje u rad TE Banovići 2025. godine, dok se, prema trenutnim okolnostima razvoja projekta, ne planira ulazak TE-TO "Zenica". Kao što je već ranije napomenuto, scenarij Indikativan plan (IP) uključuje nominaciju projekata prema NOSBiH Indikativnom planu 2016–2027, uz projekciju do 2035. godine. Troškovno optimiran i blago obnovljivi scenarij s EE predviđaju kasniji ulazak termobjekata ili ih ne uzimaju u obzir. Kad se posmatra 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.

U Republici Srpskoj, TE "Ugljevik" radi nakon posmatranog perioda do 2035. godine (zbog otplate kreditne linije za ugrađenu opremu za odsumporavanje), kao i novoizgrađena TE "Stanari". U entitetskom scenariju dolazi do zamjene TE "Gacko" novim postrojenjem TE "Gacko 2" u 2024. godini ili, alternativno, prestankom rada TE "Gacko" u 2031. godini u ostalim scenarijima. Dodatno, planira se ulazak nove TE "Ugljevik 3", snage 600 MW ili 300 MW u troškovno optimiranom scenariju. Blaži obnovljivi scenarij ne predviđa ulazak novih termobjekata u Republici Srpskoj.

S obzirom na to da su scenariji indikativni, odluka je na ključnim dionicima energetskog sektora entiteta i Bosne i Hercegovine koji bi se scenarij ili kombinacija scenarija trebao odabrati prema viziji energetskog sektora.

<sup>15</sup> Plan proizvodnje i instalirane snage razrađen je prema Akcionom planu za OIE oba entiteta do 2020. godine, uz projekciju stopi rasta 2020–2035. kao strateškog pogleda na razvoj sektora u BiH prema inputima radnih skupina i analizi Projektnog tima.

Tabela 5.2.7 Dekomisija postojećih termoobjekata

Entitet	Termoobjekt	Snaga (MW)	Scenarij radnih skupina entiteta	Indikativan plan (IP)	Troškovno optimiran IP	Blaži obnovljivi scenarij s EE
FBiH	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. <sup>1</sup>	>2035. <sup>2</sup>	>2035. <sup>2</sup>	>2035. <sup>2</sup>
	Kakanj 5	100	2023.	2024.	2024.	2024.
	Kakanj 6	100	2024.	2027.	2027.	2027.
	Kakanj 7	208	>2035. <sup>1</sup>	>2035. <sup>2</sup>	>2035. <sup>2</sup>	>2035. <sup>2</sup>
RS	Ugljevik	279	>2035.	2035.	>2035.	>2035.
	Gacko	276	2024.	2031.	2031.	2031.
	Stanari	263	>2035.	>2035.	>2035.	>2035.

Napomena: 1) Pretpostavka ugradnje opreme za odsumporavanja u vrijednosti od 49 mil. EUR za "Tuzla 6" i 46,5 mil. EUR za "Kakanj 7", prema Strategijskom planu EP BiH do 2035. godine. 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 bazira se na inputima EP BiH. Izvori: Radne skupine entiteta, World Bank – Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

Tabela 5.2.8 Puštanje u rad novih termoobjekata prema scenarijima

Entitet	Termoobjekt	Snaga (MW)	Scenarij radnih skupina entiteta	Indikativan plan (IP)	Troškovno optimiran IP	Blaži obnovljivi scenarij s EE
FBiH	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.	-	-
RS	Ugljevik 3	600	2022.	2019.	2025. (300 MW)	-
	Gacko 2	350	2024.	-	-	-

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

U kontekstu projekta "Ugljevik" vrše se pripreme dva bloka. Međutim, u daljnjem procesu razvoja potrebno je razmotriti potencijalnu redukciju ciljane instalirane snage na 300 MW, u skladu s potrebama elektroenergetskog sektora RS-a i na osnovu procjene investitora za tržišni plasman proizvedene energije izvan Republike Srpske.

Korištena je pretpostavka da će svi novi blokovi imati ugrađenu kontrolnu opremu za smanjenje lokalnih emisija nezavisno od scenarija.

\*Troškovno optimiran scenarij i blago obnovljivi scenarij s EE baziraju se 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, zbog gašenja starih blokova, moraju nadomjestiti blokom "Tuzla 7".

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

**5.2.8.2 Kvalitativan sažetak indikativnih rezultata scenarija razvoja proizvodnog miksa u Bosni i Hercegovini**

U nastavku je dat 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 (Tabela 5.2.9).

Konkretno, svi scenariji postižu sigurnost snabdijevanja vlastitom proizvodnjom na nivou Bosne i Hercegovine. Izvozni potencijal je najveći u entitetskom scenariju te scenariju Indikativnog plana, gdje je glavni pokretač izvora termosektor. U troškovno optimiranom i blago obnovljivom scenariju s EE nivo suficita kreće se nižim stopama rasta, prateći projiciranu potrošnju na nivou Bosne i Hercegovine.

Cjenovni miks za troškovno optimirani IP scenarij je najpovoljniji, s obzirom na današnje cijene na berzi, koje su na relativno niskim nivoima. Cjenovno najnepovoljniji je "entitetski scenarij", s proizvodnim limitom iznad ukupne domaće potrošnje, čime se smanjuje stepen utilizacije termopogona i uzrokuju veće cijene zbog fiksnih troškova. Scenarij Indikativnog plana NOSBiH također ima relativno više cijene, s obzirom na progresivniju izgradnju novih objekata na ugali i gas. Ostali scenariji kreću se na relativno konkurentnom cjenovnom rasponu, prema današnjim cijenama na berzi.

Kod doprinosa ukupnih smanjenja lokalnih emisija i emisija CO<sub>2</sub> najveći doprinos konvergiranju kriteriju ostvaruje blaži obnovljivi scenarij s EE, gdje se smanjuje rad starih blokova, a maksimizira rad novih. Ako se zasebno posmatra doprinos smanjenja lokalnih emisija za entitetski scenarij, unapređenje je značajno za postojeći termosektor, jer se zamjenjuju stari blokovi novim, efikasnijim blokovima, a uz to se na postojeće blokove "Tuzla 6" i "Kakanj 7", koji rade nakon 2035. godine, ugrađuje kontrolna oprema za odsumporavanje. S obzirom na to da se planira dodatna ekspanzija termosektora, entitetski scenarij ipak ne doprinosi u potpunosti ukupnom smanjenju lokalnih emisija. U slučaju entitetskog scenarija s izvoznim limitom iznad domaće potrošnje, situacija je znatno povoljnija u terminima lokalnih emisija i CO<sub>2</sub> emisija općenito radi smanjenog rada termosektora, ali nauštrb cijene ukupnog proizvodnog miksa zbog fiksnih troškova novih postrojenja. Preostali scenariji imaju općenito nizak nivo ispunjenja kriterija lokalnih emisija i CO<sub>2</sub> emisija, s obzirom na pretpostavku da nema ulaganja u kontrolnu opremu za postojeće termoblokove, a dodatno uz to i ambiciozne planove izgradnje novih termopostrojenja.

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

Svi scenariji zahtijevaju određenu kompleksnost u implementaciji, a to se naročito odnosi na progresivniji scenarij radnih skupina, gdje su potrebni znatniji naponi u pripremi izgradnje i finansiranja brojnih projekata u relativno ambicioznom roku. Situacija je slična i za Indikativan plan (IP), s obzirom na to da je objektivno teško očekivati ubranu realizaciju TE "Banovići", TE "Tuzla 7", TE-TO "Zenica" i TE "Ugljevik 3" do 2020. godine. Blaži obnovljivi scenarij zahtijeva također određenu težinu implementacije, s obzirom na to da je potrebna veća koordinacija prilikom izgradnje više projekata hidro i OIE kapaciteta, ali i promjenu filozofije na čistiju energiju te uvažavanje socijalnog aspekta (prvenstveno kroz potrebe restrukturiranja sektora uglja). Troškovno optimiran scenarij ne zahtijeva progresivniju promjenu filozofije u kontekstu dekarbonizacije, dok se izgradnja novih objekata pomiče nakon 2024/2025. godine, ostavljajući dodatno vremena za pripremu i izgradnju projekata.

**Tabela 5.2.9 Kriterij i kvalitativan sažetak scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije u Bosni i Hercegovini**

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 snabdijevanja	• U razdoblju do 2035. godine scenarij ostvaruje kumulativni suficit proizvodnje električne energije					
Izvozni potencijal	• Nastavak trenda izvoza prema prosjeku u posljednjih pet godina (procenat ukupne potrošnje)					
Ograničenja emisija SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> i čvrstih čestica	• Smanjenje ukupnih emisija i doprinos smanjenju emisija prema Nacionalnom planu smanjenja emisija za BiH 2018 – 2027 kao obaveza Energetske zajednice					
Ograničenja CO <sub>2</sub> emisija	• Doprinos smanjenju CO <sub>2</sub> emisija na nivou BiH prema INDC-u (do +18% razina CO <sub>2</sub> 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					

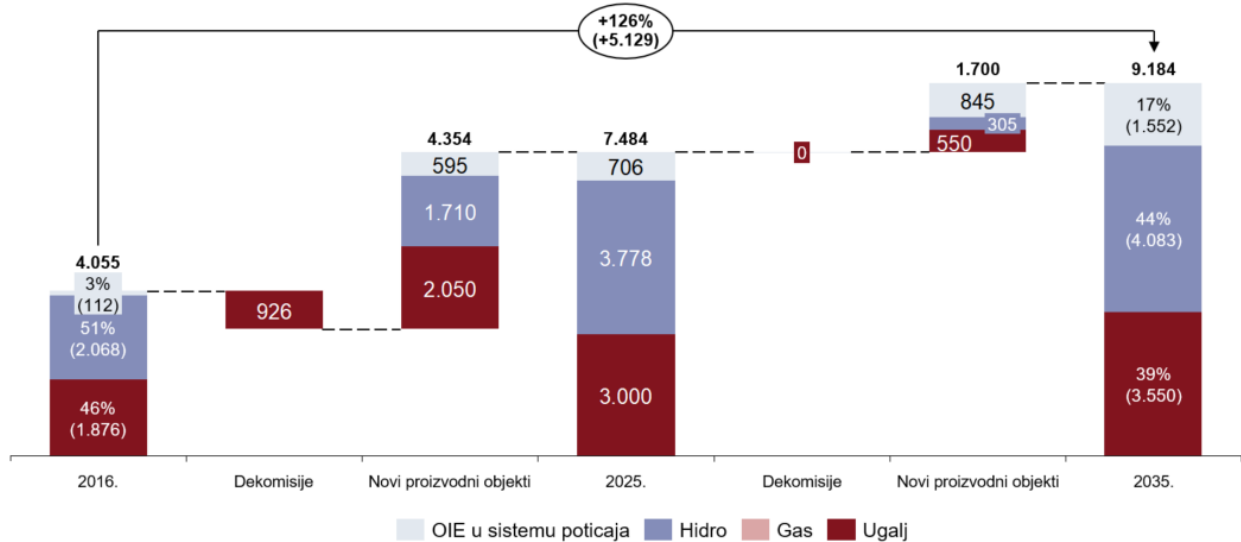
Ispunjenje kriterija Nisko Visoko

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

### 5.2.8.3 Scenarij radnih skupina entiteta

Ukupna instalirana snaga u 2016. godini u Bosni i Hercegovini iznosi 4,055 MW, od čega 46% čine kapaciteti na uglj, a ostalih 54% hidrokapaciteti i kapaciteti na OIE u sistemu poticaja. Prema ovom scenariju, do 2035. godine planiran je porast instalirane snage od 126%, odnosno u rad će biti pušteni novi objekti, uz dekomisije, ukupne snage od 5.129 MW. Velika većina instaliranih kapaciteta, njih 4.354 MW, bit će puštena u pogon do 2025. godine. U tom istom periodu doći će do dekomisije TE "Gacko", u Republici Srpskoj, i blokova 3, 4 i 5 TE "Tuzla" te blokova 5 i 6 TE "Kakanj", u Federaciji Bosne i Hercegovine, čija je ukupna snaga 926 MW. U periodu od 2025. do 2035. godine u rad će biti pušteno još 1.700 MW novih kapaciteta, bez dekomisija. Očekuje se porast udjela OIE u sistemu poticaja i HE na 61% (Slika 5.2.38).

Slika 5.2.38 Instalirani kapacitet po tehnologiji, u MW, 2016–2035. (entitetski scenarij)



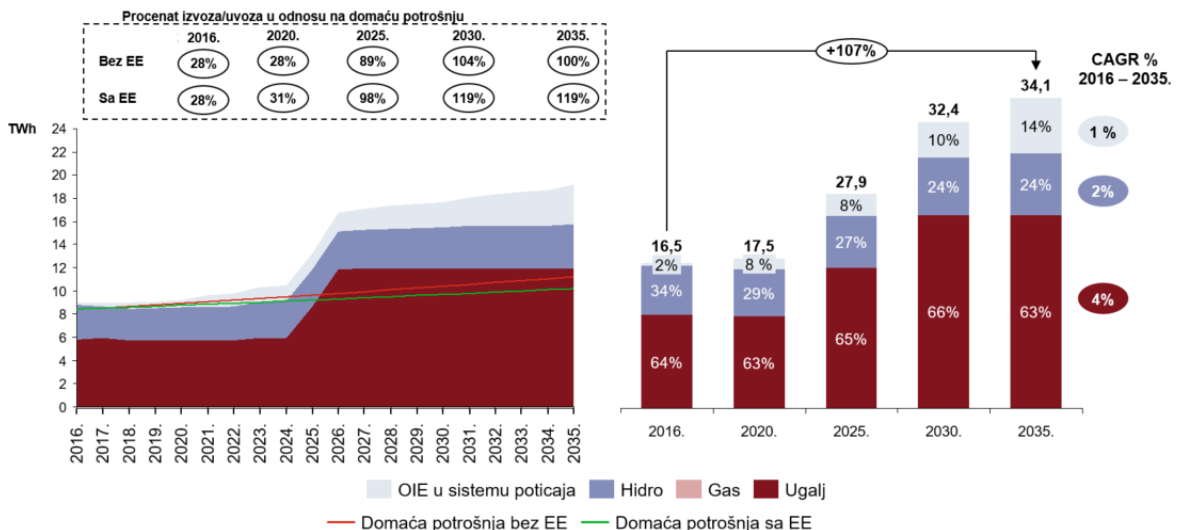
Izvori: Analiza Projektnog tima, radne skupine entiteta

Za scenarij radne skupine napravljene su dvije verzije scenarija:

- za proizvodnju bez izvoznog limita;
- za proizvodnju s izvoznim limitom termosektora za Federaciju Bosne i Hercegovine od 30% iznad domaće potrošnje, a Republiku Srpsku od 70% iznad domaće potrošnje (bez TE "Stanari", koja proizvodi 2 TWh/god.), gdje prvenstvo ulaska imaju HE i OIE u sistemu poticaja.

U verziji bez izvoznog limita, novih 5.128 MW instaliranih kapaciteta bi u 2035. godini dovelo do dvostruko veće proizvodnje električne energije nego što je bila u 2016. godini, te bi se tako osigurao visoki izvozni potencijal. U tom bi slučaju udio izvoza iznosio između 100% i 119%, zavisno od toga koriste li se mjere energetske efikasnosti. U narednim godinama bi se, prema scenariju, zadržao gotovo isti udio proizvodnje iz uglja, dok bi se udio proizvodnje iz OIE znatno povećao (s 2% u 2016. godini na 14% u 2035. godini) (Slika 5.2.39).

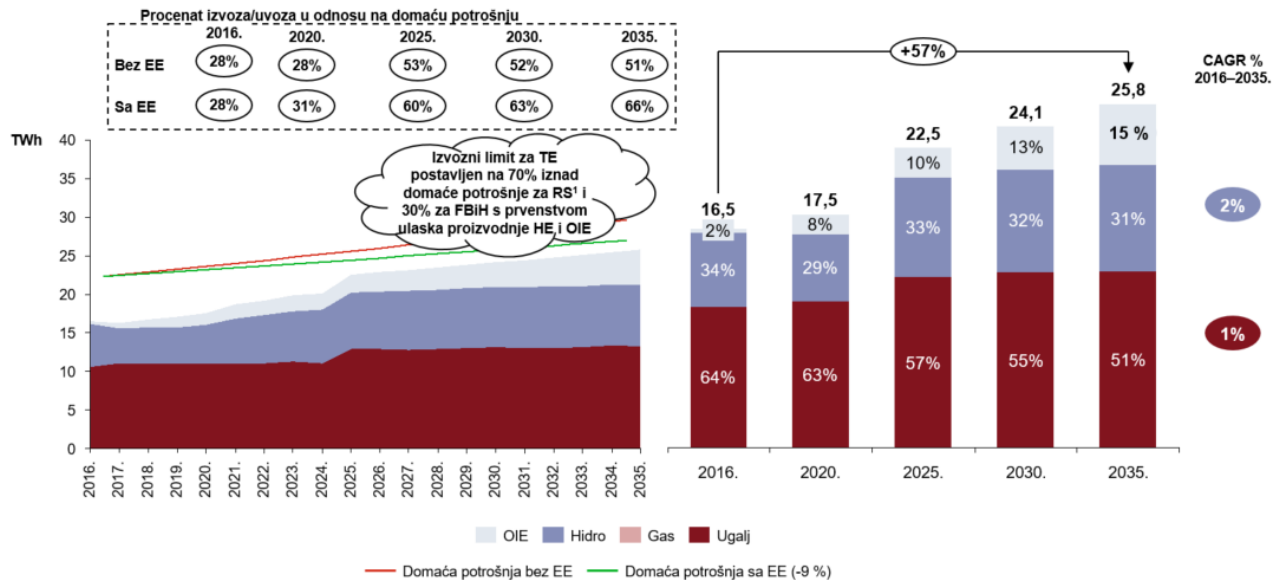
Slika 5.2.39 Kretanje proizvodnje električne energije bez izvoznog limita, u TWh, 2016–2035. (entitetski scenarij)



Izvori: Analiza Projektnog tima, radne skupine entiteta

U slučaju postojanja izvoznog limita za Republiku Srpsku i Federaciju Bosne i Hercegovine, kako je navedeno ranije, iznos proizvodnje bi se povećao za 57% u odnosu na 2016. godinu. Relativni udio proizvodnje iz uglja smanjio bi se sa 64% na 51% do 2035. godine, dok bi se udio proizvodnje iz svih OIE posljedično povećao. Suficit bi u ovom slučaju, bez korištenja mjera energetske efikasnosti, u 2035. godini iznosio 51%, a s mjerama 66% domaće potrošnje (Slika 5.2.40).

**Slika 5.2.40 Kretanje proizvodnje električne energije s izvoznim limitom, u TWh, 2016–2035. (entitetski scenarij)**

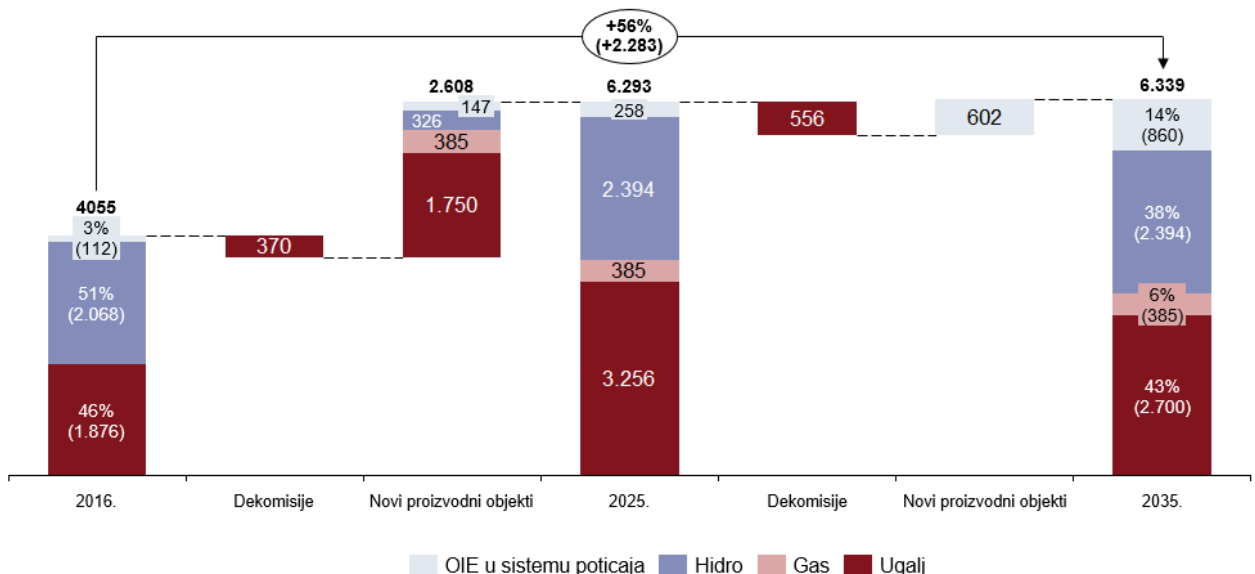


Napomena: 1) Isključujući TE "Stanari", koja nije limitirana ograničenjem izvoza  
Izvori: Analiza Projektnog tima, radne skupine entiteta

#### 5.2.8.4 Indikativni plan (IP) scenarij

Prilagođen indikativni plan razvoja prema NOSBiH predviđa rast ukupnih instaliranih kapaciteta, kao i povećanje udjela obnovljivih izvora energije. U ovom scenariju, naglasak je na zamjeni starih blokova novim termoobjektima na uglju i gasu. Prema planu do 2025. godine planira se instalirati 2.283 MW novih kapaciteta. Većina instaliranih kapaciteta bit će na uglju, ali će se instalirati i 385 MW kapaciteta na gas (TE-TO "Zenica"). Nakon 2025. godine očekuje se puštanje u pogon dodatnih 602 MW iz obnovljivih izvora energije. U 2035. godini time bi iznos instaliranih kapaciteta iznosio 6.338 MW, te će se u odnosu na 2016. godinu ostvariti rast od 56%. Relativni udio velikih hidroelektrana će se smanjiti, s trenutno 51% na 38%, no udio elektrana na ostale izvore energije će se dosta povećati, s 3% na planiranih 14% (Slika 5.2.41).

**Slika 5.2.41 Instalirani kapaciteti po tehnologiji, u MW, 2016–2035. (IP scenarij)**



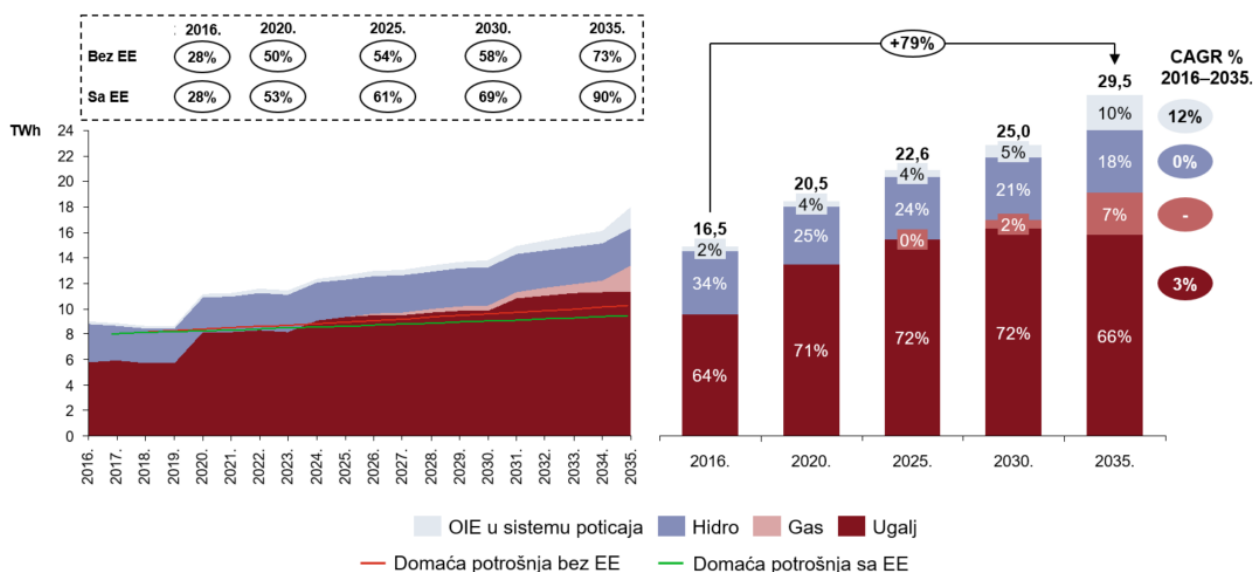
Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, NOSBiH Indikativan plan razvoja 2016–2027, analiza Projektnog tima

U terminima proizvodnje, predviđen je rast od 79%, što znači da bi do 2035. godine iznos proizvedene električne energije bio 29,5 TWh. Termoelektrane na uglju i dalje bi bile dominantne, s udjelom od 66%, dok bi elektrane na obnovljive izvore



energije (uključujući i velike hidroelektrane) činile 28%. Suficit bi u ovom scenariju s trenutnih 28% narastao na ~ 72–90% domaće potrošnje (Slika 5.2.42).

**Slika 5.2.42 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016–2035. (IP scenarij)**

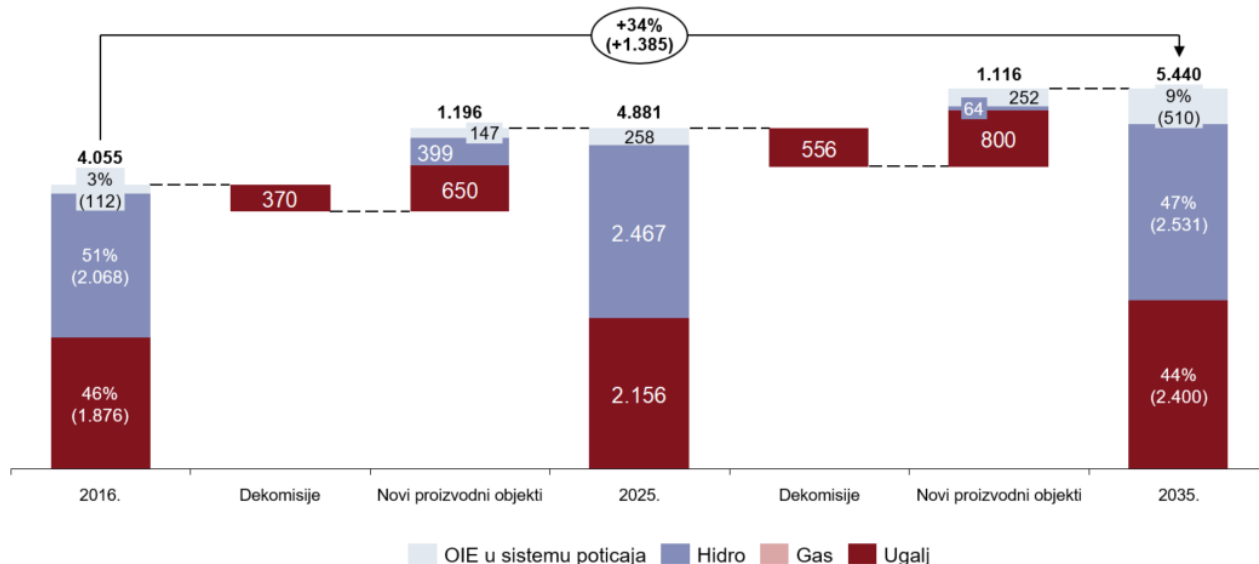


Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

### 5.2.8.5 Troškovno optimirani IP scenarij

U troškovno optimiranom scenariju naglasak je stavljen na kasnijoj izgradnji TE na ugalj, iza 2025. godine, te nema planova izgradnje objekata na gas. Prema ovom scenariju, do 2025. godine u pogon će biti pušteno 1.385 MW novih kapaciteta, dok će se izvršiti dekomisija 370 MW. U periodu 2025–2035. u pogon će biti puštene termoelektrane na ugalj ukupne snage 800 MW. U tom će periodu u pogon biti pušteno i 316 MW kapaciteta iz HE i OIE u sistemu poticaja. Ukupna instalirana snaga u ovom scenariju bi do 2025. godine iznosila 5.440 MW, te će u odnosu na 2016. godinu doći do neto rasta snage od 34% (Slika 5.2.43).

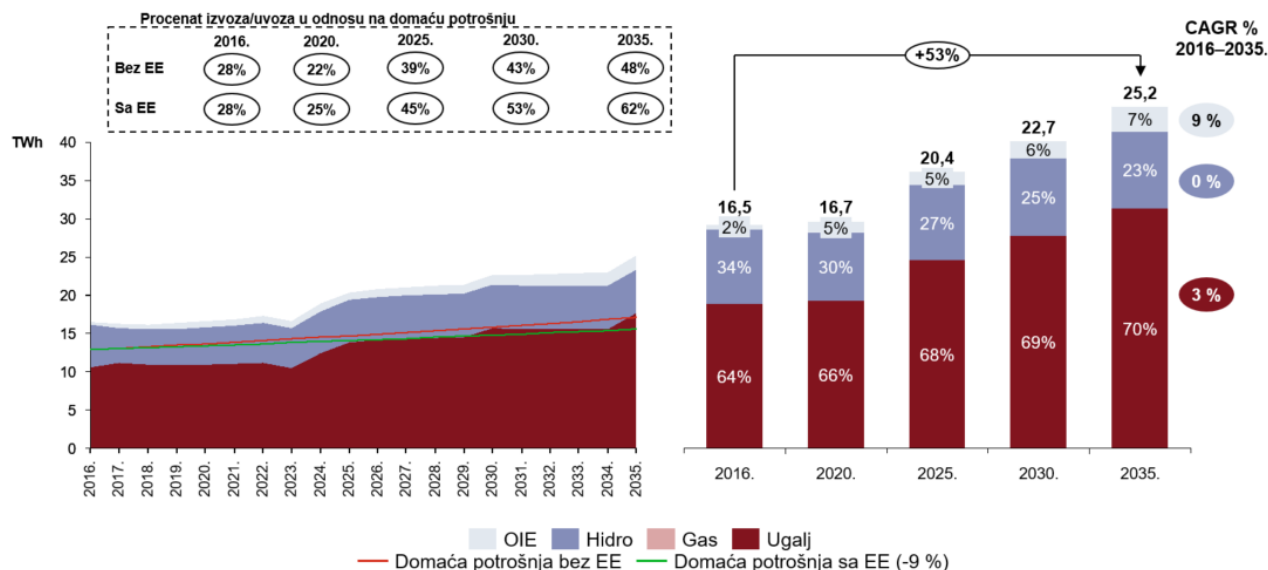
**Slika 5.2.43 Instalirani kapaciteti po tehnologiji, u MW, 2016–2035. (troškovno optimiran IP scenarij)**



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

S obzirom na porast instaliranih kapaciteta, doći će i do povećanja proizvodnje. Može se očekivati rast od 53%, odnosno na 25,2 TWh do 2035. godine. Ugalj bi i u ovom scenariju dominirao proizvodnjom, sa 70% udjela. S planiranim iznosom proizvodnje električne energije, suficit bi se trebao postepeno povećavati, do ~ 48–62% (Slika 5.2.44).

**Slika 5.2.44 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016–2035. (troškovno optimiran IP scenarij)**

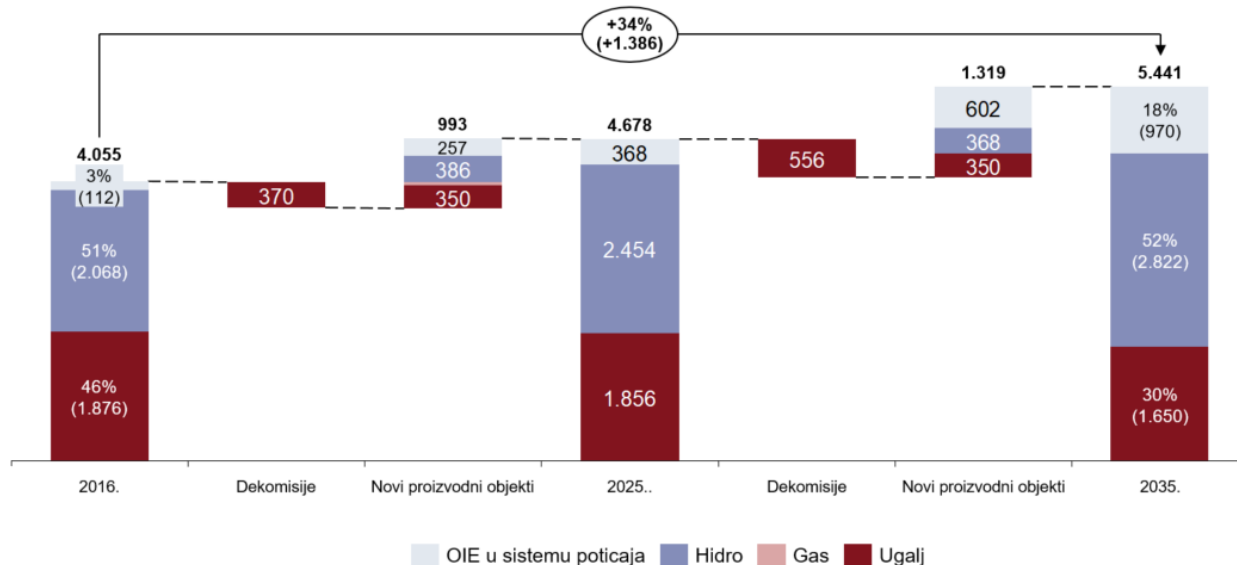


Izvori: World Bank – Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

### 5.2.8.6 Blaži obnovljivi scenarij s energetska efikasnosti

Blaži obnovljivi scenarij mijenja strukturu proizvodnog portfelja u odnosu na prethodno navedene scenarije. Naglasak je snažnije stavljen na rast i promociju obnovljivih izvora energije, ali se i dalje ne zanemaruje termosektor. Do 2035. godine očekuje se povećanje instaliranih kapaciteta od 34%, te bi prema planu u pogon trebalo biti pušteno ~ 860 MW iz obnovljivih izvora i ~ 750 MW kapaciteta velikih hidroelektrana. S druge strane, s radom će prestati termoelektrane na uglj u ukupne snage od 926 MW, dok će u pogon biti pušteno 700 MW. Udio ukupnih obnovljivih izvora energije povećat će se na 70% od ukupne instalirane snage (Slika 5.2.45).

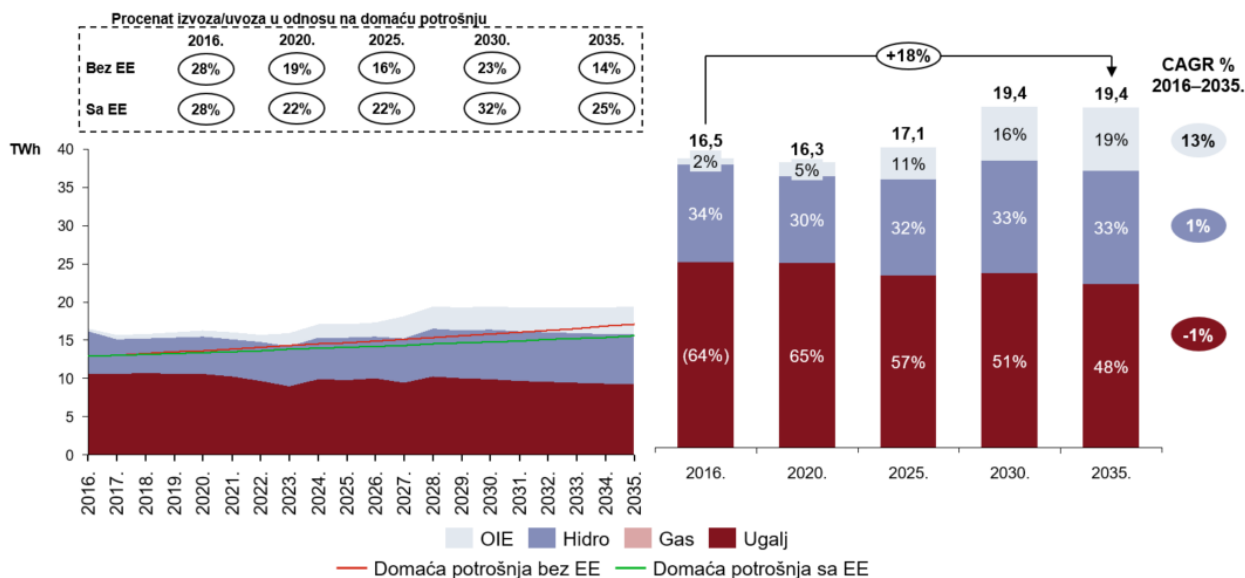
**Slika 5.2.45 Instalirani kapaciteti po tehnologiji, u MW, 2016–2035. godina (blaži obnovljivi scenarij s EE)**



Izvori: 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. godini iznositi 19,4 TWh. Udio proizvodnje iz termoelektrana trebao bi se smanjiti na 48%, što i dalje predstavlja relativno visoku ulogu termosektora. Trend razvoja proizvodnog miksa razvijao bi se sličnom dinamikom kao očekivani rast potrošnje, te bi scenarij zadovoljavao visoku sigurnost snabdijevanja domaćeg konzuma na sličnim nivoima kao danas. U pogledu suficita, bez korištenja mjera energetske efikasnosti, on će se smanjiti, s trenutnih 28% na 14% do 2035. godine, dok bi se u slučaju korištenja mjera EE suficit smanjio za samo tri postotna poena (Slika 5.2.46).

**Slika 5.2.46 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016–2035. (blaži obnovljivi scenarij s EE)**



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

## 5.2.8.7 Sažetak scenarija

U nastavku je dat sažetak rezultata indikativnih scenarija, s jasnim implikacijama i ključnim efektima razvoja proizvodnog miksa na strateškom nivou. Prema kvalitativnim i kvantitativnim ocjenama, važno je naglasiti da je od ovdje navedenih scenarija, Blago obnovljivi scenarij jedini u skladu sa smjernicama i direktivama Energetske zajednice. U narednom periodu kreatori energetske politike u Bosni i Hercegovini imaju zadatak da definiraju finalni scenarij proizvodnog miksa, koji će biti u skladu s preuzetim i budućim obavezama prema Energetskoj zajednici i koji će adekvatno adresirati specifičnosti u Bosni i Hercegovini u kontekstu širih prednosti, rizika te mogućnosti implementacije.

Iz perspektive kvantitativnih rezultata, najveća kapitalna investicija procijenjena je za entitetski scenarij i iznosi od 8,6 do 10,5 milijardi eura, dok je za ostale scenarije iznos kapitalne investicije otprilike duplo manji. Zbog vrlo progresivnog plana ulaganja, može se očekivati da će se najveća količina električne energije proizvesti u entitetskom scenariju, uz osiguravanje izuzetno visokog izvoznog potencijala te relativno prihvatljivu cijenu, u poređenju s današnjim cijenama na berzi. Međutim, ukoliko se uzme u obzir i izvozni limit na termosektor, došlo bi do najveće proizvodne cijene od 48 do 53 EUR/MWh. Najniži cjenovni raspon predviđa se u troškovno optimiranom scenariju od 41 do 44 EUR/MWh. Kao što je već spomenuto u pojedinačnim analizama, u svim scenarijima zadovoljila bi se domaća potrošnja na nivou Bosne i Hercegovine, ali isto tako i suficit na nivou cijele Bosne i Hercegovine. Navedeno se posebice odnosi na entitetski scenarij i Indikativni plan (IP), gdje bi se ostvario i solidan suficit za izvoz, koji bi se kumulativno kretao 80–90% za entitetski scenarij i 50–60% domaće potrošnje za Indikativni plan (IP). Nešto manji suficit može se očekivati u troškovno optimiranom scenariju, 30–40%, dok je suficit najmanji u blago obnovljivom scenariju, 23–33% u ukupnoj domaćoj potrošnji. Gledajući OIE u instaliranim kapacitetima, veći udio OIE i hidrokapaciteta predviđa se za sve scenarije u odnosu na danas (57–62%), osim za Indikativni plan (IP), u kojem bi udio hidro i OIE u prosjeku iznosio 46%. Nadalje, u blažem obnovljivom scenariju ostvaruje se visok udio proizvodnje el. energije hidro i OIE postrojenja, od 43% do 50% u ukupnoj proizvodnji, s obzirom na to da scenarij predviđa konzervativniju izgradnju novih termokapaciteta i samog perioda realizacije. Slična situacija je i kod entitetskog scenarija s izvoznim limitom (43–50% OIE u ukupnoj proizvodnji), ali zbog niže utilizacije termosektora, što cijenu, posljedično, čini većom. Svi scenariji, pa čak i blago obnovljivi scenarij, i dalje naglašavaju važnost uglja kao energenta u proizvodnji električne energije. S obzirom na najveća kapitalna ulaganja u termosektor, predviđa se da će se najviše uglja potrošiti u entitetskom scenariju bez izvoznog limita (330–358 miliona tona uglja ukupno) i Indikativnom planu NOSBiH (300–322 miliona tona) u posmatranom periodu. Iako se najmanje uglja očekuje u blago obnovljivom scenariju, s procijenjenom kumulativnom potrošnjom ~180–199 miliona tona, ugalj i dalje ima relativno važnu ulogu u proizvodnom miksu električne energije (Tabela 5.2.10).

Tabela 5.2.10 Ključni efekti scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije, 2016–2035.

	CAPEX interval novih objekata <sup>16</sup> (mlrd. EUR)	Prosječna proizvodna cijena bez CO <sub>2</sub> (EUR/MWh) <sup>17</sup>	Kumulativna proizvodnja (TWh)	Kumulativni izvoz kao postotak domaće potrošnje	Prosječni postotak OIE u instaliranoj snazi	Prosječni postotak OIE u ukupnoj proizvodnji/potrošnji <sup>18</sup>	Kumulativna potrošnja uglja (mil. tona)
Entitetski scenarij (bez limita izvoza)	8,6–10,5	44–48	480–590	80–90%	59%	35–40%	330–358
Entitetski scenarij (s limitom izvoza)	8,6–10,5	48–53	390–480	40–50%	59%	43–50%	230–250
Indikativni plan (IP)	4,3–5,2	46–52	410–500	50–60%	46%	29–40%	300–322
Troškovno optimiran IP	3,9–4,8	41–44	360–440	30–40%	57%	33–40%	260–278
Blaži obnovljivi scenarij sa EE	3,2–3,9	40–47	320–390	23–33%	62%	43–50%	180–199

Izvori: World Bank – Power Sector Note 2016, radne skupine entiteta, analiza Projektnog tima

<sup>16</sup> Odnosi se na procijenjenu ukupnu kapitalnu investiciju novih projekata koji počinju s radom u posmatranom periodu.

<sup>17</sup> CAPEX i OPEX baziraju se na temelju poređenja s dobrim industrijskim praksama.

<sup>18</sup> Ukoliko je u strukturi izvoza jednak udio proizvedene električne energije iz svih izvora

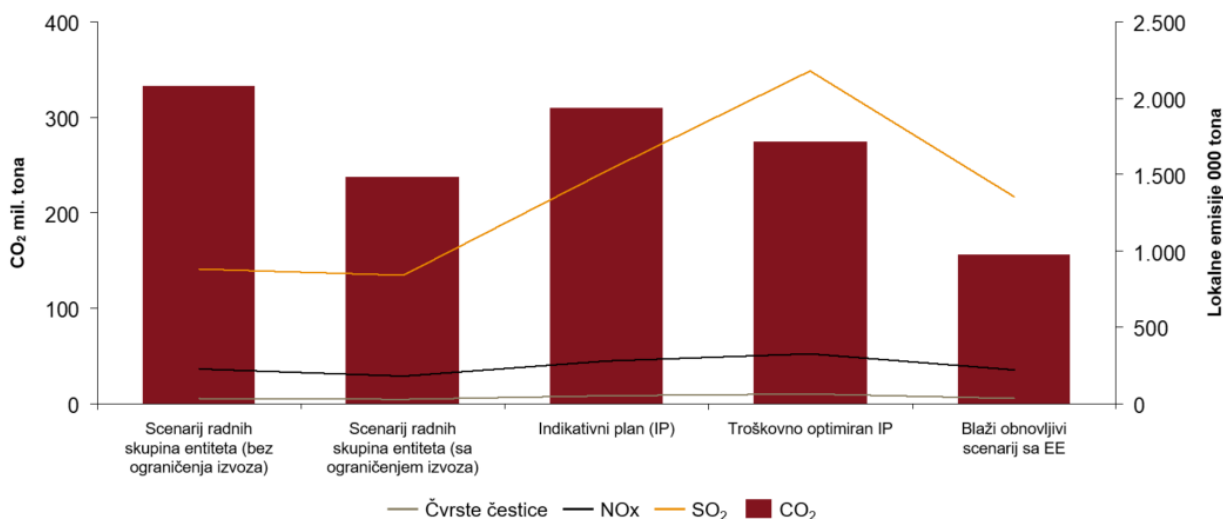
Dodatno, napravljena je procjena utjecaja termosektora na emisije CO<sub>2</sub> i lokalnih emisija na nivou Bosne i Hercegovine (Slika 5.2.47). Kao što je ranije napomenuto, u scenariju radnih skupina entiteta, “Kakanj 7” i “Tuzla 6” ugrađuju kontrolnu opremu za lokalne emisije, dok “Ugljevik” ima ugrađenu navedenu opremu u svim posmatranim scenarijima (za koju otplaćuje kreditnu liniju). U ostalim scenarijima, izuzev entitetskog, uzeta je pretpostavka da postojeći termoblokovi ne ugrađuju kontrolnu opremu, zbog troškovne isplativosti i starosti blokova. Nadalje, za nove blokove / postrojenja uzima se pretpostavka ugradnje kontrolne opreme, nezavisno od scenarija, s obzirom na to da je cilj kreatora energetske politike entiteta i Bosne i Hercegovine stvaranje veće svijesti i brige za okoliš u skladu s dobrim praksama u EU.

Prema procijenjenim rezultatima, najveće kumulativno povećanje CO<sub>2</sub> emisija očekuje se u scenariju radnih skupina bez ograničenja izvoza i scenariju Indikativni plan (IP). U Troškovno optimiranom scenariju, utjecaj emisija CO<sub>2</sub> je nešto manji. Ako se posmatra scenarij radnih skupina s ograničenjem izvoza na termosektor, posljedično je doprinos smanjenju također veći, zbog manje proizvodnje. Najniže vrijednosti emisija termosektora predviđaju se u blago obnovljivom scenariju s energetsom efikasnošću, zbog najkonzervativnije pretpostavke izgradnje novih postrojenja i proizvodnje el. energije iz termosektora na nivou Bosne i Hercegovine.

U terminima lokalnih emisija (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i čvrstih čestica), doprinos ugradnje kontrolne opreme u “Kakanj 7” i “Tuzlu 6” izuzetno je pozitivan kad se posmatra ukupan doprinos na nivou Bosne i Hercegovine. S obzirom na to da se u drugim scenarijima uzima pretpostavka da neće doći do ugradnje opreme u postojeće blokove, vrijednosti su posljedično puno veće. Najviše vrijednosti lokalnih emisija su u troškovno optimiranom IP scenariju, s obzirom na to da duže rade stariji blokovi dok se ne izgrade novi koji su pomjerani kasnije u posmatranom periodu. U Indikativnom planu, početak rada većine novih efikasnijih postrojenja (s kontrolnom opremom) je do 2025. godine i njihov doprinos u proizvodnji je prema tome vremenski izraženiji. Posljedično su zbog toga i lokalne emisije niže. Premda u blagom obnovljivom scenariju nije uzeta pretpostavka ugradnje kontrolne opreme, rad postojećih blokova se smanjio, a rad novih blokova/postrojenja se maksimizirao kako bi se dostigli ciljevi Nacionalnog plana smanjenja emisija (NERP-a) do 2028. godine i dalje.

Poređenjem blago obnovljivog scenarija s EE (koji dostiže ciljeve NERP-a 2028. godine) i scenarija radnih skupina koje pretpostavljaju ugradnju kontrolne opreme (“Kakanj 7” i “Tuzla 6”), vidljivo je da su benefiti smanjenja lokalnih emisija puno veći u entitetskom scenariju, unatoč većoj ekspanziji termosektora. Ako se uzme pretpostavka ugradnje kontrolne opreme i u ostalim scenarijima, ne samo entitetskom, benefiti na okoliš bili bi puno znatniji (naročito kod smanjenja SO<sub>2</sub>). Stoga je bitno sagledati benefite i rizike ugradnje kontrolne opreme u starije postojeće blokove, koje je potrebno modernizirati, ili potrebu za novim efikasnijim postrojenjima u Bosni i Hercegovini.

**Slika 5.2.47 Procjena ukupnih CO<sub>2</sub> i lokalnih emisija za termosektor po scenarijima na nivou Bosne i Hercegovine, kumulativ 2016–2035.**



Izvori: World Bank Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

## 5.2.8.8 Popis potencijalnih kandidata-projekata novih objekata

U nastavku je dat popis ključnih (potencijalnih) budućih proizvodnih objekata te njihove indikativne tehničke karakteristike<sup>19</sup>, koje služe kao potencijalna lista planiranih većih proizvodnih objekata. Realizaciju potencijalnih novih projekata potrebno je planirati i realizirati u skladu s donesenim i budućim akcionim planovima, EU/EZ obavezama i dugoročnoj održivosti za Bosnu i Hercegovinu i entitete (Tabela 5.2.11 i Tabela 5.2.12).

Tabela 5.2.11 Popis potencijalnih novih većih objekata u Federaciji Bosne i Hercegovine

#	Vrsta	Objekt	Instalirana snaga (MW)	Planska proizvodnja (GWh/god.)	Indikativni CAPEX (mil. EUR)	Indikativni 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	2x275	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 Glavatičevo	28	100	60	2030–2034.
9.	Hidro	HE Han-Skela	12	50,78	29	2022–2028.
10.	Hidro	HE Vrletna Kosa	11,2	22,54	6,93	2022–2028.
11.	Hidro	HE Bjelimići	100	220	140	2023–2035.
12.	Hidro	HE Janjići	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	196,13	89,11	2020–2023.
19.	Hidro	CHE Kablić	52	73,13	58,42	2020–2027.
20.	Hidro	HE Ugar Ušće	11,6	33,19	12,87	2020–2023.
21.	Hidro	HE Ivik	11,1	21,88	6,93	2020–2026.
22.	Hidro	Male HE na Cetini	13,1	32,68	23,37	2024–2035.
23.	Biomasa	CHP termoelektrana <sup>1</sup>	110 <sup>2</sup>	800	140	2022–2024.
24.	Vjetar	VE Mesihovina	50,6	165,17	81	2017–2018.
25.	Vjetar	VE Poklečani	72	258,6	108	2020–2025.
26.	Vjetar	VE Velika Vljajna	32	89,36	52,72	2023–2028.
27.	Vjetar	VE Borova Glava	52	149,62	78	2026–2030.
28.	Vjetar	VE Podveležje	48	120	70	2018–2019.
29.	Vjetar	VE Vlašić	48	120	70	2021–2025.
30.	Vjetar	VE Bitovnja	54	145	80	2027–2035.
31.	Vjetar	VE Zukića Kosa	15	35	25	2028–2035.
32.	Vjetar	VE Medveđak	40	95	60	2031–2035+
33.	Vjetar	VE Rostovo	20	50	30	2033–2035+
34.	Vjetar	VE Borisavac	48	115	70	2035–2035+

Napomena: Sve ostale vrste tehnologija u sklopu OIE prikazane su kao indikativni ciljevi do 2035. godine, u poglavlju "Obnovljivi izvori energije". Rijeka Ugar je na liniji razgraničenja entiteta.

1) Planska CHP termoelektrana moguća je opcija u sklopu toplinarstva, ali i proizvodnje el. energije u blago obnovljivom scenariju, s obzirom na dekomisije postojećih blokova, 2) 110 MWe + maksimalno 240 MWt  
Izvori: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

<sup>19</sup> Navedeni parametri mogu se mijenjati, te je njihova daljnja razrada predmet dodatnih tehničkih studija i dokumenata.

Tabela 5.2.12 Popis potencijalnih novih većih objekata u Republici Srpskoj

#	Vrsta	Objekt	Instalirana snaga (MW)	Planska proizvodnja (GWh/god.)	Indikativni CAPEX (mil. EUR)	Indikativni period godine ulaska
1.	Ugalj	TE Ugljevik 3	600	4.000	850	2019–2025.
2.	Ugalj	TE Gacko 2	350	2.000	460	2024–2025.
3.	Hidro	HE Dabar	159,15	251 + 265 (nizvodni efekti)	177,56	2020–2022.
4.	Hidro	HE Nevesinje	60	100,60	97,40	2023–2028.
5.	Hidro	HE Buk Bijela	93,52	332,30	193,42	2022–2024.
6.	Hidro	RHE Buk Bijela	600	1.164,85	376,10	2022–2030.
7.	Hidro	HE Foča	44,15	175,9	118,87	2024–2028.
8.	Hidro	HE Dubrovnik 2 (RS dio)	152	159,20	84,32	2021–2030.
9.	Hidro	HE Sutjeska	44,08	95,62	138,66	2024–2028.
10.	Hidro	HE Paunci	43,21	166,90	125,34	2024–2028.
11.	Hidro	HE Rogačica (RS dio)	56,64	206,71	121,63	2025–2030.
12.	Hidro	HE Tegare (RS dio)	60,47	224,02	140,97	2025–2028.
13.	Hidro	HE Dobož	8,39	36,8	36,42	2021–2028.
14.	Hidro	HE Bileća	33	116,40	48,26	2021–2028.
15.	Hidro	HE Cijevna 1	14,1	67,7	36,49	2021–2028.
16.	Hidro	HE Cijevna 2	14,2	69,6	35,70	2021–2028.
17.	Hidro	HE Cijevna 3	13,9	69,0	42,39	2021–2028.
18.	Hidro	HE Cijevna 4	13,9	69,9	42,42	2021–2028.
19.	Hidro	HE Cijevna 5	13,2	62,4	n/a	2021–2028.
20.	Hidro	HE Cijevna 6	12,9	63,1	n/a	2021–2028.
21.	Hidro	HE Ulog	35	100	60	2017–2020.
22.	Hidro	HE Mrsovo	43	123	85	2017–2020.
23.	Hidro	HE Čehotina	18	80	40	2021–2028.
24.	Hidro	HE Kozluk (RS dio)	44,25	188	153,02	2025–2035.
25.	Hidro	HE Drina I (RS dio)	43,85	181,85	144,89	2025–2035.
26.	Hidro	HE Drina II (RS dio)	43,90	189,90	166,02	2025–2035.
27.	Hidro	HE Drina III (RS dio)	50,5	234,55	215,61	2025–2035.
28.	Hidro	HE Dubravica (RS dio)	43,61	167,74	172,46	2025–2035.
29.	Hidro	HE Trn	21,42	89,09	72,17	2025–2035.
30.	Hidro	HE Laktaši	21,42	92,99	103,14	2025–2035.
31.	Hidro	HE Kosjerevo	21,42	93,05	128,93	2025–2035.
32.	Hidro	HE Razboj	21,42	92,02	13,330	2025–2035.
33.	Hidro	HE Dub	9	20	12	2018–2018.
34.	Hidro	HE Bočac II	8,76	41,6	n/a	n/a
35.	Hidro	HE Novoselija	16,4	69,98	n/a	n/a
36.	Vjetar	VE Trusina	51	160	65	2018–2020.
37.	Vjetar	VE Hrgud	48	126	64,29	2019–2021.
38.	Vjetar	VE Grebak	48	110	65	2031–2035.

Napomena: Sve ostale vrste tehnologija u sklopu OIE prikazane su kao indikativni ciljevi do 2035. godine, u poglavlju "Obnovljivi izvori energije"

Izvori: Radna skupina Republike Srpske, analiza Projektnog tima

## 5.2.8.9 Indikativna (alternativna) opcija – kogeneracijski scenarij

U nastavku je data 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. Navedeni scenarij nije detaljnije razrađen po uzoru na ostale scenarije, već je razrađen, kvalitativno i kvantitativno, na višem nivou. Kogeneracijski obnovljivi scenarij zahtijeva vrlo kompleksnu implementaciju i brojne uvjete koji bi se trebali zadovoljiti da bi scenarij bio dugoročno održiv. Cilj navedenog scenarija, koji teži prema potpunoj dekarbonizaciji energetskog sistema, jeste prikazati opciju koja može biti, ako ne dominantna, barem dio budućeg promišljanja razvoja proizvodnog miksa Bosne i Hercegovine. Postrojenja za kogeneraciju električne i toplinske energije na biomasu, moraju biti ekonomski konkurentna postojećim sistemima koje kao energent koriste uglj. Prema evropskoj Direktivi o energetskej efikasnosti, države moraju procijeniti potencijal kogeneracije električne i toplinske energije, daljinskog grijanja i hlađenja. Efikasna kogeneracija uvjetuje da je lokacija postrojenja u neposrednoj blizini područja na kojem se konzumira proizvedena toplinska energija. Također, cijena izgradnje objekata mora biti minimalna, pa se nameće korištenje postojećih toplinskih objekata. Imajući u vidu malu gustoću naseljenosti i mali broj urbanih centara, mogućnost efikasnog uvođenja kogeneracije na biomasu postoji u gradovima Tuzla i Kakanj, u Federaciji Bosne i Hercegovine, te u gradovima Banja Luka i Bijeljina, u Republici Srpskoj. Za navedene gradove procijenjena je potrebna količina goriva na godišnjem nivou ukoliko se izgrade već provjereni blokovi s električnim kapacitetom od 160 MWe i toplinskim kapacitetom od 240 MWt (Tabela 5.2.13). U gradu Tuzla predviđena su jedan-dva bloka s navedenim kapacitetom, a u gradu Kakanj dva-tri bloka s navedenim kapacitetom.

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

	Objekt	Električni kapacitet (MWe)	Toplinski kapacitet (MWt)	Maksimalna godišnja proizvodnja električne energije (GWhe)	Maksimalna potrebna količina goriva (GWhf)
FBiH	Tuzla	160–320	480	2.400	6.000
	Kakanj	320–480	720	3.600	9.000
RS	Banja Luka	160	240	1.200	3.000
	Bijeljina	160	240	1.200	3.000
	<b>Ukupno</b>	<b>800–1.120</b>	<b>1.680</b>	<b>8.400</b>	<b>21.000</b>

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. godine te eventualnog drugog bloka krajem 2023. godine. Tokom perioda izgradnje navedenog postrojenja potrebno je izgraditi i razviti toplinsku mrežu. Postoji mogućnost širenja i modernizacije mreže u Tuzli, ali i povezivanje Lukavca, Živinice i ostalih okolnih naselja. Izgradnjom novih blokova na biomasu u Kakanju također se podrazumijeva širenje i modernizacija toplinske mreže te povezivanje Zenice 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, a drugi 2023. godine. Postoji mogućnost povezivanja Sarajeva magistralnim vrelovodom, te je u tom slučaju potrebno izgraditi i treći blok na biomasu na području današnje TE "Kakanj". Problem izgradnje navedenog bloka jeste 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.

Projektiranje i gradnja kogeneracijskog postrojenja u Banjoj Luci može početi odmah, te bi se tako osigurao ulazak u pogon krajem 2021. godine. U Banjoj Luci postoji mogućnost širenja toplinske mreže, ali i povezivanje Laktaša, Čelinca i ostalih okolnih naselja. U Bijeljini je potrebna izrada prostornih planova, kao i razvoj transportnog sistema, zbog čega je mogući ulazak u pogon razmatranog postrojenja tek 2026. godine. Također, potrebno je razviti plantaže topole, prvenstveno zbog osiguranja snabdijevanja gorivom za kogeneracijska postrojenja. Najizglednije lokacije kogeneracijskog postrojenja su u sklopu postojeće elektrane "Ugljevik" ili u okolini Bijeljine. Tržište toplinske energije proizvedene u postrojenju potencijalno čine Bijeljina, Novi Dvorovi, Banja Dvorovi, Popovi, Janja, Ugljevik i veći privredni subjekti, poput stakleničkih proizvođača i ribnjaka.

Prema električnom i toplinskom kapacitetu postrojenja za kogeneraciju i prema veličini tržišta, napravljena je procjena očekivane proizvodnje električne i toplinske energije (Tabela 5.2.14). Uz potrošnju toplinske energije od strane fizičkih i pravnih lica za grijanje prostorija i pripremu tople vode, toplinska energija može se koristiti za sušenje biomase, čime joj se povećava kvalitet i efikasnost korištenja.



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

	Objekt	Očekivana proizvodnja električne energije (GWh/god.)	Očekivana proizvodnja komercijalne toplinske energije (GWh/god.)	Očekivana proizvodnja toplinske energije za sušenje biomase (GWh/god.)
FBiH	Tuzla B1	2.200	1.000	192
	Tuzla B2			192
	Kakanj B1	1.100	530	192
	Kakanj B2	1.100	530	192
	Kakanj B3	1.100	530	192
RS	Banja Luka	1.100	530	192
	Bijeljina	1.100	400	192
	<b>Ukupno</b>	<b>7.700</b>	<b>3.520</b>	<b>1.344</b>

Izvor: Analiza Projektnog tima

Kogeneracijski obnovljivi scenarij zamjenjuje proizvodnju i toplinske energije iz uglja proizvodnjom iz biomase, koja se smatra "ugljično neutralnim" izvorom. Prelaskom na biomasu kompletno se eliminiraju emisije CO<sub>2</sub> nastale zbog sagorijevanja uglja. Uz emisije zbog sagorijevanja uglja prilikom proizvodnje energije ujedno se eliminiraju emisije CO<sub>2</sub> 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 šest 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 mogu se smatrati ekvivalentnim. U Bosni i Hercegovini postoji potencijal pošumljavanja oko 99.000 ha devastiranih i opustošenih zemljišta. Pošumljavanjem navedenih područja topolom ostvaruje se sekvestracija CO<sub>2</sub> oko 2,1 MtCO<sub>2</sub>/god., u periodu od četiri godine. Tokom navedene četiri godine, prije prve sječe, ukupna sekvestracija CO<sub>2</sub> iznosi oko 8,4 MtCO<sub>2</sub>, nakon čega prestaje sekvestracija i bilans CO<sub>2</sub> ostaje oko nule.

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

#### 5.2.8.10 Ostalo

Bosna i Hercegovina u razmatranom periodu ove Okvirne energetske strategije do 2035. godine nema planova iskorištavanja nuklearne energije u svrhu proizvodnje električne energije. Prema tome, nije planirana izgradnja nuklearne elektrane u periodu do 2035. godine.

Bosna i Hercegovina je članica Međunarodne agencije za atomsku energiju (IAEA) od 1995. godine, od kada redovno sudjeluje u multilateralnim sporazumima i sporazumima o zaštiti. U skladu s navedenim sporazumima i načelima sigurnosti IAEA, kao i evropskim standardima, Bosna i Hercegovina kreira politiku o nuklearnoj i radijacijskoj sigurnosti. Politika o sigurnosti izvora jonizirajućeg zračenja treba osigurati zaštitu ljudi i životne sredine od štetnih efekata jonizirajućeg zračenja i uspostaviti regulativni okvir za aktivnosti Državne regulativne agencije za radijacijsku i nuklearnu sigurnost. Primarno je značajno unapređenje zaštite od zračenja u medicini, gdje je u pet glavnih bolnica više od devetsto ljudi izloženo zračenju. U svrhu redovnog korištenja izvora jonizirajućeg zračenja bez utjecaja na zdravlje ljudi i okoliša Agencija za radijacijsku i nuklearnu sigurnost donijela je Strategiju upravljanja radioaktivnim otpadom u Bosni i Hercegovini. Cilj je uspostaviti sistem centraliziranog sakupljanja radioaktivnog otpada, gdje bi se zbrinjao radioaktivni otpad sa svih lokacija u Bosni i Hercegovini. Do 2020. godine Bosna i Hercegovina će kompletno uskladiti regulatorni okvir za nuklearnu energiju s Evropskim direktivama, koje uključuju Direktivu Vijeća 2011/70/EURATOM o uspostavljanju okvira Zajednice za odgovorno i sigurno zbrinjavanje istrošenog goriva i radioaktivnog otpada, Direktivu 2013/59/EURATOM o utvrđivanju osnovnih sigurnosnih standarda za zaštitu od opasnosti od eksplozije pri jonizirajućem zračenju, Direktivu 2006/117/EURATOM o pošiljkama radioaktivnog otpada – nadzoru i kontroli, Direktivu 2009/71/EURATOM, kao i amandman te Direktive 2014/87/EURATOM o uspostavi okvira Zajednice za nuklearnu sigurnost nuklearnih postrojenja i Direktivu 2013/51/EURATOM o utvrđivanju zahtjeva za zaštitu zdravlja stanovništva od radioaktivnih tvari u vodi namijenjenoj za ljudsku potrošnju.

## 5.2.9 Regulatorni i institucionalni okvir

### 5.2.9.1 Nivo Bosne i Hercegovine

Institucije na nivou Bosne i Hercegovine imaju nadležnost nad prijenosom električne energije. Prema odredbama Zakona o prijenosu, regulatoru i operatoru sistema električne energije u Bosni i Hercegovini:

- regulaciju vrši: Državna regulatorna komisija za električnu energiju;
- vođenje sistema vrši: Nezavisni operator sistema;
- upravljanje prijenosnom mrežom i sredstvima obavlja: Elektroprijenos Bosne i Hercegovine;
- kreiranje politike obavlja: Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa.

Bosna i Hercegovina do 2020. godine planira kompletno uskladiti regulatorni okvir za nuklearnu energiju s Evropskim direktivama.

#### 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 Brčko distriktu Bosne i Hercegovine, 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 NOSBiH te snabdijevanje kupaca električne energije u Brčko distriktu Bosne i Hercegovine;
3. izdavanje pravila i propisa u okviru svoje nadležnosti, među koje spada i revizija i usvajanje tržišnih pravila i mrežnih kodeksa te normi i uvjeta 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 kvaliteta 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 antikonkurencijskih aktivnosti);
10. rješavanje sporova među korisnicima sistema, u skladu s regulatornim ovlaštenjima i odnosnim zakonima na nivou Bosne i Hercegovine;
11. stvaranje i održavanje konkurentnih tržišta, kada je to izvodivo, i prevencija protukonkurentnog 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 prijenosne mreže u Bosni i Hercegovini, koji se izrađuju svake godine za desetogodišnji period. Indikativni plan informira sadašnje i buduće korisnike elektroenergetskog sistema o potrebama i postojećim projektima izgradnje novih proizvodnih kapaciteta. Dugoročni plan definira potrebna pojačanja postojećih i izgradnju novih objekata prijenosne mreže, obuhvatajući i problematiku novih prekograničnih vodova.

Odluke i rješenja DERK-a su javne i objavljuju se u službenim glasilima Bosne i Hercegovine, Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske.

#### 5.2.9.1.2 Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini (NOSBiH)

Zakonom o osnivanju nezavisnog operatora sistema u Bosni i Hercegovini uspostavljen je NOSBiH, čija je nadležnost i funkcija da upravlja sistemom prijenosa električne energije u Bosni i Hercegovini u svrhu osiguravanja kontinuiranog snabdijevanja električne energije po definiranim standardima kvaliteta. NOSBiH je neprofitna kompanija Bosne i Hercegovine u vlasništvu entiteta Republike Srpske i Federacije Bosne i Hercegovine, koja svoju djelatnost obavlja na cijeloj teritoriji Bosne i Hercegovine.

Među nadležnosti i ovlaštenja NOSBiH spadaju:

1. upravljanje radom svih visokonaponskih prijenosnih uređaja u Bosni i Hercegovini naponskog nivoa 110 kV ili više, osim što NOSBiH 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 uvoznicima;
3. rukovođenje uređajima i sredstvima centralnog kontrolnog centra te bilo kojim sredstvima za daljinsku kontrolu;
4. rukovođenje balansom tržištem;
5. nabavka pomoćnih usluga i pružanje sistematičnih usluga;
6. pripremanje, modificiranje 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 NOSBiH koje su zasnovane na troškovima rada sistema NOSBiH, te za transakcije na balansom tržištu;
9. koordinacija i odobravanje planiranih prekida snabdijevanja prijenosnih i proizvodnih postrojenja te 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 balansom tržištu električne energije.

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

- a) definira minimum tehničkih i operativnih zahtjeva za povezivanje u jedinstven elektroenergetski sistem direktno priključenih proizvodnih jedinica, direktno priključenih kupaca na prijenosnu mrežu i distributivnih sistema unutar Bosne i Hercegovine;
- b) utvrđuje operativne procedure i principe međusobnih odnosa NOSBiH, Elektroprijenosa Bosne i Hercegovine i korisnika prijenosne mreže u Bosni i Hercegovini, u normalnim i poremećenim uvjetima rada elektroenergetskog sistema (EES);
- c) ima cilj da omogući razvoj, održavanje i upravljanje prijenosnom mrežom u skladu s pravilima ENTSO-E i pozitivnom evropskom praksom u ovoj oblasti;
- d) povezan i usklađen je s Tržišnim pravilima i odgovarajućim pravilnicima koji se odnose na priključak i korištenje prijenosne mreže Bosne i Hercegovine;
- e) pobliže definira nadležnost i ovlaštenje NOSBiH za obavljanje sljedećih aktivnosti:
  - nadzor i upravljanje radom prijenosne mreže u Bosni i Hercegovini naponskog nivoa 400, 220 i 110 kV. Funkcije upravljanja pojedinim elementima prijenosne mreže, posebnim sporazumom, NOSBiH može prenijeti na Elektroprijenos Bosne i Hercegovine;
  - daljinska kontrola uređajima koji su neophodni za upravljanje radom prijenosne mreže u realnom vremenu;
  - daljinsko očitavanje mjernih uređaja neophodnih za upravljanje balansom tržištem i poravnanjem;
  - davanje uputa balansno odgovornim stranama u cilju postizanja planiranog programa razmjene i anuliranja debalansa;
  - usklađivanje i odobravanje planiranih isključenja elemenata prijenosne mreže i proizvodnih objekata;
  - odobravanje i kontrola tranzita preko prijenosne mreže, uz uvažavanje tehničkih ograničenja;
  - komunikacija, razmjena podataka i koordinacija svih aktivnosti s operatorima susjednih sistema, ENTSO-E kontrolnog bloka i ENTSO-E;
  - pregledanje, odobravanje, direktna revizija i objavljivanje Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže;
  - priprema, odnosno utvrđivanje Indikativnog plana razvoja proizvodnje;
  - nabavka pomoćnih i pružanje sistematičnih usluga.
- f) propisuje da je svaka aktivnost neposredno vezana za transformatore 110/x kV u nadležnosti Elektroprijenosa Bosne i Hercegovine;
- g) da NOSBiH i Elektroprijenos Bosne i Hercegovine 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 prijenosne mreže;
- h) za sve tehničke uvjete koji nisu eksplicitno definirani Mrežnim kodeksom, NOSBiH se može pozvati na međunarodne standarde i preporuke.

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

- ulogu, prava i obaveze učesnika na tržištu električne energije u Bosni i Hercegovini,
- način nominacije i renominacije dnevnih rasporeda te proceduru obavijesti o ugovorima,
- način obračuna injektirane 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 jeste siguran i pouzdan pogon elektroenergetskog sistema Bosne i Hercegovine kroz efikasan i ekonomičan sistem pomoćnih usluga i balansnog tržišta te stvaranje uvjeta za daljnji razvoj veleprodajnog i maloprodajnog tržišta električne energije u Bosni i Hercegovini.

Osnovni principi Tržišnih pravila su:

- tržišni aspekt balansiranja elektroenergetskog sistema Bosne i Hercegovine i nabavke pomoćnih usluga,
- ravnopravan i nediskriminirajući tretman svih učesnika na tržištu,
- transparentnost.

NOSBiH je zabranjeno da se, na bilo koji način, bavi aktivnostima koje uključuju: proizvodnju, snabdijevanje, trgovinu ili distribuciju električne energije ili bilo kojom drugom aktivnošću. Rad NOSBiH regulira DERK.

#### 5.2.9.1.3 Elektroprijenos Bosne i Hercegovine

Parlamentarna skupština Bosne i Hercegovine je u martu 2002. godine usvojila Zakon o prijenosu, regulatoru i operatoru sistema električne energije u Bosni i Hercegovini, s ciljem da se stvore uvjeti za neograničenu i slobodnu trgovinu te kontinuirano snabdijevanje električnom energijom. Zakonom o osnivanju kompanije za prijenos električne energije 2004. godine u Bosni i Hercegovini uspostavljen je Elektroprijenos Bosne i Hercegovine a.d. Banja Luka, kompanija za prijenos električne energije. Elektroprijenos nastao je prijenosom sredstava, obaveza i vlasničkih prava nad imovinom neophodnom za prijenos električne energije i djelatnosti koje se odnose na prijenos, iz elektroprivrednih preduzeća u Bosni i Hercegovini. Elektroprijenos ima zakonski i prirodni monopol na tržištu, a njegov rad regulira DERK. Djelatnost Elektroprijenosa je prijenos električne energije i sve djelatnosti u vezi s prijenosom električne energije, koje uključuju, ali se ne ograničavaju na njih: prijenos električne energije, održavanje, izgradnju i proširenje elektroprijenosne mreže u Bosni i Hercegovini. Ciljevi definirani Zakonom o osnivanju Kompanije za prijenos električne energije u Bosni i Hercegovini su:

- osiguravanje kontinuiranog snabdijevanja električnom energijom po definiranim standardima kvaliteta, za dobrobit građana Bosne i Hercegovine,
- podrška stvaranju tržišta električne energije u Bosni i Hercegovini,
- integracija tržišta u regionalno tržište električne energije,
- regionalne razvojne aktivnosti u vezi s energijom.

Kako bi obavljao djelatnost prijenosa električne energije, Elektroprijenos Bosne i Hercegovine mora posjedovati licencu za obavljanje djelatnosti. U skladu s Uvjetima korištenja licence za obavljanje djelatnosti prijenosa električne energije, Elektroprijenos Bosne i Hercegovine obavlja sljedeće:

- u skladu s Mrežnim kodeksom, rukovodi, održava (uključujući popravke i zamjene, ako je potrebno) i štiti svoju mrežu kako bi osigurao pouzdan i siguran prijenos električne energije, vodeći pritom računa i o principu ekonomičnosti i produktivnosti u radu;
- planira proširenje i razvoj sistema da bi se zadovoljile potrebe potrošača, pri čemu usklađuje planiranje razvoja svoje mreže s drugim mrežama i susjednim sistemima;
- svake godine izrađuje dugoročni plan razvoja prijenosne mreže za period od deset godina, koji obuhvata i problematiku novih prekograničnih vodova; ovaj plan dostavlja se NOSBiH, na pregled, odobrenje i direktnu reviziju; plan revidiran od strane NOSBiH dostavlja se DERK-u na odobrenje, a nakon odobrenja DERK-a objavljuje ga NOSBiH;
- na osnovu dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže izrađuje godišnji investicijski plan i dostavi ga DERK-u na odobrenje do kraja novembra za narednu godinu;
- postrojenja i vodove projektira, gradi i koristi tako da efekt njihovog korištenja ne ugrožava zdravlje stanovništva odnosnog područja i koji će u najmanjoj mogućoj mjeri promijeniti prirodno okruženje i vrijednost pejzaža;
- poštuje pravila ili standarde vezane za zonu sigurnosti, u cilju zaštite objekata i opreme elektroprijenosa te zaštite stanovništva;
- ne smije prestati obavljati ili izmijeniti licenciranu aktivnost ili bilo koje prijenosno sredstvo bez prethodnog odobrenja DERK-a;
- do kraja februara podnosi zahtjev za ažuriranje priloga licence sa stanjem na dan 31. decembra prethodne godine, ukoliko je došlo do izmjene njihovog sadržaja; uz zahtjev za ažuriranje "Elektroprijenos Bosne i

Hercegovine” prilaže upotrebnu dozvolu s pratećom dokumentacijom, kao i ažuriranu mapu elektroenergetskog sistema; o svim izmjenama Kompanija obavještava DERK i u vrijeme nastanka izmjene;

- na svojoj internetskoj stranici omogućava pristup svim relevantnim podacima koji se odnose na njegovu djelatnost, a koji su potrebni učesnicima na tržištu ili su od javnog interesa;
- redovno izrađuje sve potrebne izvještaje i dostavlja ih DERK-u, prema zahtjevima iz Licence;
- u skladu s definiranim obavezama Elektroprenos BiH provodi proceduru priključenja korisnika na prijenosnu mrežu. Procedura priključenja definirana je Mrežnim kodeksom i Pravilnikom o priključku;
- uvažavajući odredbe Pravilnika o priključku, Kompanija je u ranijem periodu izradila i usvojila dokumente neophodne za provođenje procedure priključenja korisnika na prijenosnu mrežu, koji su objavljeni i dostupni na web-stranici Kompanije;
- u cilju informiranja korisnika o statusu pojedinih zahtjeva, redovno se ažurira Lista – registar podnijetih zahtjeva korisnika za priključak na prijenosnu mrežu naponskog nivoa 110 kV, 220 kV i 400 kV, koja je raspoloživa na web-stranici.

### 5.2.9.2 Regulatorna u Federaciji Bosne i Hercegovine

Zakon o električnoj energiji Federacije Bosne i Hercegovine uređuje funkcioniranje elektroenergetskog sektora, elektroprivredne djelatnosti, razvoj tržišta električne energije, reguliranje tržišta, opće uvjete za isporuku električne energije, planiranje i razvoj, izgradnju, rekonstrukciju i održavanje elektroenergetskih objekata, nadzor nad provođenjem zakona i druga pitanja značajna za obavljanje elektroprivredne djelatnosti u Federaciji Bosne i Hercegovine.

Regulatorne djelatnosti u oblasti električne energije u Federaciji Bosne i Hercegovine obavlja Regulatorna komisija za energiju (FERK), koja ima sljedeće nadležnosti:

1. nadzor i reguliranje 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 uvjeta za korištenje distributivnih sistema;
4. donošenje metodologije i 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 uvjeta 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 uvjeta za isporuku električne energije i Mrežnih pravila distribucije;
10. donošenje metodologije o načinu utvrđivanja garantiranih 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 vršenje nadzora 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 neovlaštene 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. Funkcionalno razdvajanje definirano je članom 14 u Zakonu o električnoj energiji u Federaciji Bosne i Hercegovine te uključuje:

- 1) razdvajanje računa u internom računovodstvu vertikalno integriranog društva, na način da:
  - a) odvojeno vodi poslovne knjige i računovodstvo za elektroprivredne djelatnosti proizvodnje, distribucije, snabdijevanja i trgovine električnom energijom,
  - b) odvojeno vodi poslovne knjige i računovodstvo za druge neelektroprivredne djelatnosti koje obavlja,

- c) sačini i objavi odvojene finansijske izvještaje (bilans stanja, bilans uspjeha, izvještaj o novčanim tokovima) i druge izvještaje za svaku elektroprivrednu djelatnost i neelektroprivrednu djelatnost odvojeno, a u skladu s propisima kojim se uređuje računovodstvo i revizija;
- 2) razdvajanje poslovnog upravljanja, s ciljem:
- a) osiguranja odvojenog poslovnog upravljanja različitim elektroprivrednim djelatnostima, kojim se osigurava razdvojeno i nezavisno ostvarivanje međusobnih komercijalnih interesa,
  - b) osiguranja uvjeta da lica koja su u upravljačkoj strukturi u jednoj elektroprivrednoj djelatnosti ne mogu biti članovi u upravljačkoj strukturi vertikalno integriranog društva,
  - c) osiguranja uvjeta da lica zaposlena u jednoj elektroprivrednoj djelatnosti ne mogu obavljati poslove u drugoj elektroprivrednoj djelatnosti.

Elektroprivredne djelatnosti proizvodnje električne energije radi prodaje na tržištu i snabdijevanja električnom energijom kvalificiranih kupaca obavljaju se prema pravilima kojima se uređuju tržišni odnosi u kojima elektroprivredni subjekti slobodno dogovaraju količinu, cijenu i uvjete isporuke električne energije, zaključenjem kratkoročnih i dugoročnih ugovora ili direktnim učešćem na organiziranom tržištu. Proizvodnja električne energije za nekvalificirane (tarifne) kupce i za kvalificirane 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 zainteresirane kupce/proizvođače, ako za to postoje tehnički i energetske uvjeti. 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 također je propisano da ODS koji je u sastavu vertikalno integriranog preduzeća funkcionira nezavisno, u pogledu svog pravnog oblika, organizacije i donošenja odluka.

Općim uvjetima za isporuku električne energije definiraju se energetske i tehničke uvjeti te ekonomski odnosi između proizvođača, distributera, snabdjevača, korisnika mreže i krajnjeg kupca električne energije, uključujući i podnosioca zahtjeva za dobivanje elektroenergetske saglasnosti. Opće uvjete donosi FERK.

Snabdijevanje kvalificiranih kupaca električnom energijom djelatnost je u kojoj kvalificirani 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.

Kao dio obaveze javne usluge, elektroenergetski subjekti kojima je dodijeljen status javnog snabdjevača, Odlukom Vlade Federacije Bosne i Hercegovine o utvrđivanju pružatelja 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 snabdjeveni električnom energijom određenog kvaliteta po razumnim, lako i jasno uporedivim i transparentnim cijenama. Status javnog snabdjevača u Federaciji Bosne i Hercegovine dodijeljen je Elektroprivredi Bosne i Hercegovine d.d. Sarajevo (EP BiH) i Javnom poduzeću Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg-Bosne d.d. Mostar (EP HZHB). Elektroprivrede su osnovane u skladu sa Zakonom o javnim preduzećima Federacije Bosne i Hercegovine i Zakonom o privrednim društvima Federacije Bosne i Hercegovine.

U skladu s odredbama Zakona o električnoj energiji i Pravilnika o snabdijevanju kvalificiranih kupaca električnom energijom i postupku promjene snabdjevača, u Federaciji Bosne i Hercegovine je od 1. 1. 2015. godine tržište otvoreno. Konkurencijsko vijeće Bosne i Hercegovine je u 2016. godini dalo Mišljenje da tržište električne energije nije otvoreno za konkurenciju. Međutim, u 2017. godini Konkurencijsko vijeće Bosne i Hercegovine 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.

### 5.2.9.3 Regulatorna u Republici Srpskoj

Zakonom o energetici Republike Srpske, ključnim zakonskim propisom za oblast energetike, definirane su energetske djelatnosti. Između ostalog, energetske djelatnosti su i djelatnost proizvodnje električne energije, distribucija električne energije, snabdijevanje električnom energijom i trgovina električnom energijom. Zakon o električnoj energiji uspostavlja pravila za proizvodnju i distribuciju električne energije na prostoru Republike Srpske i domaće trgovine u ime Republike Srpske.

Ovim zakonom osnovana je Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske (RERS), u cilju reguliranja monopolskog ponašanja i osiguravanja transparentnog i nediskriminativnog položaja svih učesnika na tržištu električne energije u Republici Srpskoj. U oblasti električne energije, RERS ima sljedeća ovlaštenja:

- 1) nadzor i reguliranje odnosa između proizvodnje, distribucije i kupaca električne energije, uključujući i trgovce električnom energijom;
- 2) propisivanje metodologije i kriterija za utvrđivanje korištenja distributivne mreže i cijena snabdijevanja nekvalificiranih kupaca električnom energijom i metodologije za utvrđivanje naknade za priključenje na distributivnu mrežu;
- 3) donošenje tarifnog sistema za prodaju električne energije i korištenje distributivne mreže;
- 4) utvrđivanje tarifnih stavova za korisnike distributivnih sistema i tarifnih stavova za nekvalificirane kupce;
- 5) izdavanje ili oduzimanje dozvola za proizvodnju, distribuciju i trgovinu električnom energijom;
- 6) donošenje općih uvjeta za isporuku električne energije;
- 7) utvrđivanje cijena električne energije na pragu elektrane.

Energetski subjekt koji obavlja dvije ili više energetske djelatnosti ili osim energetske djelatnosti obavlja i neku drugu djelatnost koja se ne smatra energetske djelatnošću dužan je da izvrši razdvajanje djelatnosti, u skladu s posebnim zakonom kojim se regulira obavljanje te djelatnosti.

Energetski subjekti koji obavljaju djelatnost proizvodnje električne energije imaju pravo u svojim proizvodnim objektima koristiti izvore energije koje smatraju najpovoljnijim, uz poštivanje tehničkih karakteristika i uvjeta zaštite okoline, ugovarati isporuke i prodaju električne energije te pristupiti prijenosnoj mreži, sve u skladu s uvjetima propisanim zakonom, propisima i s dozvolom od RERS-a. Obaveze proizvođača električne energije su da poštuju uvjete iz dozvole, posjeduju mjerni uređaj koji omogućava određivanje energije koja se predaje u odgovarajuću mrežu, pridržavaju se pravila djelovanja na tržištu električne energije te da zadovoljavaju i poštuju propisane tehničke i pogonske uvjete, kao i uvjete zaštite okoline i utjecaja na okoliš.

Distributivna mreža mora biti dostupna svim korisnicima na transparentan i nediskriminirajući način, u cilju nesmetanog funkcioniranja tržišta električne energije u Republici Srpskoj. Za rad, upravljanje, održavanje i razvoj distributivnog sistema odgovoran je operator distributivnog sistema (ODS). ODS je dužan omogućiti prijenos električne energije kroz svoju mrežu, kao i distribuciju električne energije na osnovu zahtjeva korisnika mreže. ODS ima pravo i obavezu obavljati snabdijevanje korisnika sistema i kupaca električnom energijom na svom području djelovanja, ako je tako utvrđeno u dozvoli za obavljanje djelatnosti. Dužan je omogućiti pristup mreži proizvođačima električne energije i kvalificiranim kupcima električne energije na nepristran način, prema načelima reguliranog pristupa treće strane. Kada proizvođač električne energije i kupac namjeravaju zaključiti ugovor o isporuci, a nisu mogli dobiti pristup mreži, mogu izgraditi direktan vod, uz prethodno pribavljenu saglasnost RERS-a.

Snabdijevanje električnom energijom vrši se u skladu sa zakonom, općim uvjetima za isporuku električne energije, tarifnim sistemom za prodaju električne energije i ugovorom koji zaključuju snabdjevač i kupac.

Energetske djelatnosti proizvodnje električne energije za snabdijevanje tarifnih kupaca, distribucija električne energije i snabdijevanje tarifnih kupaca električnom energijom od općeg su značaja i obavljaju se u okviru javne usluge. Kvalificirani kupac može slobodno izabrati snabdjevača električne energije. Kvalificirani kupac i snabdjevač koga on slobodno izabere ugovaraju količinu i cijenu električne energije. Nekvalificirani (tarifni) kupci snabdijevaju se električnom energijom u sistemu obaveze javne usluge snabdijevanja po cijenama iz tarifnog sistema za prodaju električne energije. RERS određuje cijenu za javno snabdijevanje krajnjih kupaca električne energije iz kategorije potrošnje domaćinstva i malih kupaca (tarifni stavovi), u skladu sa Zakonom o električnoj energiji i Pravilnikom o tarifnoj metodologiji i tarifnom postupku. Proizvodnju, distribuciju i snabdijevanje električne energije u okviru javne usluge na teritoriji Republike Srpske vrši Mješoviti holding "Elektroprivreda Republike Srpske" a.d. Trebinje (ERS), osnovan u skladu sa Zakonom o privrednim društvima Republike Srpske i Zakonom o javnim preduzećima Republike Srpske.

U skladu s odredbama Zakona o električnoj energiji i Pravilnikom o snabdijevanju kvalificiranih kupaca električnom energijom i postupku promjene snabdjevača u Republici Srpskoj je od 1. 1. 2015. godine tržište otvoreno. Krajnji kupci električne energije iz kategorije potrošnje domaćinstva i malih kupaca koji na tržištu nisu odabrali snabdjevača imaju pravo na snabdijevanje električnom energijom standardnog kvaliteta po ekonomski opravdanim, lako i jasno uporedivim i transparentnim cijenama u okviru javnog snabdijevanja. Konkurencijsko vijeće Bosne i Hercegovine je u 2016. godini dalo Mišljenje da tržište električne energije nije otvoreno za konkurenciju. Međutim, u 2017. godini Konkurencijsko vijeće 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 period do 2035. godine potrebno je postaviti energetska okvir za razvoj sektora električne energije u Bosni i Hercegovini. U nastavku su navedeni strateški prioriteti i smjernice vezani za razvoj tržišta i regulative (Tabela 5.2.15). Regulatorne preporuke odnose se na poštivanje obaveza propisanih Direktivom 2009/72/EC, što su i osnovne preporuke Energetske zajednice.

Tabela 5.2.15 Strateške smjernice za razvoj tržišta

	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište i okoliš	<b>Restrukturiranje i transformacija elektroenergetskog sektora</b>	Sveobuhvatna transformacija sektora električne energije kroz restrukturiranje ključnih subjekata i adekvatno tržišno uređenje u skladu s Trećim energetska paketom i legislativom koja će biti rezultat "Zimskog paketa". Cilj je postići zrelu liberalizaciju tržišta, koja će biti dodatan poticaj elektroenergetskim subjektima za postizanje troškovne efikasnosti, čime će se osloboditi finansijski resursi za investicije u nove proizvode i usluge, tehnologije, znanja i kompetencije te cjenovnu konkurentnost. Krajnji cilj je povećanje vrijednosti za korisnike te stvaranje nove vrijednosti na tržištu
	<b>Postizanje većeg udjela čistije energije u budućem proizvodnom miks i potrošnji</b>	Povećanje udjela OIE u instaliranoj snazi, ukupnoj proizvodnji te potrošnji električne energije u skladu s preuzetim i budućim obavezama. Rast udjela OIE, uz doprinos tradicionalnih elektroprivreda stimulirat će se i kroz buduće modele poticaja. Dinamiku tranzicije postaviti u okvirima mogućnosti implementacije.
	<b>Smanjenje emisija zagađujućih materija iz TE</b>	Implementirati mjere smanjenja emisija zagađujućih materija i dostizanja graničnih vrijednosti emisija (GVE) u skladu sa standardima EU.
	<b>Smanjenje emisija stakleničkih gasova iz TE</b>	Implementirati mjere s ciljem doprinosa Bosne i Hercegovine smanjenju emisija stakleničkih gasova u skladu s ciljevima INDC-a, uz daljnju reviziju i korigiranje u skladu s ciljevima EU u budućnosti.
	<b>Plan investicija i razvoja proizvodnog portfelja kreirati prema potrebama sistema te ciljevima konkurentnosti</b>	Tržišni subjekti trebaju prilagoditi investicijske planove tržišnoj utakmici i okolnostima te tražiti sinergije na nivou ukupnog elektroenergetskog sistema. Potrebno je adekvatno upravljati investicijskim rizicima te balansirati planove izgradnje s ciljem konkurentnosti i čistije energije
	<b>Daljnje unapređenje tržišta veleprodaje i snabdijevanja električnom energijom</b>	Nastaviti s aktivnostima daljnje izgradnje kompetencija i transparentnosti veleprodaje kroz uspostavu aukcijskog načina nabavke i balansiranja el. energije, povezivanja i harmonizacije sistema tržišta veleprodaje s okolnim zemljama te daljnje načine razvoja tržišta veleprodaje.
	<b>Konkurentnost cijena električne energije na pragu elektrana</b>	Usmjeravanje subjekata prema tržišnim načelima s ciljem realne alokacije neefikasnosti i preuzimanja mandata za unapređenje.
Regulativa	<b>Organiziranje operatora prijenosnog sistema u skladu s jednim od tri modela propisanih Direktivom 2009/72/EC (vlasničko razdvajanje, nezavisni operator prijenosa, nezavisni operator sistema)</b>	U pogledu prijenosnog sistema, u NOSBiH ima nadležnost da upravlja sistemom prijenosa električne energije, a Elektroprijenos obavlja djelatnost prijenosa električne energije i sve djelatnosti u vezi s održavanjem, izgradnjom i proširenjem elektroprijenosne mreže u Bosni i Hercegovini. S obzirom na to da ovaj model ne odgovara nijednom propisanom modelu, potrebno je da se operator prijenosnog sistema organizira u skladu s modelom ponuđenim u Direktivi 2009/72/EC.
	<b>Certificiranje operatora prijenosnog sistema</b>	Prilagoditi postojeće zakone i propisati obavezu certificiranja operatora prijenosnog sistema i potom je implementirati.
	<b>Restrukturiranje i modernizacija ODS-ova te pravno i funkcionalno razdvajanje djelatnosti distribucije i snabdijevanja</b>	Usklađenje s Trećim energetska paketom, kroz izmjene zakona i daljnju razradu podzakonskih akata te njihovu implementaciju kako bi se što prije krenulo s aktivnostima razdvajanja djelatnosti distribucije i snabdijevanja. Dodatno, predlaže se veći fokus na razvoj i kvalitet djelatnosti distribucije el. energije, kroz unapređenje regulatornih mehanizama.
	<b>Deregulacija cijena električne energije javnih snabdjevača za kategorije domaćinstava, mala preduzeća i komercijalne kupce</b>	Umjesto reguliranih cijena (rigidna metodologija) za javno snabdijevanje, potrebno je preći na tržišne cijene, zbog daljnje liberalizacije tržišta u praksi, ali pritom socijalne kategorije zaštiti posebnim programom



<p><b>Izrada programa zaštite ugroženih kupaca</b></p>	<p>Potrebna je izrada programa zaštite ugroženih kupaca, kojim bi se definirale 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.</p>
--	--

### 5.3 Sektor uglja

#### 5.3.1 Uvod

Sektor uglja predstavlja važan segment u sektoru energije i ekonomske strukture Bosne i Hercegovine. Na uglj otpada više od 90%<sup>20</sup> ukupnih energetskih potencijala zemlje, čime on trenutno predstavlja dominantan energetski potencijal.

U Bosni i Hercegovini trenutno je aktivno oko četrnaest značajnijih rudnika. Ključna ležišta<sup>21</sup> 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, dok je rudnik “Mostar”, u bazenu Mostar, zatvoren.

**Slika 5.3.1 Ilustrativni prikaz ključnih rudnika u Bosni i Hercegovini**



Izvor: Analiza Projektnog tima, EIHP, Soluziona, EIBL, RIT, Studija energetskog sektora u Bosni i Hercegovini, 2008.

Na području Bosne i Hercegovine, rezerve lignita i mrkog uglja distribuirane su u nekoliko ključnih bazena<sup>22, 23</sup>: Tuzla (RU: Kreka, Banovići, Đurđevik i Ugljevik), srednja Bosna (RU: Kakanj, Breza, Zenica i Bila), Bugojno (RU: Gračanica), Livno-Duvno (RU: Tušnica) su bazeni na području Federacije Bosne i Hercegovine, a Gacko, Ugljevik, Stanari, Miljevina, Kotor-Varoš, Lješljani i Ramići su bazeni na području Republike Srpske. Ostale lokacije, s manjim rezervama, nisu u većoj mjeri interesantne iz perspektive energetskog sektora ili su napuštene zbog nepovoljnih uvjeta eksploatacije.

Od ključnih rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine, aktivno je njih osam, od čega je većina vezana na termoelektrane: rudnik “Kreka”, RMU “Abid Lolić”, RMU “Breza”, RMU “Đurđevik”, RMU “Kakanj”, RMU “Zenica”, rudnik “Gračanica” te RMU “Banovići”. U Republici Srpskoj je, uz ostale, aktivno pet značajnijih rudnika, koji su dominantno u sklopu termoelektrana: ZP RiTE “Ugljevik”, ZP RiTE “Gacko”, “Stanari”, rudnik “Luke – Ugljevik”, Novi rudnik “Miljevina”.

<sup>20</sup> EIHP, “Studija energetskog sektora u Bosni i Hercegovini”, 2008.

<sup>21</sup> Podaci radne skupine FMERI, MIER

<sup>22</sup> Strateški plan i program razvoja energetskog sektora Federacije Bosne i Hercegovine, 2009.

<sup>23</sup> Energetska strategija Republike Srpske do 2030.

Tabela 5.3.1 Osnovne informacije o ključnim rudnicima u Bosni i Hercegovini, 2015. godina

	Rudnik	Vlasnik	Lokacija	Tip uglja	Način eksploatacije
FBiH	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. <sup>24</sup>	Vlada HB županije (Kanton 10)	Livno	Lignit / mrki ugalj	Površinska
RS	ZP RiTE "Ugljevik" (Bogutovo Selo i Ugljevik Istok 1)	ERS (65%) Ostali (35%)	Ugljevik	Mrki ugalj	Površinska
	ZP RiTE "Gacko"	ERS (65%) Ostali (35%)	Gacko	Lignit	Površinska
	Rudnik "Stanari"	EFT "Rudnik" i TE "Stanari" d.o.o.	Stanari, Doboj	Lignit	Površinska
	Novi rudnik mrkog uglja "Miljevina"	Pavgord d.o.o. Foča	Miljevina, Foča	Mrki ugalj	Površinska i jamska
	Ostali <sup>1</sup>	Privatno	Razna	Dominantno mrki ugalj	Površinska

Napomena: 1) Ostali rudnici uključuju npr. Novi rudnik "Miljevina", Terex Kop, rudnik "Luke", "Ugljevik" itd.

Izvori: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Radna skupina Republike Srpske, analiza Projektnog tima

U Federaciji Bosne i Hercegovine, osim rudnika "Banovići", koji je djelimično privatiziran, ključni rudnici su u vlasništvu JP EP BiH te procesno integrirani s termoelektranama. Rudnik "Kreka" ležište je lignita s površinskom i jamskom eksploatacijom. Osim "Kreke", 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.

U Republici Srpskoj, ZP RiTE "Ugljevik" te ZP RiTE "Gacko" integrirani su sistemi rudnika i termoelektrana u većinskom vlasništvu Elektroprivrede Republike Srpske (65%). Rudnik "Ugljevik" ležište je mrkog uglja s površinskom eksploatacijom, dok je u rudniku "Gacko" ležište lignita, s također površinskim kopom. Osim u "Gacku", lignit se površinski eksploatira i u rudniku "Stanari", koji je u privatnom vlasništvu. Na ostalim lokalitetima, uključujući i Novi rudnik "Miljevina", dominantan tip uglja je mrki ugalj.

### 5.3.2 Rezerve uglja

Pregled stanja rezervi uglja u Bosni i Hercegovini u 2009/2010. godini sačinjen je prema dokumentu "Strateški plan i program razvoja energetskog sektora Federacije Bosne i Hercegovine" iz 2009. godine i prema postojećoj energetske strategiji Republike Srpske (Tabela 5.3.2). U Federaciji Bosne i Hercegovine su u 2009. godini ukupne bilansne rezerve uglja iznosile 1.946,8 miliona tona, gdje je dominirao lignit, sa 1.051,9 miliona tona, vanbilansne rezerve kretale su se oko 497 miliona tona, a potencijalne oko 2.335,7 miliona tona. Ukupne geološke rezerve iznosile su 4.779,9 miliona tona, a eksploatacijske 1.355,7 miliona tona. U Republici Srpskoj su u 2010. godini ukupne bilansne rezerve uglja iznosile 683 miliona tona, vanbilansne rezerve kretale su se oko 106 miliona tona, a potencijalne oko 175 miliona tona. Ukupne geološke rezerve iznosile su 814 miliona tona, a eksploatacijske 578 miliona tona<sup>25</sup>. Lignit dominira u strukturi bilansnih rezervi. Prema navedenim dokumentima, Bosna i Hercegovina je u 2009/2010. godini raspolagala s oko 2.630 miliona tona bilansnih rezervi, 603 miliona tona vanbilansnih rezervi te 2.511 miliona tona potencijalnih rezervi. Ukupne geološke rezerve iznosile su 5.593 miliona tona, a eksploatacijske 1.934 miliona tona.

<sup>24</sup> Nema proizvodnje

<sup>25</sup> "Rudnici "Kotor-Varoš", "Lješljani" i "Ramići" su u tom trenutku istraženi, a rezerve uglja dokazane, ali se na njima nije obavljala eksploatacija.

Tabela 5.3.2 Presjek povijesnog stanja rezervi uglja u Bosni i Hercegovini, 2009/2010. godina

Proizvodni kapacitet i vrsta uglja	REZERVE (000 t)					
	Bilansne (A+B+C <sub>1</sub> )	Vanbilansne (A+B+C <sub>1</sub> )	Potencijalne (C <sub>2</sub> +D <sub>1</sub> +D <sub>2</sub> )	Ukupne geološke	Eksploatacijske (A+B+C <sub>1</sub> )	
FBiH <sup>1,2</sup>	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
RS <sup>2</sup>	Rudnik "Ugljevik" (M)	247.409	17.792	114.558	265.507	206.507
	Rudnik "Stanari" (L)	82.559	34.668	9.596	126.823	73.271
	Rudnik "Gacko" (L)	269.958	37.862	/	307.320	245.662
	Rudnik "Miljevina" (M)	21.200	15.800	40.100	77.100	19.080
	Kotor-Varoš (M)*	16.410		1.359		
	Lješljani (M)*	8.843	195	10.000		
Ramić (L)*	37.596			37.596	33.836,4	
BiH	Ukupno lignit	1.441.987	396.474	1.349.108	3.187.069	1.030.620
	Ukupno mrki ugalj	1.188.836	207.164	1.162.209	2.406.844	903.472
	<b>UKUPNO</b>	<b>2.630.823</b>	<b>603.638</b>	<b>2.511.317</b>	<b>5.593.913</b>	<b>1.934.092</b>

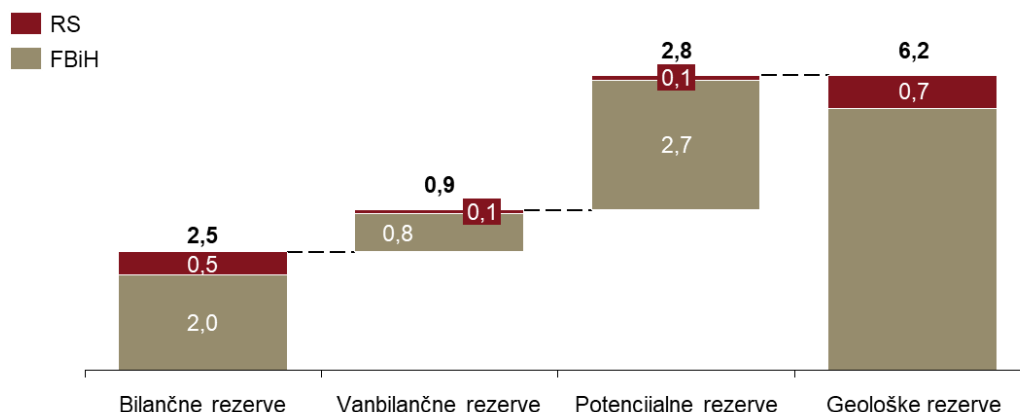
Napomena: 1) U dokumentu "Strateški plan i program razvoja energetskog sektora Federacije Bosne i Hercegovine" stoji napomena da su navedene rezerve upitne, s naglaskom na eksploatacijske; 2) Podaci za rezerve uglja u Federaciji Bosne i Hercegovine su za 2009. godinu, a podaci za rezerve uglja u Republici Srpskoj su za 2010. godinu.

Izvor: Strateški plan i program razvoja energetskog sektora Federacije Bosne i Hercegovine, 2009; Plan razvoja energetike Republike Srpske do 2030, februar 2010. godine

Prema dobivenim podacima radnih skupina entiteta za 2015. godinu, napravljen je pregled strukture rezervi uglja u Bosni i Hercegovini (Slika 5.3.2). Prema konsolidiranim podacima za Bosnu i Hercegovinu, procjena ukupnih bilansnih rezervi iznosi 2,5 mlrd. tona.

Struktura rezervi u Federaciji Bosne i Hercegovine ukazuje na dvije milijarde tona bilansnih rezervi, 801,6 miliona tona vanbilansnih rezervi te 2,7 milijardi tona potencijalnih rezervi. U strukturi bilansnih rezervi lignit ima udio od 56%, dok na nivou ukupnih (geoloških) rezervi procijenjeni udio lignita iznosi 62,9%, a mrkog uglja 37,1%. U Republici Srpskoj struktura rezervi za ključne aktivne rudnike ukazuje na 543 miliona tona bilansnih rezervi, 98 miliona tona vanbilansnih rezervi, 50 miliona tona potencijalnih rezervi te oko 750 miliona tona geoloških rezervi. Važno je napomenuti da Radna skupina Republike Srpske za 2015. godinu ne raspolaže podatkom o strukturi vanbilansnih rezervi po metodologiji A+B+C<sub>1</sub>, već unutar te kategorije sadrži samo C<sub>1</sub>.

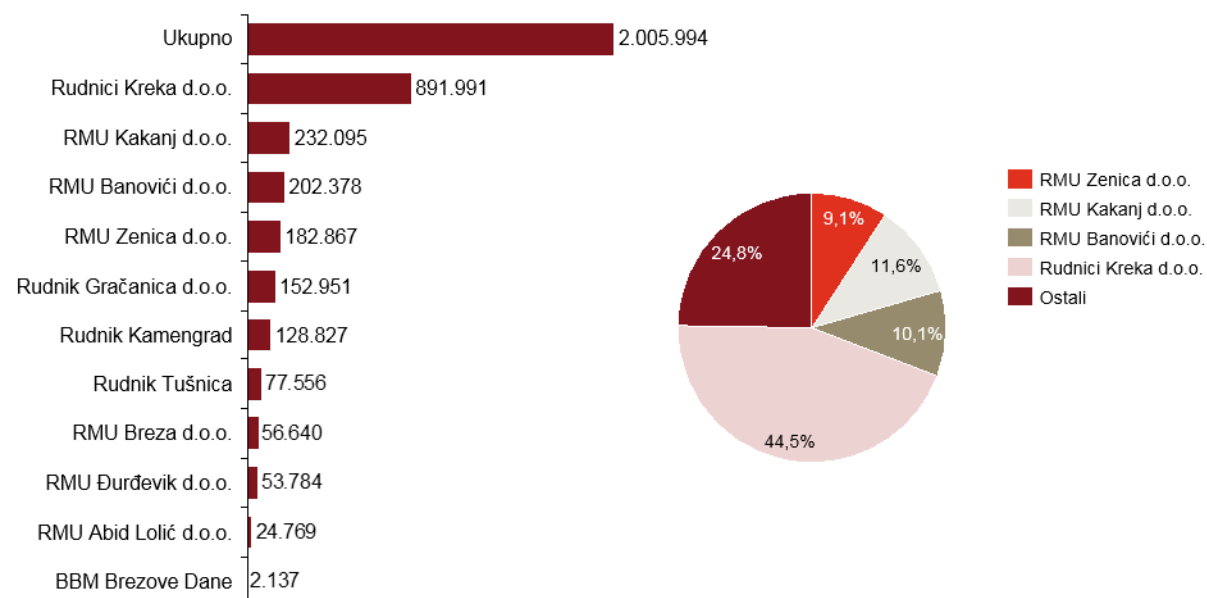
**Slika 5.3.2 Struktura rezervi rudnika u Bosni i Hercegovini u milijardama tona, 2015. godina**



Izvori: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Radna skupina Republike Srpske

U Federaciji Bosne i Hercegovine, od ukupnih bilansnih rezervi uglja ključnih rudnika, dominira rudnik “Kreka”, sa 44,5% udjela, a zajedno s rudnicima “Banovići” i “Kakanj” nosi preko 65% bilansnih rezervi (Slika 5.3.3).

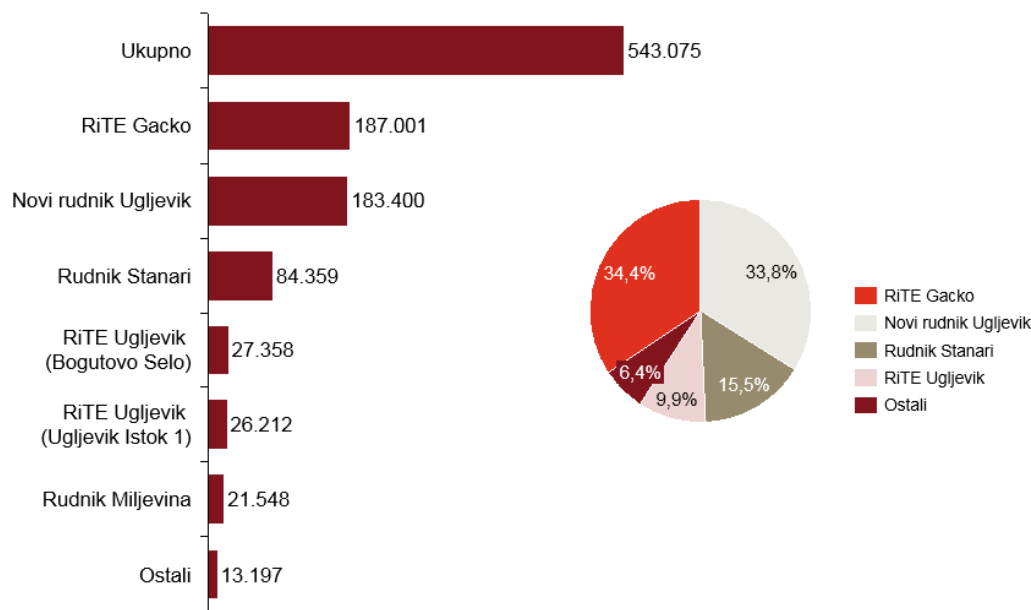
**Slika 5.3.3 Bilansne rezerve uglja ključnih rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine, u hiljadama tona, 2015. godina**



Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine

U Republici Srpskoj, od ukupnih bilansnih rezervi uglja ključnih aktivnih rudnika, Rudnik RiTE “Gacko”, rudnik “Stanari” te Novi rudnik “Ugljevik” nose preko 80% bilansnih rezervi. Kada bi se količinama Novog rudnika “Ugljevik” pridružile količine RiTE “Ugljevik” (Bogutovo Selo te Ugljevik Istok 1), taj bi udio bio još veći (Slika 5.3.4).

**Slika 5.3.4 Bilansne rezerve uglja ključnih rudnika u Republici Srpskoj, u hiljadama tona, 2015. godina**



Izvor: Radna skupina Republike Srpske

Neravnomjernost istraženosti rezervi uglja po pojedinim ležištima u Bosni i Hercegovini može biti ograničavajući faktor u razvoju, te je potrebno stalno istraživanje u skladu sa zakonskom regulativom. Međutim, zbog ekonomike razvoja energetskog sektora, odluka o povećanju aktivnosti eksploatacije uglja na postojećim ili novim ležištima mora biti usko vezana za strategiju razvoja segmenta termoelektrana u Bosni i Hercegovini na entitetskom nivou.

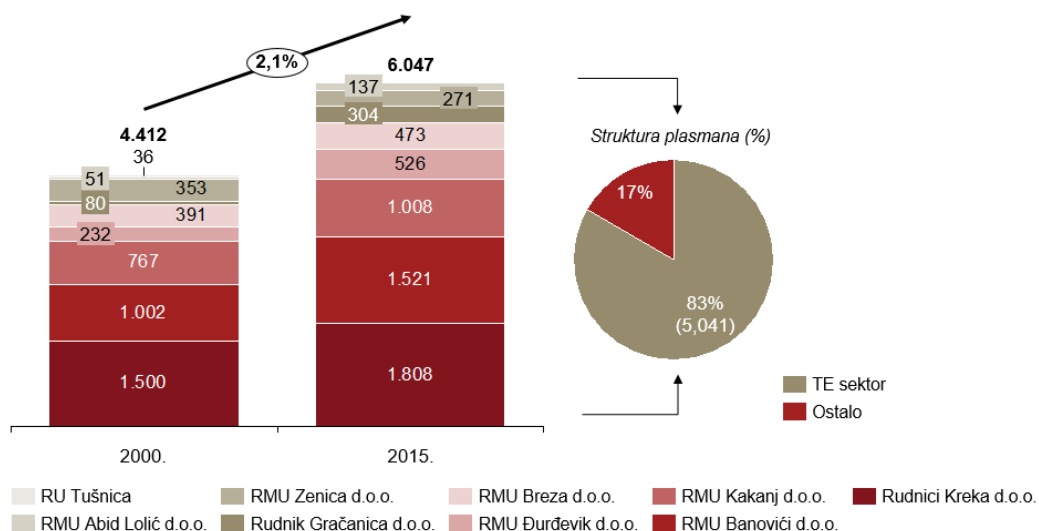
### 5.3.3 Proizvodnja uglja i efikasnost rudnika

#### 5.3.3.1 Proizvodnja

Analiza proizvodnje uglja iz ključnih rudnika u Bosni i Hercegovini napravljena je s podjelom na entitete, te se može uočiti da rudnici u Federaciji Bosne i Hercegovine u apsolutnom iznosu proizvode veće količine uglja, dok je u Republici Srpskoj zabilježen znatno veći rast proizvodnje.

Prosječna godišnja stopa rasta proizvodnje uglja iz ključnih rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine u periodu 2000–2015. iznosila je 2,1%, što je, u apsolutnim terminima, porast od 1,6 mil. tona (Slika 5.3.5). Ukupna proizvedena količina uglja u 2015 godini iznosila je ~6 mil. tona, od čega je u TE plasirano oko 5 mil. tona, što je zadovoljilo potrebe za proizvodnjom 5,4 TWh električne energije. Prema Studiji energetskog sektora u Bosni i Hercegovini 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 posmatranom periodu, rudnik “Kreka” dominirao je najvećim količinama proizvodnje, dok je najveći apsolutni porast proizvodnje došao iz rudnika “Banovići”.

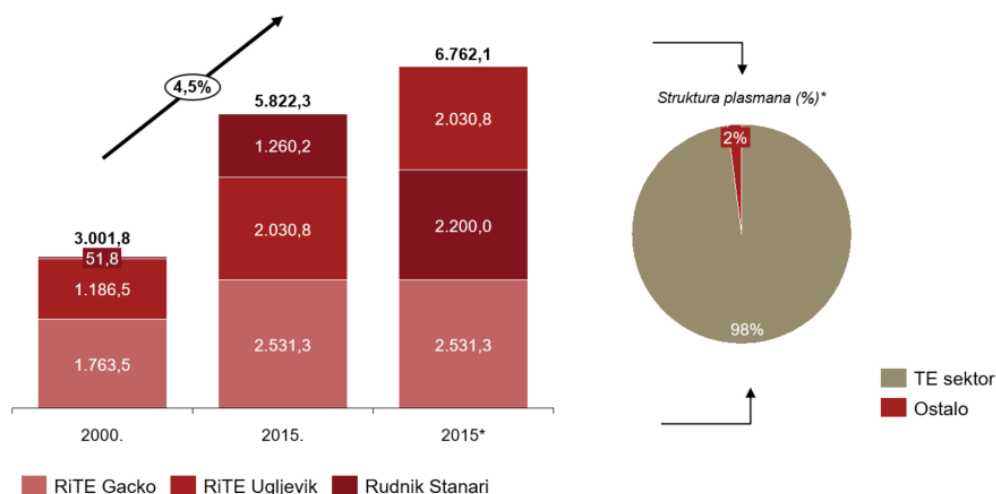
**Slika 5.3.5 Dinamika proizvodnje uglja iz ključnih rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine, u hiljadama tona, 2015. godina**



Izvori: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Studija energetskog sektora u Bosni i Hercegovini, Modul 8 – rudnici uglja

Kada posmatramo ključne rudnike u Republici Srpskoj (Slika 5.3.6), prosječna godišnja stopa rasta proizvodnje uglja u periodu 2000–2015. iznosila je 4,5%, završno s ostvarenom proizvodnjom od ~5,8 miliona tona u 2015. godini. Ako podatke iz 2015. godine normaliziramo s prosječnim ostvarenim proizvodnim količinama iz rudnika “Stanari”, dolazimo do godišnje proizvodnje od 6,76 miliona tona, što je i više nego dvostruko u odnosu na period iz 2000. godine. U posmatranom periodu, rudnik “Gacko” dominirao je najvećim količinama proizvodnje, dok je najveći porast proizvodnje došao upravo iz rudnika “Stanari”.

**Slika 5.3.6 Dinamika proizvodnje uglja iz ključnih rudnika u Republici Srpskoj, u hiljadama tona, 2015. godina**



Napomena: \*Korekcija podataka iz 2015. za novi trend rada rudnika “Stanari”. Struktura plasmana korigirana je za novi model rada RU “Stanari”.

Izvori: Radna skupina Republike Srpske, 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 Bosni i Hercegovini (u Federaciji Bosne i Hercegovine ~83%, u Republici Srpskoj preko 95%) sirovina za termoelektrane, odnosno da je plasman osiguran. Zbog izuzetno visoke koreliranosti pojedinog rudnika s termoelektranom, planovi proizvodnje i razvoja termoelektrane direktno utječu na poslovanje rudnika koji nemaju diversificiranu strukturu kupaca. Snažna korelacija i zavisnost rudnika od TE portfelja JP EP BiH znači da će i budući razvoj te potreba za proizvodnjom uglja zavisiti od samog razvoja termoportfelja JP EP BiH te eventualno drugih termo proizvodnih objekata u Bosni i Hercegovini koji će biti kalibrirani prema kvalitetu uglja koju isporučuju rudnici. U Republici Srpskoj ta je ovisnost izražena, naročito nakon ulaska u pogon TE “Stanari”, gdje svi ključni rudnici gotovo isključivo isporučuju proizvedeni ugajl termoelektranama.

**Tabela 5.3.3 Korelacija rudnika i termoelektrana, 2015. godina**

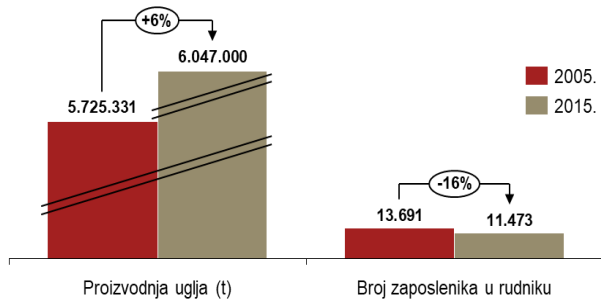
	Rudnik	Proizvodnja (hilj. tona)	Plasman ključnom kupcu	Ključni kupac
FBiH	Rudnici “Kreka” d.o.o.	1.808	93%	TE “Tuzla”
	RMU “Đurđevik” d.o.o.	517,4	85%	
	RMU “Banovići” d.o.o.	1.500	70%	
	RMU “Breza” d.o.o.	473	96%	TE “Kakanj”
	RMU “Kakanj” d.o.o.	1.008	99%	
	RMU “Abid Lolić” d.o.o.	137	77%	
	Rudnik “Gračanica” d.o.o.	312	79%	
RMU “Zenica” d.o.o.	266,3	61%	Arcelor Mit.	
RS	RiTE “Gacko”	2.532	99%	TE “Gacko”
	RiTE “Ugljevik”	2.030	97%	TE “Ugljevik”
	RU “Stanari”	1.260	36%	JP EP BiH
	RU “Stanari” (procjena '17. god.)	2.200	98%	TE “Stanari”

Izvori: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Radna skupina Republike Srpske, analiza Projektnog tima

### 5.3.3.2 Efikasnost i produktivnost rudnika

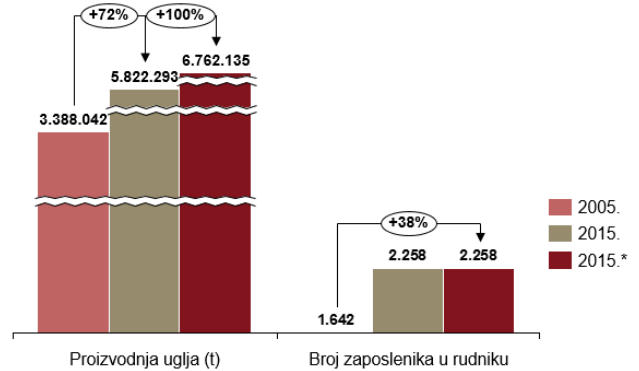
U posljednjih desetak godina, u periodu 2005–2015, rudnici u Federaciji Bosne i Hercegovine zabilježili su rast ukupne proizvodnje uglja od 6%. U tom periodu došlo je do smanjenja ukupnog broja zaposlenih u rudnicima – 16% (Slika 5.3.7). U Republici Srpskoj, uz rast ukupne proizvodnje od 72% u periodu 2005–2015, odnosno od 100%, ako se uzme u obzir novi trend rada TE “Stanari” od sredine 2016. godine, rastao je i ukupan broj zaposlenika u sektoru rudnika, za 38% (Slika 5.3.8).

**Slika 5.3.7 Kretanje proizvodnje uglja i broja zaposlenih u ključnim rudnicima u Federaciji Bosne i Hercegovine, 2005–2015.**



Izvori: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Studija energetskeg sektora u Bosni i Hercegovini – Modul 8 Rudnici uglja, analiza Projektnog tima

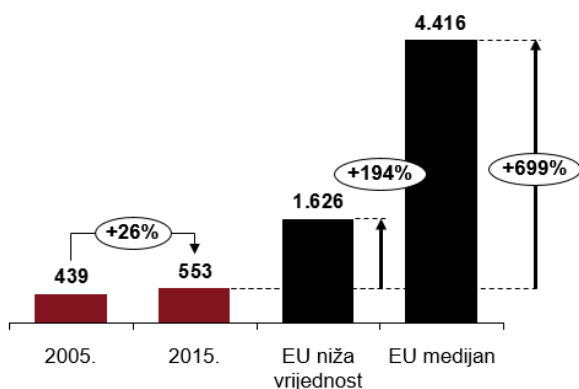
**Slika 5.3.8 Kretanje proizvodnje uglja i broja zaposlenih u ključnim rudnicima u Republici Srpskoj, 2005.-2015. godina**



Napomena: \*) Proizvodnja uglja, broj zaposlenika i produktivnost za 2015.\* korigirani su za novi trend rada rudnika “Stanari”, prema podacima iz 2017. godine  
Izvori: Radna skupina Republike Srpske, Studija energetskeg sektora u Bosni i Hercegovini – Modul 8 Rudnici uglja, analiza Projektnog tima, intervjui s menadžmentom rudnika

Smanjenje ukupnog broja zaposlenih i povećanje proizvodnje u Federaciji Bosne i Hercegovine te sporiji porast broja zaposlenih u odnosu na porast proizvodnje u Republici Srpskoj rezultiralo je povećanjem produktivnosti sektora rudnika u Bosni i Hercegovini. Sagledano na nivou entiteta, produktivnost u Federaciji Bosne i Hercegovine porasla je 26% u periodu 2005–2015, što predstavlja prosječni godišnji rast od 2,3%, dok je u Republici Srpskoj u istom periodu produktivnost u sektoru rudnika porasla za 25%, odnosno 45% (Slika 5.3.9, Slika 5.3.10).

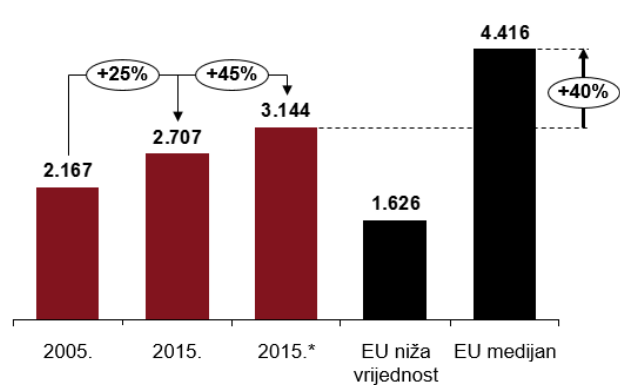
**Slika 5.3.9 Kretanje produktivnosti rada u rudnicima Federacije Bosne i Hercegovine vs. EU, proizvedene tone po FTE**



Napomena: Podaci korigirani za omjer zaposlenika i FTE (ekvivalent punog radnog vremena) (1,05). EU podaci su iz 2012. godine, za: Sloveniju, Njemačku, Bugarsku, Češku, Slovačku, Grčku, Rumuniju, Poljsku, Mađarsku.

Izvori: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Studija energetskeg sektora u Bosni i Hercegovini – Modul 8 Rudnici uglja, analiza Projektnog tima

**Slika 5.3.10 Kretanje produktivnosti rada u rudnicima Republike Srpske vs. EU, proizvedene tone po FTE**



Napomena: Podaci korigirani za omjer zaposlenika i FTE (ekvivalent punog radnog vremena) (1,05). EU podaci su iz 2012. godine, za: Sloveniju, Njemačku, Bugarsku, Češku, Slovačku, Grčku, Rumuniju, Poljsku, Mađarsku. Proizvodnja uglja, broj zaposlenika i produktivnost za 2015. godinu\* korigirani su za novi trend rada rudnika “Stanari”, prema podacima iz 2017. godine.

Izvori: Radna skupina Republike Srpske, Studija energetskeg sektora u Bosni i Hercegovini – Modul 8 Rudnici uglja, analiza Projektnog tima, intervjui s menadžmentom rudnika

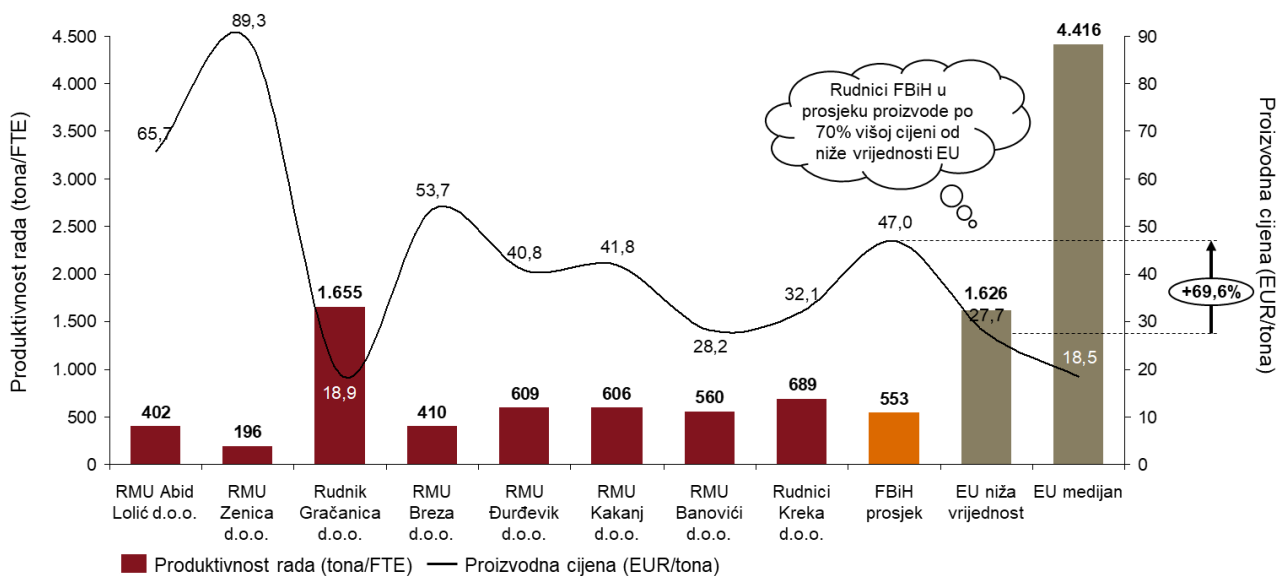
Unatoč rastu, produktivnost rudnika u Bosni i Hercegovini i dalje zaostaje za EU medijanom, naročito u Federaciji Bosne i Hercegovine. Najniža produktivnost od posmatranih EU zemalja iznosi 194% više od produktivnosti rudnika Federacije Bosne i Hercegovine, dok je medijan vrijednosti produktivnosti EU rudnika čak sedam puta veća. Produktivnost rudnika u

Republici Srpskoj u 2015. godini je 25% viša u odnosu na 2005. godinu. Kada se podaci o stopi produktivnosti za 2015. godinu korigiraju za novi trend rada rudnika "Stanari", porast produktivnosti u odnosu na 2005. godinu iznosi čak 45%. Prosječna produktivnost rudnika u Republici Srpskoj kreće se oko 3.144 tone/FTE, što je bolji rezultat od niže vrijednosti EU, ali i dalje 40% ispod medijana EU, što upućuje na to da postoji znatan prostor za unapređenje. Ključni faktori koji utječu na produktivnost rudnika su: volumeni, tehnologija rada, logistički troškovi, stepen *outsourcinga*, tip rudnika i geološka karakteristika (površinski/jamski kop), vještine i opremljenost rudara.

U nastavku je napravljena analiza i poređenje produktivnosti i efikasnosti rudnika Bosne i Hercegovine prema podacima za 2015. godinu. Unatoč činjenici da je 2015. godina bila nešto manje povoljna za rudarske operacije, podaci pokazuju jasnu poziciju rudnika na strateškom nivou.

Na nivou pojedinačnih rudnika Federacije Bosne i Hercegovine vidimo znatna odstupanja u produktivnosti rada, iako su skoro svi ispod nižih vrijednosti EU. Rudnik "Zenica" ostvario je najnižu produktivnost rada, sa ~196 tona uglja/FTE, dok je rudnik "Gračanica" ostvario najbolji rezultat, s proizvedenih ~1.655 tona/FTE, što ujedno predstavlja i najbolji rezultat Federacije Bosne i Hercegovine te je u skladu s nižim vrijednostima posmatranih EU zemalja. Prosječna produktivnost rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine iznosila je 553 tone/FTE, dok je niža vrijednost posmatranih zemalja EU 1.626 tona/FTE, a medijan 4.416 tona/FTE (Slika 5.3.11).

**Slika 5.3.11 Poređenje produktivnosti i efikasnosti rada rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine vs. EU, 2015. godina**



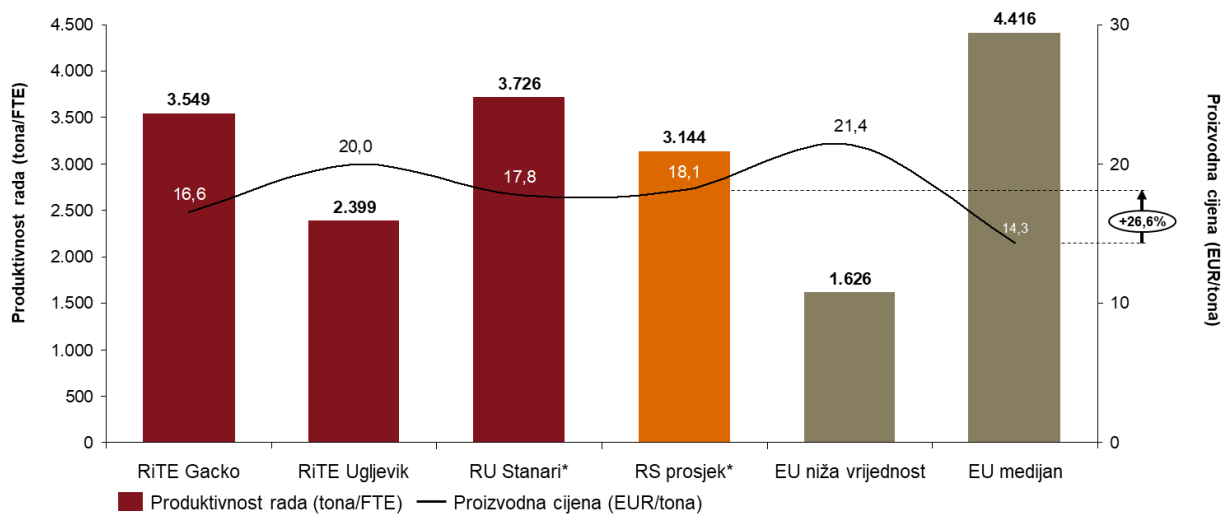
Napomena: Benchmark za EU korigiran je prema strukturi uglja (lignit i mrki ugalj)  
Izvori: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

U kontekstu cjenovne efikasnosti, prosječna proizvodna cijena uglja ključnih rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine 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, i rudnik "Banovići", sa 28,2 EUR/tona.

Prema novijim podacima, na nivou pojedinačnih rudnika Republike Srpske također vidimo značajna odstupanja u produktivnosti rada, ali su sva iznad nižih vrijednosti EU. Rudnik "Gacko" je u 2015. godini imao produktivnost od oko 3,5 hiljada tona uglja po ekvivalentu punog radnog vremena (engl. FTE – *full time equivalent*). Višu produktivnost od njega ostvaruje rudnik "Stanari" (podaci označavaju trend rada u punom kapacitetu za 2017. godinu), s preko 3,7 hiljada tona/FTE, dok je rudnik "Ugljevik" ostvario najlošiji rezultat, s ispod 2,4 hiljade tona/FTE. Prosjek rudnika Republike Srpske kretao se oko 3,14 hiljada tona/FTE. Medijan EU iznosi 4,4 hiljade tona/FTE (Slika 5.3.12).



Slika 5.3.12 Poređenje produktivnosti i efikasnosti rada rudnika Republike Srpske vs. EU, 2015. godina



Napomena: *Benchmark* za EU korigiran je prema strukturi uglja (lignit i mrki ugalj). \*Prosjeak Republike Srpske korigiran je za novi trend rada rudnika "Stanari", nakon 2016. godine.

Izvori: Radna skupina Republike Srpske, analiza Projektnog tima, intervjui s menadžmentom rudnika

Prosječna proizvodna cijena uglja ključnih rudnika u Republici Srpskoj iznosila je 18,1 EUR/tona, što je bolji rezultat od niže vrijednosti EU, koja iznosi 21,4 EUR/tona. Međutim, prosječni rezultat rudnika Republike Srpske i dalje je 26% manje cjenovno efikasan u odnosu na medijan EU s prosječnom proizvodnom cijenom od 14,3 EUR/tona. U posmatranom periodu najvišu cjenovnu efikasnost ostvario je rudnik "Gacko" (RiTE "Gacko"), s postignutom proizvodnom cijenom od 16,6 EUR/tona, dok je najlošiji rezultat imao rudnik "Ugljevik" (RiTE Ugljevik), s 20 EUR/tona.

Cjenovna efikasnost rudnika, kao i sama produktivnost, zavisi od velikog broja 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 na to da su produktivnost i efikasnost rudnika u Republici Srpskoj ispod medijana EU, potrebno je stvoriti okvir za daljnju modernizaciju i povećanje efikasnosti sektora rudnika. U Federaciji Bosne i Hercegovine produktivnost rudnika je čak ispod niže vrijednosti EU, te je potrebno 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.

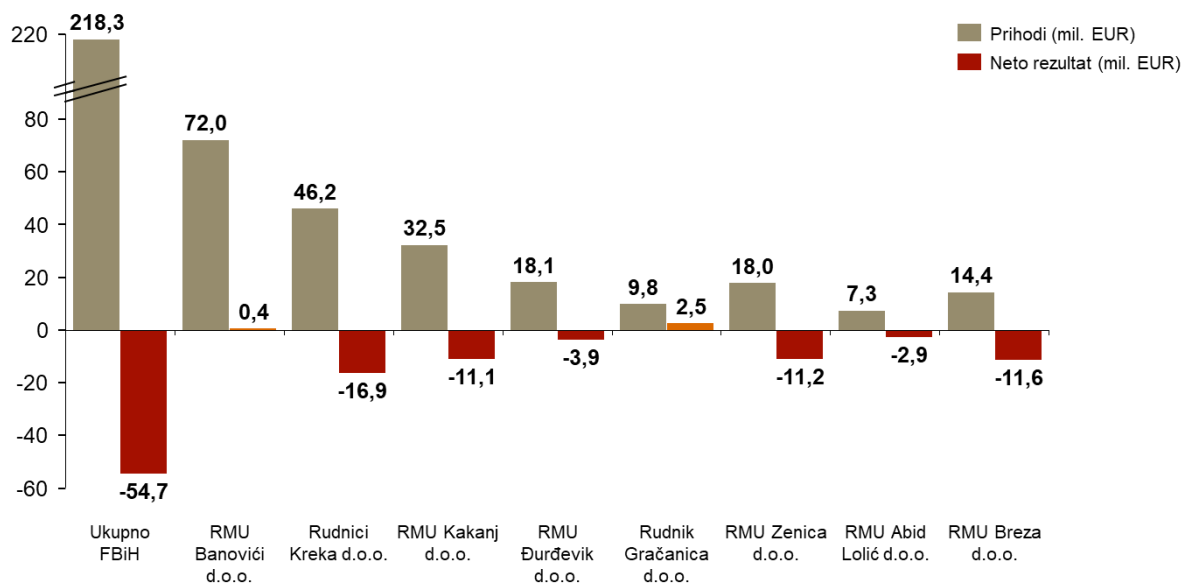
### 5.3.3.3 Finansijski presjek stanja

Finansijski presjek stanja napravljen je isključivo za rudnike u entitetu Federacije Bosne i Hercegovine, iz razloga što podaci za rudnike u Republici Srpskoj nisu dostupni, s obzirom na to da oni djeluju u sklopu termoelektrana i troškovi nisu u potpunosti razdvojeni.

U 2015. godini ukupni prihodi rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine iznosili su oko 218 miliona EUR, no zbog niske efikasnosti i produktivnosti, u istom je periodu 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 posmatranih rudnika, jedino je rudnik "Gračanica" ostvario 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 te dolazi do problema u podmirivanju obaveza (npr. odgođeno plaćanje poreskih obaveza, prireza, doprinosa itd.), što nije u skladu s Ugovorom o EZ.

Slika 5.3.13 Presjek finansijskog rezultata rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine u milionima EUR, 2015. godina



Izvori: Analiza Projektnog tima, Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, 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 optimizirati troškove proizvodnje na nivo prihvatljivih. Međutim, u dugom roku, ovakva politika nije održiva te će se morati odraziti na krajnjoj cijeni električne energije u određenoj mjeri.

Finansijski i operativni pokazatelji ukazuju na potrebu za restrukturiranjem i transformacijom sektora rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine s ciljem postizanja dugoročne održivosti, budući da kratkoročne mjere i intervencije nisu adekvatno rješenje.

### 5.3.4 Scenariji razvoja sektora rudnika u Bosni i Hercegovini

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

U 2016. godini Bosna i Hercegovina je imala 46% instaliranih kapaciteta za proizvodnju električne energije iz termoelektrana na ugalj, odnosno oko 1.876 MW. Ukupna proizvodnja električne energije iz TE na ugalj u 2016. godini činila je oko 64% učešća u ukupnoj proizvodnji, odnosno oko 10,6 TWh.

Nastavno na globalne i evropske trendove u elektroenergetici, te obaveze u skladu s EU direktivama, i ovaj dokument obrađuje alternativne opcije razvoja proizvodnog portfelja, od kojih se neke određenom dinamikom odmiču od proizvodnje električne energije na (dominantno) fosilna goriva. Budući da se glavnina proizvodnje uglja u rudnicima u Bosni i Hercegovini isporučuje termoelektranama, obim njihovih poslovnih aktivnosti direktno će zavisiti od odabrane strategije razvoja proizvodnog portfelja. 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%.

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

- a) scenarij radnih skupina entiteta ili entitetski scenarij,
- b) scenarij prema Indikativnom planu razvoja,
- c) scenarij prema troškovno optimiranom Indikativnom planu razvoja,
- d) blago obnovljivi scenarij s energetsom efikasnošću,

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

#### 5.3.4.1 Scenarij radnih skupina entiteta

Scenarij radnih skupina entiteta bazira se na ulaznim informacijama koje su predložile i potvrdile radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske. Više detalja o pretpostavkama može se iščitati u poglavljima o električnoj energiji i proizvodnom miksu. Prema navedenom scenariju, u periodu od 2016. do 2035. godine u Bosni i Hercegovini se predviđa znatno povećanje instalirane snage termoelektrana, s 1.876 MW, u 2016. godini, na 3.000 MW u 2025. godini, odnosno 3.550 MW u 2035. godini.

Takav razvoj termosektora doveo bi do potencijalne proizvodnje električne energije iz uglja na nivoe od 21,5 TWh u periodu od 2030. do 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 napravljena je podvarijanta ovog scenarija, gdje se iz navedene instalirane snage ograničava ukupna proizvodnja termosektora na maksimalno 70% izvoza iznad domaće potrošnje za Republiku Srpsku (izuzevši TE "Stanari") i 30% izvoza iznad domaće potrošnje za Federaciju Bosne i Hercegovine kao indikativna simulacija moguće tržišne realnosti.

U prvoj varijanti ovog scenarija, bez izvoznog ograničenja, progresivan rast instalirane snage i proizvodnje električne energije iz uglja doveo bi do prosječne godišnje stope rasta (CAGR) potrošnje uglja u TE od 3,2%. Takve stope rasta, u periodu od 2016. do 2035. godine dovele bi do maksimalne potrošnje uglja od oko 21,4 miliona tona, koja bi započela oko 2026. godine, dok bi prosječna godišnja potrošnja uglja u posmatranom periodu iznosila oko 17,8 miliona tona.

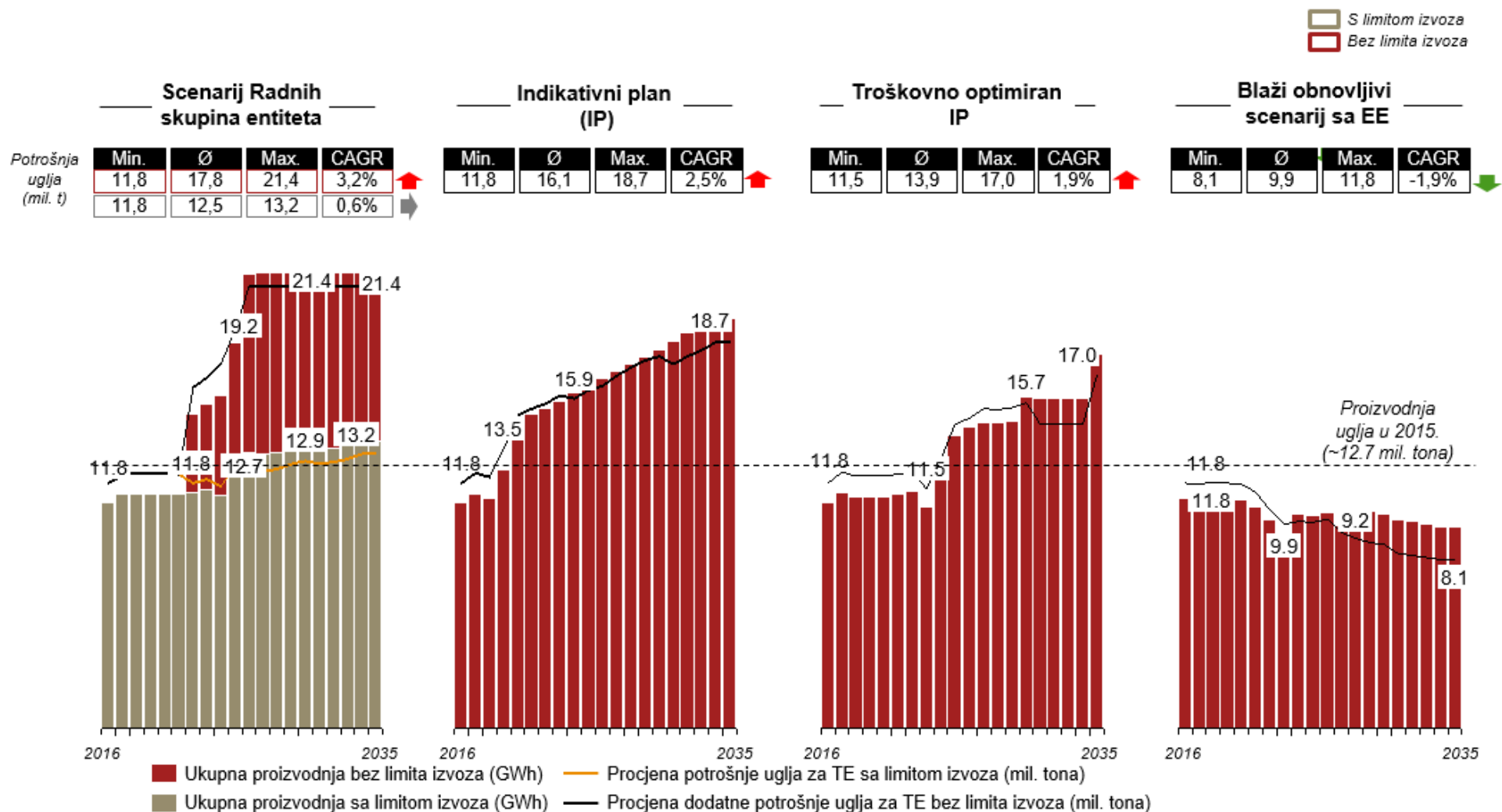
Druga varijanta ovog scenarija, s izvoznim ograničenjem, podrazumijeva istu strukturu instalirane snage, međutim nižu proizvodnju, kao posljedicu potencijalno otežanog plasmana električne energije. Pod tim pretpostavkama, potražnja za ugljem znatno je niža nego u scenariju bez izvoznog ograničenja, međutim i dalje ostvaruje blagi porast od prosječno 0,6% godišnje u periodu od 2016. do 2035. Maksimalna vrijednost potrošnje uglja u navedenom scenariju iznosila bi 13,2 miliona tona, minimalna 11,8 miliona tona, dok bi prosječna iznosila 12,5 miliona tona u posmatranom periodu.

#### 5.3.4.2 Scenarij prema Indikativnom planu razvoja

Scenarij prema Indikativnom planu razvoja bazira se na dokumentu "Indikativni plan razvoja proizvodnje 2017–2026", uz projekcije do 2035. godine na temelju analize projektnog tima. Više detalja o pretpostavkama i logici scenarija može se iščitati u poglavljima o električnoj energiji i proizvodnom miksu. Prema navedenom scenariju, u periodu od 2016. do 2035. u Bosni i Hercegovini se predviđa znatno povećanje instalirane snage termoelektrana, s 1.876 MW, u 2016. godini, na 3.256 MW u 2025. godini, te na 2.700 MW u 2035. godini (43%).

Takav razvoj termosektora doveo bi do potencijalne proizvodnje električne energije iz TE na ugalj na nivo od 19,5 TWh u periodu od 2025. do 2035. godine. U kontekstu potražnje za ugljem, ovaj scenarij predviđa prosječni godišnji porast potrošnje uglja za termoelektrane od 2,5% CAGR, što bi dovelo do maksimalne potrošnje uglja od 18,7 miliona tona oko 2034. i 2035. godine te prosječne godišnje potrošnje od 16,1 milion tona u periodu od 2016. do 2035. godine. Nakon 2019. godine potražnja za ugljem bi u svakoj godini bila viša u odnosu na ukupnu proizvodnju uglja iz 2016. godine.

Slika 5.3.14 Scenariji proizvodnje iz TE i implikacija na potrebu za proizvodnjom uglja u Bosni i Hercegovini, 2016–2035.



Izvori: Analiza Projektnog tima, World Bank, BiH Power Sector Note, 2016, Pokazatelji ZD 2016, Finansijski i operativni pokazatelji rudnika, Radna skupina Republike Srpske i Federacije Bosne i Hercegovine, EP BiH web-stranica

### 5.3.4.3 Scenarij prema troškovno optimiranom Indikativnom planu razvoja

Scenarij prema troškovno optimiranom Indikativnom planu razvoja oslanja se na dokument "Indikativni plan razvoja proizvodnje 2017–2026", uz projekcije do 2035. godine i dokument Svjetske banke "Power Sector Note". Više detalja o pretpostavkama i logici scenarija može se iščitati u poglavljima o električnoj energiji i proizvodnom miksu. Prema navedenom scenariju, u periodu od 2016. do 2035. godine u Bosni i Hercegovini se predviđa povećanje instalirane snage termoelektrana na uglj, sa 1.876 MW, u 2016. godini, na 2.156 MW, u 2025.godini, te na 2.400 MW, u 2035. godini, što je i dalje iznad 40% učešća.

Takav razvoj termosektora doveo bi do potencijalne proizvodnje električne energije iz uglja na nivoe oko 15,7 TWh u 2030. godini, odnosno 17,7 TWh u 2035. godini, što predstavlja i maksimalnu proizvodnju iz TE u posmatranom periodu. U tom periodu očekivala bi se i maksimalna potražnja za ugljem od 17 miliona tona, a prosječna godišnja stopa rasta potrošnje iznosila bi 1,9%.

### 5.3.4.4 Blago obnovljivi scenarij s EE

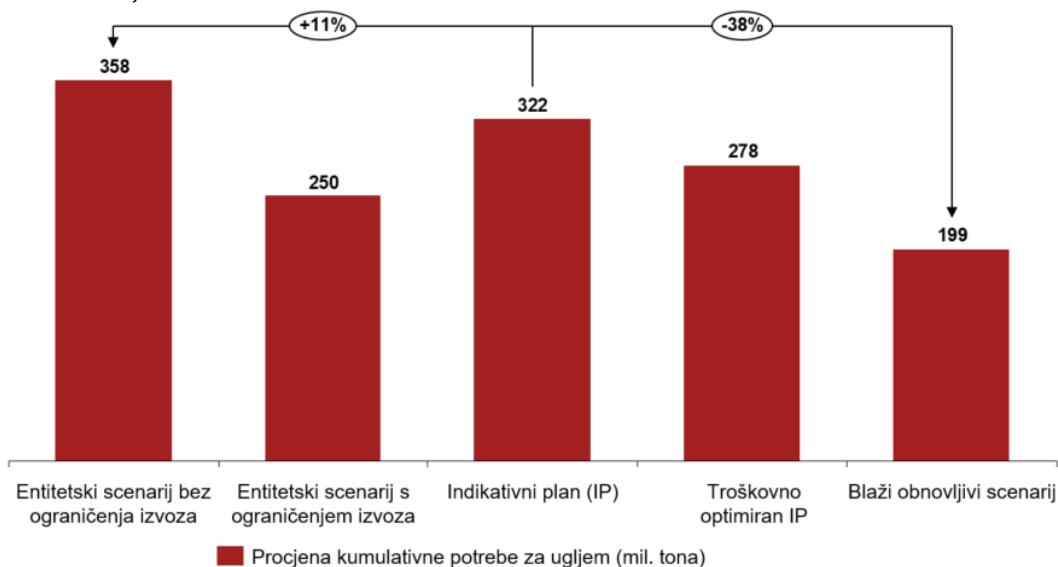
Blago obnovljivi scenarij razvoja proizvodnog miksa s energetsom efikasnošću predstavlja najznačajniji, ali i dalje neagresivan, odmak od današnje strukture instaliranih kapaciteta i proizvodnje električne energije u Bosni i Hercegovini. Više detalja o pretpostavkama i logici scenarija može se detaljnije iščitati u poglavljima o električnoj energiji i proizvodnom miksu. Prema navedenom scenariju, u periodu od 2016. do 2035. godine u Bosni i Hercegovini se predviđa smanjenje udjela instalirane snage termoelektrana, sa 46% (1.876 MW), u 2016. godini, na 30% (1.650 MW), u 2035. godini, u kojoj dominiraju HE, sa 52% udjela, te drugi OIE, s 18% udjela. Takav razvoj doveo bi do pada proizvodnje iz TE s 10,6 TWh (64%), u 2016. godini, na 9,3 TWh (48%), u 2035. godini.

Takav razvoj sektora TE najviše smanjuje potrebu za ugljem do 2035. godine u odnosu na druge obrađene scenarije. Procjena kretanja potrošnje uglja u periodu od 2016. do 2035. godine padala bi prosječnom godišnjom stopom od 1,9%, iako uglj i dalje ostaje vrlo važan u cjelokupnom miksu. U ovom scenariju prosječna potražnja za ugljem iznosi 9,9 miliona tona, što je niže od proizvedene količine uglja u 2016. godini. Minimalna potreba za ugljem javila bi se u periodu od 2030. do 2035. godine i iznosila bi oko 8,1 milion tona.

### 5.3.5 Kumulativni efekti indikativnih scenarija razvoja TE sektora

Zavisno od strategije razvoja proizvodnog miksa, ukupna proizvodnja uglja u Bosni i Hercegovini od 2016. do 2035. godine može biti viša ili niža u odnosu na scenarij u kojem bi se sektor razvijao prema Indikativnom planu. Procjenjuje se da bi prema današnjem scenariju razvoja TE sektora kumulativna potreba za ugljem u periodu od 2016. do 2035. godine iznosila oko 322 miliona tona, dok bi očekivana vrijednost potrebe za ugljem u blago obnovljivom scenariju bila oko 199 miliona tona. U scenariju radnih skupina entiteta bez ograničenja izvoza kumulativna potreba za ugljem iznosila bi preko 350 miliona tona, što je 11% više od IP scenarija. U slučaju konvergencije budućih politika prema blago obnovljivom scenariju razvoja energetskog sektora, u periodu od 2016. do 2035. godine može se očekivati i preko 38% niža kumulativna potrošnja uglja u odnosu na 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 5.3.15 Procjena kumulativne potrebe za ugljem, zavisno od scenarija razvoja termosektora u Bosni i Hercegovini, u milionima tona, 2016–2035.**



Izvori: Analiza Projektnog tima, WB – BiH Power Sector Note, 2016, Finansijski i operativni pokazatelji rudnika, Radna skupina Republike Srpske i Federacije Bosne i Hercegovine

### 5.3.6 Regulatorni i institucionalni okvir

#### 5.3.6.1 Nivo Bosne i Hercegovine

U sektoru uglja na nivou Bosne i Hercegovine, aktivnosti vrši MVTEO, u okviru svojih nadležnosti za obavljanje poslova i zadataka iz nadležnosti Bosne i Hercegovine koji se odnose na definiranje 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 Bosne i Hercegovine

Oblast rudnog blaga i mineralnih sirovina regulirana je na entitetskom nivou. Oblast istraživanja i eksploatacije mineralnih sirovina u Federaciji Bosne i Hercegovine 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 Federaciju Bosne i Hercegovine vrši se u skladu sa Zakonom o javnim nabavkama.

Zakonom o rudarstvu uređuju 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 projektiranje, rudarska mjerenja i rudarski planovi, inspeksijski nadzor, zaštita i uređenje prostora, kaznene odredbe i druga pitanja vezana za upravljanje mineralnim sirovinama na teritoriji Federacije Bosne i Hercegovine. 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 Federaciju Bosne i Hercegovine, 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 Federaciju Bosne i Hercegovine, ukidanje odobrenja za geološka istraživanja, polaganje stručnog ispita, osnivanje strukovne komore, nostrifikacija geološke dokumentacije i međunarodni sporazumi te inspeksijski i upravni nadzor.

Federalni zavod za geologiju nadležan je za istraživačke i stručno-analitičke poslove iz oblasti geoloških istraživanja, izradu karata mineralnih sirovina, istraživanje mineralnih sirovina i definiranje prostora potencijalnih za istraživanje mineralnih sirovina, osiguranje podataka za donošenje odluke o strateškim mineralnim sirovinama, osiguranje 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).

#### 5.3.6.3 Regulatorna u Republici Srpskoj

Oblast rudnog blaga i mineralnih sirovina regulirana je na entitetskom nivou. Oblast istraživanja i eksploatacije mineralnih sirovina u Republici Srpskoj normirana je Zakonom o rudarstvu i Zakonom o geološkim istraživanjima. U proceduri su novi Zakon o rudarstvu i izmjene i dopune Zakona o geološkim istraživanjima. Dodjeljivanje prava korištenja mineralnih sirovina te određivanje naknade vrše se u skladu sa Zakonom o koncesijama Republike Srpske i podzakonskim aktima iz oblasti koncesija.

Zakonom o rudarstvu uređuju se uvjeti i način eksploatacije rudnog bogatstva u zemlji i na njenoj površini, riječnom i jezerskom dnu ili ispod njega, izgradnja, korištenje i održavanje rudarskih objekata, rudarski projekti, rudarska geodetska mjerenja i planovi, mjere zaštite, nadzor i druga pitanja koja se odnose na korištenje mineralnih sirovina na teritoriji Republike Srpske. Rudnim blagom smatraju se sve organske i neorganske mineralne sirovine. Prema Zakonu o geološkim istraživanjima, geološka istraživanja su istraživanja i ispitivanja koja se izvode radi upoznavanja sastava, razvoja i građe zemljine kore, izrade geoloških karata, pronalaženja i utvrđivanja količina i kvaliteta mineralnih sirovina i ekonomskih efekata njihovog korištenja, utvrđivanja geoloških karakteristika tla i stijena za izgradnju objekata i sanaciju terena, identifikacije, proučavanja i zaštite objekata geonasljeđa, planiranja prostora, zaštite i unapređivanja životne sredine na principima održivog razvoja, izrada i revizija geološke dokumentacije i poslova stručnog nadzora. MIER vrši upravne i stručne poslove u oblasti rudarstva i geoloških istraživanja. Republički zavod za geološka istraživanja nadležan je za istraživačke i stručno-analitičke poslove iz oblasti geoloških istraživanja (izrađuje plansku dokumentaciju i geološke karte, vodi banku jezgra istražnih bušotina) te provodi osnovna geološka istraživanja koja su od općeg interesa za Republiku Srpsku.

Za istraživanje i eksploataciju mineralnih sirovina dodjeljuje se koncesija. Licence i rješenja za vršenje geoloških istraživanja izdaje MIER.

## 5.3.7 Strateške smjernice

Tabela 5.3.4 Strateške smjernice za razvoj sektora rudnika

	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište	<b>Transformacija termosektora kao preduvjet za daljnju optimizaciju poslovanja rudnika uglja</b>	Prioritet je definirati i odabrati jasan smjer razvoja proizvodnog miksa, odnosno uloge TE sektora za period do 2035. godine. Prema toj strategiji potrebno je raditi na transformaciji rudnika i proizvodnje uglja za potrebe rada termoelektrana.
	<b>Stvaranje institucionalnog okvira koji će poticati kontinuirano unapređenje rudnika uglja</b>	Stvaranje institucionalnog okvira kroz postavljanje jasnih i mjerljivih ciljeva te dinamike unapređenja poslovnih rezultata rudnika. Postavljanje vremenske dinamike za pokretanje i provedbu programa unapređenja efikasnosti (kasnije obaveza privrednog sektora). Poticanje inicijativa kontinuiranog upravljanja promjenom, unapređenja korporativne kulture te ulaganja u znanja i vještine zaposlenika u sektoru rudnika.
	<b>Izrada i provedba programa restrukturiranja i transformacije sektora rudnika uglja</b>	Zbog nepovoljne finansijske situacije sektora uglja, potrebno je u što kraćem vremenu započeti s procesom restrukturiranja i transformacije sektora, nastavno na odabranu strategiju razvoja TE sektora. Dodatno, potrebno je odabrati optimalnu dinamiku restrukturiranja, uz eviši u obzir socijalnu komponentu i velik broj zaposlenika u sektoru rudnika, uz osiguranje pravedne socijalne tranzicije radne snage rudnika. Uz troškovne mjere, potrebno je alocirati sredstva za nužnu modernizaciju i ulaganje u tehnologiju, što će omogućiti rast produktivnosti i konkurentniju proizvodnu cijenu. Investicijska sredstva trebaju biti alocirana na najperspektivnije rudnike, gdje će nova tehnologija i ekonomija obima imati najznačajniji efekt na produktivnost i proizvodnu cijenu. U skladu s tim, rudnici trebaju prilagoditi investicijske planove s ciljem što efikasnije alokacije sadašnjih te budućih sredstava koji će nastati kao posljedica sveobuhvatnog restrukturiranja.
	<b>Unapređenje proizvodne efikasnosti kao dugoročnog rješenja za današnje intervencije na proizvodnoj cijeni uglja</b>	Dugoročna intervencija koja se manifestira kroz određivanje proizvodne cijene uglja nije održiva u dugom roku. Postoji realan rizik da se neefikasnost sektora u sve većoj mjeri počne prelijevati na krajnje korisnike, a trenutno znatno otežava razvoj sektora rudnika i finansijski opterećuje lokalnu zajednicu. S ciljem kontrole i minimiziranja negativnog utjecaja na proizvodnu cijenu, potrebno je kontinuirano raditi na smanjenju troškova proizvodnje.
Regulativa	<b>Ažuriranje i usaglašavanje relevantne legislative i regulative s ciljem stvaranja institucionalnog okvira u skladu s dobrim industrijskim praksama</b>	Kontinuirano ažurirati i usaglašavati rudarsko-geološku i drugu povezanu legislativu i regulativu u skladu s dobrim praksama i standardima, uključujući i strategiju postojećih / razvoja novih ležišta s prostornim strategijama i planovima.

## 5.4 Obnovljivi izvori energije

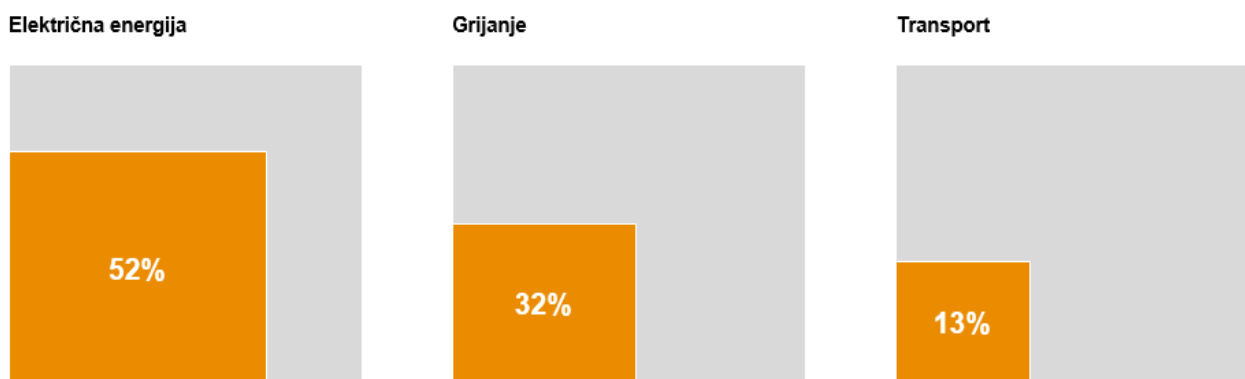
### 5.4.1 Uvod

Obnovljivim izvorima energije (OIE) smatraju se hidroenergija, solarna energija, energija vjetra, energija biomase, geotermalna energija te energija valova / plime i oseke.

S obzirom na sve veću potražnju za energijom i sve ograničeniju dostupnost fosilnih goriva, pažljivo iskorištavanje resursa OIE je sve više na agendi globalnih i evropskih 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.

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

**Slika 5.4.1 Ciljevi udjela OIE u Evropskoj uniji, 2040. godina**



Izvor: IEA – World Energy Outlook 2016.

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

Prema najnovijem izvještaju iz 2017. godine, "Cost – competitive renewable power generation: Potential across South East Europe", od IRENA (engl. International renewable energy agency), u Bosni i Hercegovini postoji znatan tehnički potencijal obnovljivih izvora energije. Primjerice, solarni potencijal je 2.963,7 MW, potencijal vjetra 13.141,1 MW, a hidropotencijal od 6.110 MW itd. Osim za hidroelektrane, čiji troškovno konkurentan potencijal iznosi 2.510 MW, Bosna i Hercegovina ima i veliki troškovno konkurentan solarni i vjetroptencijal. U 2016. godini navedeni potencijal za vjetar kretao se od 2.556,2 MW do 5.861,3 MW, dok je solarni iznosio 993,5 MW. Stoga će daljnja eksploatacija obnovljivih izvora energije u budućnosti uvelike zavisiti od pada cijena pojedinih tehnologija, poticajnih mehanizama, administrativnih barijera tokom dobivanja dozvola i sl.

Iako Bosna i Hercegovina 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 Učešće energije iz OIE u bruto finalnoj potrošnji

Na temelju Odluke o implementaciji Direktive 2009/28/EZ utvrđen je obavezujući cilj od 40% udjela OIE u ukupnoj finalnoj potrošnji do 2020. godine za cijelu Bosnu i Hercegovinu, što je jednako 1.940 ktoe. U skladu s tim, za svaki od entiteta određen je cilj udjela OIE u finalnoj potrošnji, kako bi se ispunio onaj na nivou Bosne i Hercegovine. Prema akcionim planovima, za Federaciju Bosne i Hercegovine taj cilj iznosi 41%, a za Republiku Srpsku 48%.

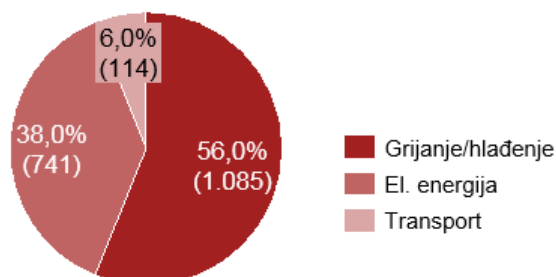
Ciljevi za povećanje udjela OIE u bruto finalnoj potrošnji spuštani su na tri ključna nivoa:

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

Zadani cilj računa se kao suma indikativnih ciljeva za Federaciju Bosne i Hercegovine, Republiku Srpsku i Brčko distrikt Bosne i Hercegovine. Postizanju zadanog cilja za Bosnu i Hercegovinu u 2020. godini najviše bi trebao pridonijeti sektor grijanja i hlađenja, sa 56% ukupno potrošene energije iz OIE. Očekuje se da će udio sektora električne energije biti 38%, a transporta 6%.



**Slika 5.4.2 Doprinos sektora za udio OIE u finalnoj potrošnji energije u Bosni i Hercegovini, 2020. godina**

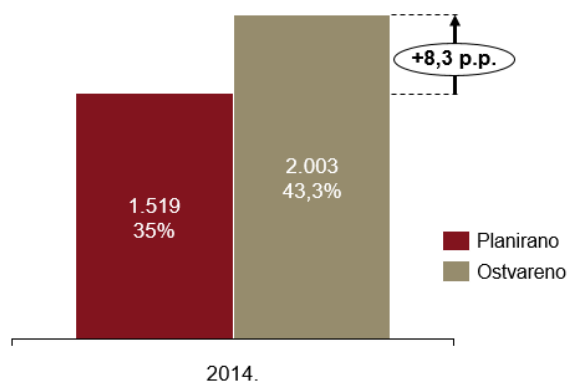


Izvor: Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini

Akcionim planom procijenjene su putanje kretanja udjela OIE u ukupnoj finalnoj potrošnji. Za 2017. godinu taj udio OIE iznosi 37,5%, za 2018. godinu iznosi 38,4%, za 2019. godinu 39,2%, te, kako je već spomenuto, za 2020. godinu udio iznosi 40%.

Na nivou Bosne i Hercegovina, ali i na entitetskim nivoima, potrebno je pratiti napredak u promoviranju korištenja OIE, u kontekstu udjela i stvarne potrošnje OIE po sektorima te doprinosa svake tehnologije u pojedinom sektoru. Na nivou Bosne i Hercegovine dostupni su podaci o realizaciji za 2014. godinu te, prema rezultatima stvarnog korištenja obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji, pokazuju da je realizacija iznad planirane za 8,3 postotna poena.

**Slika 5.4.3 Plan i realizacija OIE u finalnoj potrošnji u ktOE, 2014. godina**

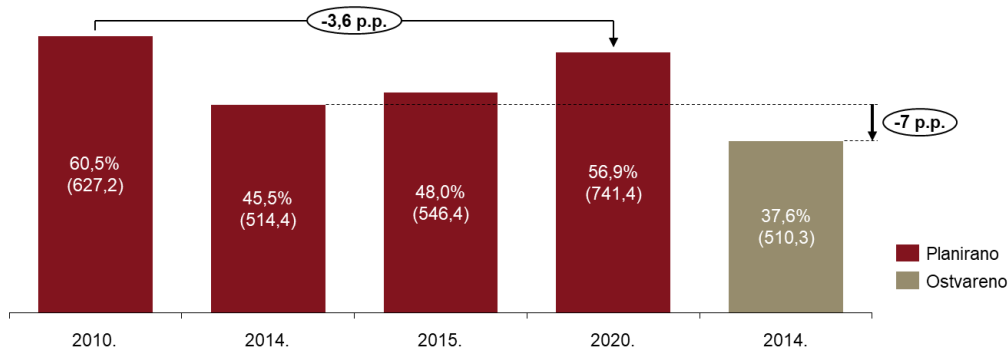


Izvor: Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini, Izvještaj o napretku Ugovornih strana u skladu s Direktivom 2009/28/EZ

#### 5.4.2.1 Sektor električne energije

Kako bi se ostvario ukupni cilj vezan za udio OIE u ukupnoj finalnoj potrošnji, za sektor električne energije date su projekcije kretanja udjela OIE u finalnoj potrošnji i praćeni su rezultati ostvareni u 2014. godini. U sektoru električne energije, cilj je ostvariti potrošnju iz OIE u 2020. godini od 741,5 ktOE – 8.632,6 GWh, odnosno ostvarenje udjela od 56,9% u finalnoj potrošnji energije. Planirani relativni udio OIE za 2014. godinu iznosio je 45,5% (514,4 ktOE – 5.982,5 GWh). Gledajući stvarnu realizaciju, relativni udio je za sedam postotnih poena manji od planiranog, te iznosi 37,6%, što je ekvivalent količini od 510,3 ktOE – 5.934,8 GWh (Slika 5.4.4).

**Slika 5.4.4 Dinamika OIE u finalnoj potrošnji sektora električne energije i realizacija u ktoe, 2010–2020.**

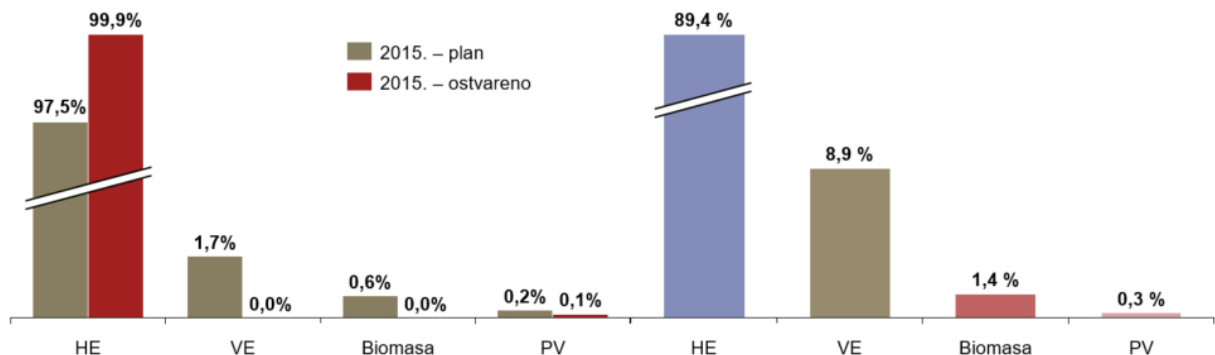


Izvor: Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini, Izvještaj o napretku Ugovornih strana u skladu s Direktivom 2009/28/EZ

OIE tehnologije koje imaju doprinos finalnoj potrošnji u sektoru električne energije su hidroenergija, energija vjetra i biomase i solarna energija. Planirano je da će u 2015. godini najveći doprinos imati hidroenergija, s 97,5% od ukupne količine OIE energije, zatim energija vjetra, s 1,7%, biomasa, s 0,6% i solarna energija, s udjelom od 0,2%. Gledajući realizaciju u 2015. godini, hidroelektrane su imale gotovo potpuni doprinos u sektoru električne energije, s 99,9%, dok su ostatak doprinosa imale solarne elektrane (Slika 5.4.5).

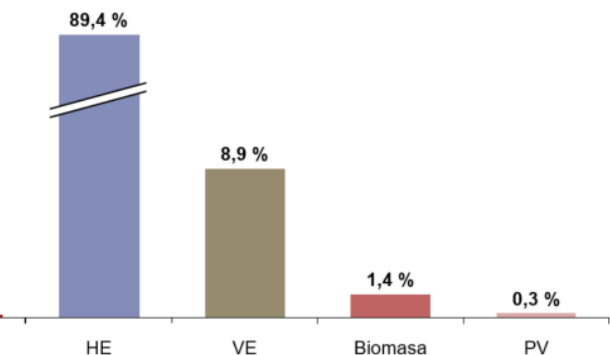
Do 2020. godine ne očekuje se prevelika razlika s obzirom na plan iz 2015. Relativni udio hidroelektrana trebao bi se smanjiti na ispod 90%, dok se najveće povećanje očekuje iz proizvodnje koja dolazi iz vjetroelektrana. Njihov udio će se povećati na 8,9%, dok će se udio biomase povećati na 1,4% (Slika 5.4.6).

**Slika 5.4.5 Doprinos tehnologija OIE u sektoru električne energije – plan i realizacija u procentima (GWh), 2015. godina**



Izvor: Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini, Izvještaj o napretku Ugovornih strana u skladu s Direktivom 2009/28/EZ, analiza Projektnog tima

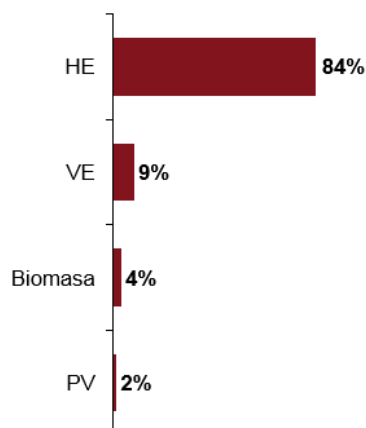
**Slika 5.4.6 Doprinos tehnologija OIE u sektoru električne energije – plan u procentima (GWh), 2020. godina**



Izvor: Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini

Do 2035. godine apsolutni doprinos svake pojedine tehnologije će se povećati. Vizija kretanja udjela bazirana je prema dinamici kretanja prema Akcionom planu do 2020. godine te prosjeku rezultata scenarija razvoja proizvodnog portfelja do 2035. godine. Cilj je nastavak dominacije hidroenergije uz proporcionalno povećanje udjela iz vjetroelektrana, biomase i solarnih elektrana. Prema tome, najveći doprinos ukupnom udjelu OIE imat će hidroelektrane i pretpostavka je da će iznositi otprilike 84%. Međutim, njihov će se relativni udio smanjiti, zbog povećanja udjela ostalih obnovljivih izvora energije. Prilikom planiranja projekata hidroenergije potrebno je raditi na detaljnim analizama iz aspekta zaštite okoline, pravnog okvira, diversifikacije korištenja vodenih tokova i održivog razvoja. Relativni udio vjetra ostat će otprilike na nivoima iz 2020. godine, te će iznositi ~ 9%, ali će se apsolutni iznosi povećati, prvenstveno zbog planirane izgradnje novih vjetroelektrana. Da bi se ostvario procijenjeni doprinos biomase, koji iznosi ~ 4%, potrebno je poticati korištenje čvrste biomase u kogeneracijskim postrojenjima. S obzirom na to da će solarna energija postati konkurentnija na tržištu, poželjna je i izgradnja solarnih mikroelektrana. Zbog toga se do 2035. godine očekuje blagi porast udjela te vrste energije u OIE, te bi on tada iznosio ~ 2% (Slika 5.4.7).

Slika 5.4.7 Vizija kretanja doprinosa OIE u sektoru električne energije kao prosjek scenarija u procentima (GWh), 2035. godina



Izvori: Analiza Projektnog tima, smjernice radnih skupina

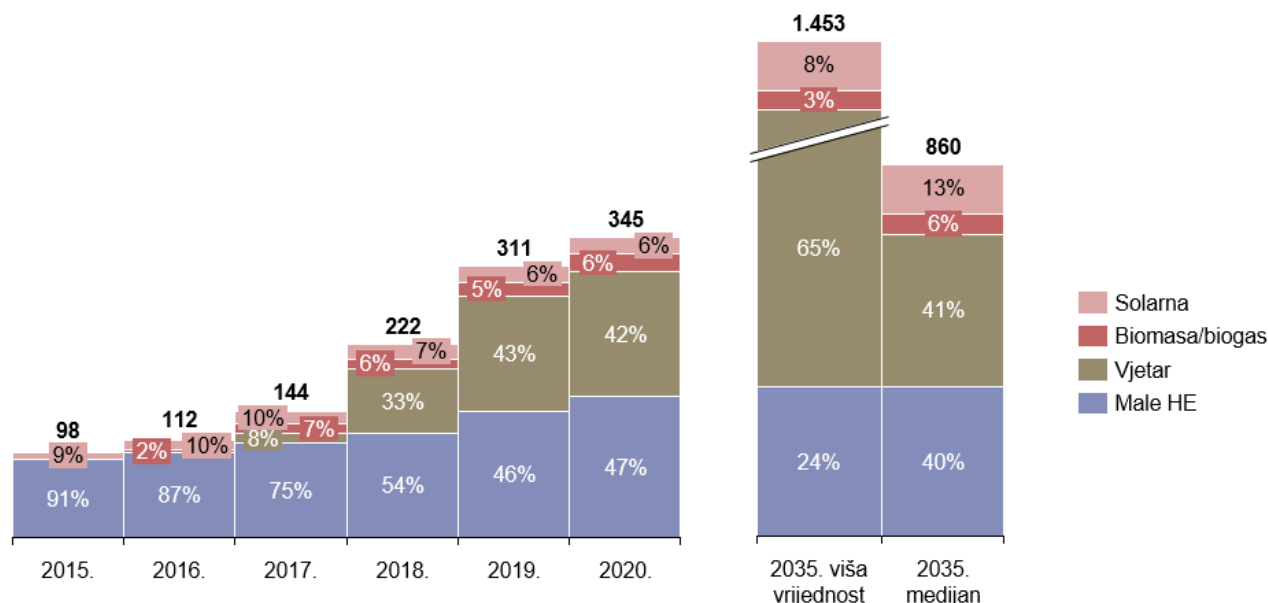
#### 5.4.2.2 Poticanje proizvodnje iz OIE

Gledajući s aspekta dobivanja poticaja, u obnovljive izvore ubrajaju se samo hidroelektrane snage do 10 MW, kao i svi ostali ranije navedeni izvori (vjetroelektrane, solarne elektrane i elektrane na biomasu/biogas). Količina proizvedene energije iz obnovljivih izvora, koja se planira poticati na nivou Bosne i Hercegovine, dobivena je kao zbir planiranih poticanih količina na entitetskim nivoima. Kroz sistem poticaja u Bosni i Hercegovini planira se znatno povećanje udjela energije vjetra, koja će u tom slučaju do 2035. godine premašiti udio malih hidroelektrana. Iz tog je razloga u sljedećem koraku potrebno analizirati tehničke uvjete integracije vjetroelektrana u EES u narednom periodu.

Prema planovima iz akcionih planova, do 2020. godine bi u Bosni i Hercegovini trebalo biti instalirano 345 MW u kapacitetima koji ulaze u sistem poticaja. Najveći udio imat će male hidroelektrane i vjetroelektrane. Prema tome, u 2020. godini bi se iz navedenih kapaciteta proizvelo 1.197 GWh električne energije. S obzirom na različite scenarije proizvodnog miksa do 2035. godine, iznosi instalirane snage i proizvodnje iz OIE se razlikuju. Za prikaz je uzet zbir entitetskih scenarija. Prema tome, u 2035. godini iznos ukupne instalirane snage u cijeloj Bosni i Hercegovini iznosio bi 1.453 MW. S obzirom na potencijal i mogućnosti, planira se izgradnja ~ 800 MW u novim kapacitetima vjetroelektrana, te bi se tada iz njih proizvodilo oko 2.500 GWh, što bi činilo 58% ukupne proizvodnje. Ukupna proizvodnja bi, prema tome, iznosila 4.325 GWh.

Poredeći scenarij s višim vrijednostima, 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 5.4.8 i Slika 5.4.9). Glavna razlika je u instaliranoj snazi vjetroelektrana, s obzirom na to da je prilikom izračuna medijana svih scenarija u obzir uzet limit instalirane snage VE u iznosu od 350 MW. S obzirom na tehnički potencijal energije vjetra te planova za izgradnju vjetroelektrana, za period nakon 2020. godine potrebno je raditi na aktivnostima usklađenja poticajnih mehanizama za se tipove tehnologija OIE, smanjenja administrativnih barijera te stvaranja uvjeta u mreži za integraciju veće snage iz vjetroelektrana.

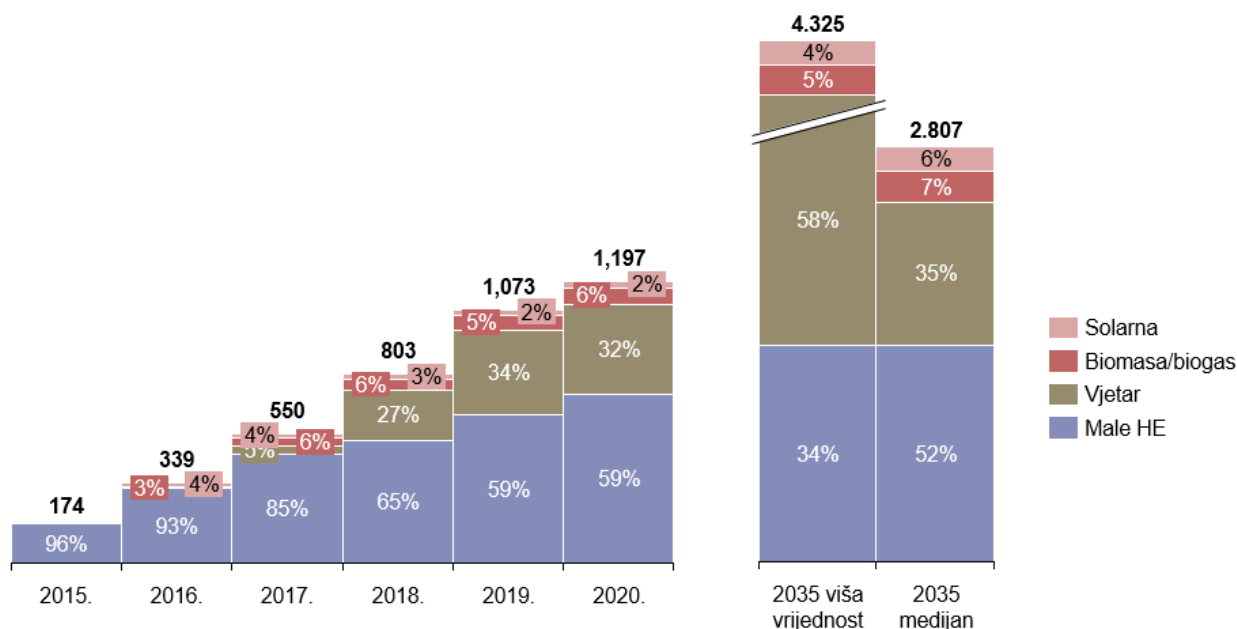
**Slika 5.4.8 Iznos instalirane snage OIE u Bosni i Hercegovini u postojećim i novim kapacitetima u sistemu poticaja, u MW, 2015–2035.**



Napomena: 1) Podaci su izračunati kao zbir iznosa u Republici Srpskoj i Federaciji Bosne i Hercegovine; 2) Odabir projekata za realizaciju ciljane snage OIE predmet je daljnjih odluka, studija isplativosti te utjecaja na okolinu (npr., utjecaj na kontrolu poplava, utjecaj na okoliš i zdravlje itd.)

Izvori: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Radna skupina Republike Srpske, Proizvodni portfelj Federacije Bosne i Hercegovine 2015–2035, Proizvodni portfelj Republike Srpske 2015–2035, analiza Projektnog tima

**Slika 5.4.9 Iznos proizvodnje po pojedinom izvoru OIE u Bosni i Hercegovini u postojećim i novim kapacitetima u sistemu poticaja, u GWh, 2015–2035.**



Napomena: Podaci su izračunati kao zbir iznosa u Republici Srpskoj i Federaciji Bosne i Hercegovine

Izvori: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Radna skupina Republike Srpske, Proizvodni portfelj Federacije Bosne i Hercegovine 2015–2035, Proizvodni portfelj Republike Srpske 2015–2035, analiza Projektnog tima

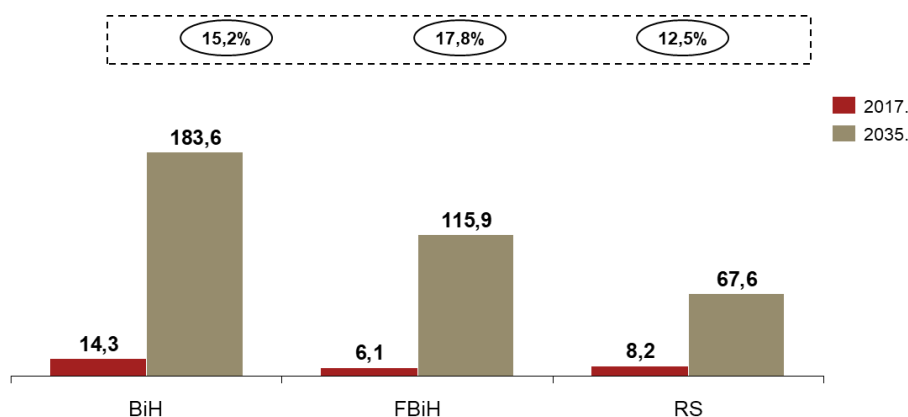
S obzirom na postojeći sistem poticaja, potrebno je osigurati određene naknade za poticanje proizvodnje iz obnovljivih izvora energije. Ukupna planirana sredstva se u Federaciji Bosne i Hercegovine sastoje od sredstava za isplatu poticajnog dijela, troškova balansiranja i troškova rada operatora, dok se u Republici Srpskoj sastoje od sredstava za premije, troškova rada operatora prijenosnog sistema, troškova balansiranja i troškova Fonda za zaštitu okoliša i energetske efikasnost. U oba se entiteta navedena sredstva nadoknađuju iz sredstava prikupljenih kroz naknadu za OIE od krajnjih

potrošača. Visine premija razlikuju se zavisno od pojedine tehnologije, dok je sama naknada jedinstvena i plaćaju je svi kupci po utrošenom kilovatsatu. Naknade za OIE po entitetima se razlikuju.

Procjena rasta troškova naknada napravljena je za entitetske scenarije, s obzirom na to da je u njima pretpostavljen najagresivniji rast OIE, kako bi se vidio krajnji pritisak na cijene. Prilikom procjene u obzir je uzeta planirana proizvodnja po pojedinoj tehnologiji i po godinama, do 2035. godine.

Iznos planiranih ukupnih sredstava za naknade u 2017. godini u Republici Srpskoj je 8,2 miliona eura, te je veći nego u Federaciji Bosne i Hercegovine, gdje iznosi 6,1 milion eura. Na nivou cijele Bosne i Hercegovine, u 2017. godini očekuje se 14,3 miliona eura ukupnog iznosa naknada. Do 2035. godine iznos ukupnih sredstava za naknade u Federaciji Bosne i Hercegovine rast će stopom od 17,8% godišnje, dok će u Republici Srpskoj godišnja stopa rasta biti 12,5%. Na razni Bosne i Hercegovine očekuje se prosječna godišnja stopa rasta od 15,2%, s ukupnim iznosom od oko 184 miliona eura u 2035. godini. Navedeni iznosi će se, zavisno od strategije razvoja portfelja i ciljeva preuzetih iz EU, naknadno moći korigirati (Slika 5.4.10).

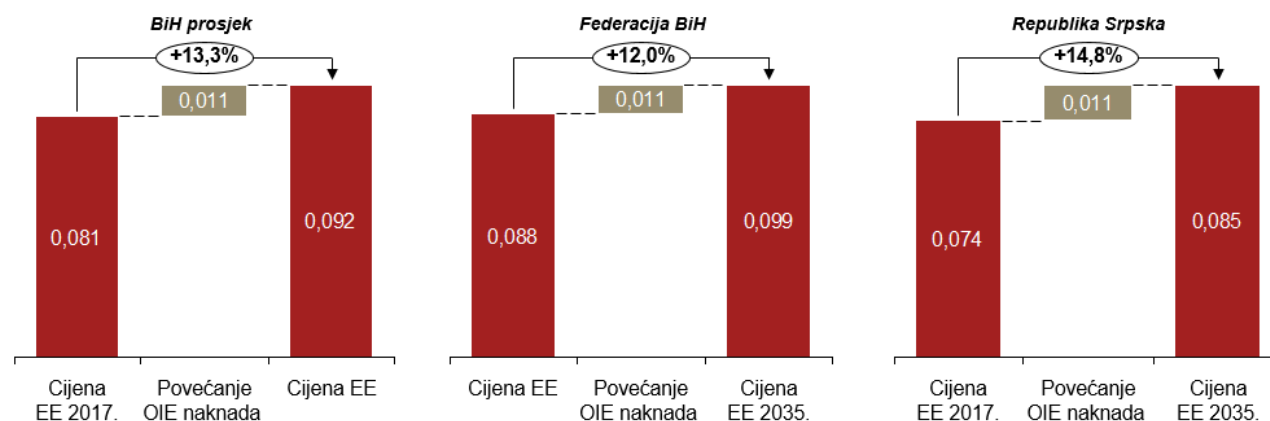
**Slika 5.4.10 Procjena rasta planiranih troškova naknada za OIE u milionima eura, 2017–2035.**



Napomena: Podaci za Bosnu i Hercegovinu izračunati su kao zbir iznosa u Republici Srpskoj i Federaciji Bosne i Hercegovine. Izvori: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Radna skupina Republike Srpske, 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 jedinična naknada u Federaciji Bosne i Hercegovine iznosila je 0,001 EUR/kWh, te se do 2035. godine predviđa porast od 12%, dok je u Republici Srpskoj iznosila 0,0022 EUR/kWh, a predviđen je rast od 14,8%. Povećanje naknade ima direktan utjecaj na povećanje krajnje cijene električne energije za domaćinstva. Očekuje se da će se na nivou Bosne i Hercegovine krajnja cijena povećati za ~ 13% do 2035. godine, pod pretpostavkom da ostale stavke računa za električnu energiju ostanu nepromijenjene (trošak električne energije, mrežarina i PDV) (Slika 5.4.11).

**Slika 5.4.11 Utjecaj planiranih OIE naknada na krajnju cijenu električne energije u EUR/kWh, 2017–2035.**



Napomena: Podaci za Bosnu i Hercegovinu izračunati su kao prosjek Republike Srpske i Federacije Bosne i Hercegovine. Procjena za entitete napravljena prema scenariju radne skupine entiteta. Svrha je indikativna procjena budućih pritisaka naknada za OIE na cijenu električne energije u scenariju nepromijenjenog iznosa naknada ("ceteris paribus").

Izvor: Analiza Projektnog tima

Spomenute procjene napravljene su kako bi se, uzimajući u obzir određene pretpostavke, poput količine proizvodnje iz OIE, sredstava za poticaje i troškove rada operatora i balansiranja, pokazalo da će se stvarati dodatni pritisak na krajnje

cijene električne energije. Iz tog je razloga potrebno periodično revidiranje sistema modela poticaja proizvodnje iz OIE, po uzoru na ostale zemlje Evrope. Ukoliko se ostvari planirano povećanje BDP-a od 3% godišnje, rast životnog standarda nadmašio bi trenutno procijenjeno povećanje krajnje cijene energije.

U nastavku je prikazan regulatorni okvir za poticanje obnovljivih izvora energije u Federaciji Bosne i Hercegovine i Republici Srpskoj (Tabela 5.4.1 i Tabela 5.4.2).

**Tabela 5.4.1 Regulatorni okvir za poticanje OIE u Federaciji Bosne i Hercegovine**

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

Izvori: Res-legal, Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine

**Tabela 5.4.2 Regulatorni okvir za poticanje OIE u Republici Srpskoj**

	Republika Srpska
<b>Model poticaja OIE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Feed-in tarifa</b></li> <li>• <b>Premije</b> – U sistem poticaja ulaze oni proizvođači koji proizvode električnu energiju za svoje potrebe ili je prodaju na tržištu</li> <li>• <b>Neto mjerenje</b> – Za male proizvođače, do 50 kW</li> </ul>
<b>Procedura za feed-in tarife</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proizvođač OIE mora dobiti Certifikat obnovljivih izvora energije i Odluku o Pravu na poticaje od strane Regulatorne komisije za energetiku Republike Srpske (RERS)</li> <li>• <b>Operator sistema poticaja i proizvođač OIE sklapaju Ugovor o obaveznom otkupu po garantiranoj cijeni</b></li> </ul>
<b>Tehnologije</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Tehnologije koje ulaze u sistem <i>feed-in</i> tarifa</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zavisno od tehnologije, ograničenja kapaciteta su do 1 MW (SE, biogas), do 10 MW (VE, geotermalna, biomasa, HE)</li> </ul> </li> <li>• <b>Tehnologije koje ulaze u sistem premija</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Preko 10 MW (VE)</li> <li>• Preko 30 MW (kogeneracija na biomasu)</li> </ul> </li> </ul>
<b>Spajanje na mrežu</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proizvođači OIE imaju prioritet spajanja na mrežu</li> </ul>

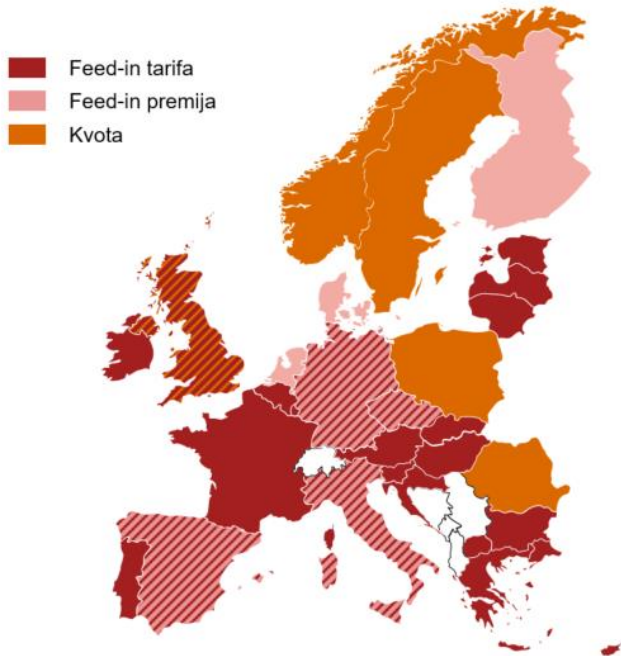
Izvori: Res-legal, rers.ba – Rulebook on Incentives for Generation EE from RES and efficient cogeneration, Radna skupina Republike Srpske

Trenutno se u Federaciji Bosne i Hercegovine proizvodnja potiče putem *feed-in* tarifa. Proizvođači koji su ušli u model poticanja putem *feed-in* tarife imaju garantiranu tarifu u trajanju od dvanaest godina. Ovim se modelom isključuje cjenovni rizik novih proizvođača i smanjuje njihov trošak kapitala, ali se proizvođač i isključuje od aktivnog sudjelovanja na tržištu, s obzirom na to da Operator ima obavezu kupovine proizvedene energije. U Republici Srpskoj, proizvodnja se, osim navedenom *feed-in* tarifom, potiče i putem sistema premija. U premijskom modelu proizvođači također imaju garantiranu premiju tokom petnaest godina. Ovim je modelom proizvođač obavezan naći kupca na tržištu, te se na taj način potiče kupovina energije iz obnovljivih izvora.

Većina zemalja jugoistočne Evrope također koristi *feed-in* sistem kao sistem poticaja za proizvodnju iz obnovljivih izvora energije. Nakon dostizanja zadovoljavajućeg nivoa OIE u sistemu poticaja, trebalo bi razmotriti prelazak na drugačije poticajne mehanizme, koji su prilagođeniji ciljevima i koji se trebaju bazirati na tržišnim principima u budućnosti. Jedan od mogućih mehanizama poticaja je sistem 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”.

Evropske zemlje imaju različite modele poticaja proizvodnje iz OIE (Slika 5.4.12). Godine 2013. EU je najavila potpuno preustrojstvo poticaja koje su države članice smjele ponuditi sektoru obnovljivih izvora energije, pri čemu se prednost daje poticajnim premijama i već navedenom sistemu kvota umjesto uobičajenom poticaju *feed-in* tarifama.

**Slika 5.4.12 Modeli poticaja u evropskim zemljama**



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

#### 5.4.2.3 Upravljanje tržištem OIE za električnu energiju

U Bosni i Hercegovini je 2016. godine došlo do uspostavljanja balansnog tržišta putem tendera, te trenutno tržištem rukovodi Nezavisni operator sistema u Bosni Hercegovini (NOSBiH). U Bosni i Hercegovini postoji sedamnaest registriranih balansno odgovornih strana, od čega je osam bilo aktivno tokom 2016. godine.

Za Republiku Srpsku je trenutno karakteristično da svi povlašteni proizvođači iz OIE pripadaju balansnoj grupi koju vodi Elektroprivreda Republike Srpske. Elektrane na obnovljive izvore, uključujući i vjetroelektrane, u Republici Srpskoj uvijek imaju prednost u dispečiranju te imaju obavezu plaćanja pretjeranog debalansa iznad 500 kW, kao i plaćanja 25% troškova balansiranja. S druge strane, u Federaciji Bosne i Hercegovine privilegirani i kvalificirani proizvođači, instalirane snage iznad 150 kW, plaćaju troškove balansiranja vlastite proizvodnje Operatoru OIEiEK. Trenutno u Bosni i Hercegovini ne postoji tehnička infrastruktura i definiran mehanizam cjelokupnog procesa balansiranja svih proizvođača iz OIE od kojih se otkupljuje električna energija, a koji tu istu energiju isporučuju u distributivnu mrežu.<sup>26</sup>

S obzirom na to da se očekuje porast OIE, može se očekivati da će dolaziti do većeg debalansa u EES. Do debalansa prvenstveno dolazi zbog drastičnog povećanja instaliranih kapaciteta u vjetroelektranama. Glavni problem proizvodnje energije iz vjetroelektrana je nemogućnost precizne prognoze proizvodnje. U slučaju da je proizvodnja vjetra iznad prognoze, VE plaćaju nisku cijenu debalansa, dok u suprotnom slučaju VE plaćaju visoku cijenu debalansa.

Da bi se minimalizirao problem pojave debalansa u EES, potrebno je adekvatno riješiti pitanje organiziranja sistema i integracije povlaštenih proizvođača iz OIE u EES Bosne i Hercegovine. Iz tog su razloga predložene smjernice za uspostavljanje OIE balansnog tržišta i za upravljanje OIE u entitetima i na nivou Bosne i Hercegovine.

U Federaciji Bosne i Hercegovine, povlašteni i kvalificirani proizvođači iz OIE koji su spojeni na distributivnu mrežu mogu odabrati hoće li pripadati OIE balansnoj grupi ili biti samostalni kao dio postojećih BOS-ova, koji djeluju na balansnom tržištu, a čije je funkcioniranje definirano tržišnim pravilima. Potrebno je uspostaviti koordinacijsko tijelo za vođenje OIE balansne grupe te definirati pravila vezana za upravljanje i prodaju električne energije unutar OIE balansne grupe u ime povlaštenih i kvalificiranih proizvođača iz OIE. U Federaciji Bosne i Hercegovine trenutno je u fazi pripreme Nacrt Pravilnika o metodologiji za raspodjelu troškova balansiranja i određivanja udjela troškova koji će se plaćati iz naknada za poticanje, čime će se definirati način snošenja troškova debalansa za OIE.

U Republici Srpskoj je trenutnim Zakonom i podzakonskim aktima definirano da svi proizvođači koji koriste OIE i ulaze u sistem poticaja pripadaju određenoj balansnoj grupi te odgovornost za njih preuzima OSP. Tržišnim pravilima definirana je balansno odgovorna strana, kao i balansna grupa. S obzirom na mogućnost pojave debalansa u EES, Republika Srpska usvojila je mehanizam obračuna debalansa i snošenja troškova nastalih zbog njega. Također, s ciljem minimaliziranja problema pojave debalansa, u Republici Srpskoj su već pripremljeni softveri koji se odnose na preciznu prognozu dnevne proizvodnje, posebice iz solarnih i vjetroelektrana.

Jedna od opcija je i integracija elektrana na OIE, a posebice vjetroelektrana, direktno na prienosnu mrežu Bosne i Hercegovine. U tom je slučaju, ukoliko dođe do formiranja OIE balansno odgovorne strane (ekobalansna grupa), potrebna uspostava koordinacijskog tijela, te tu ulogu može imati Operator za OIE, u skladu s teritorijalnom (entitetskom) nadležnošću, neka od članica balansne grupe ili može biti dodijeljena budućem operatoru tržišta u Bosni i Hercegovini. Ako se formiraju dvije ekobalansne grupe (na nivou svakog entiteta), potrebno je predvidjeti mogućnost interesnog udruživanja u cilju optimizacije troškova (neting) balansiranja. Na nivou Bosne i Hercegovine potrebno je koristiti napredne programe za preciznu prognozu dnevne proizvodnje povlaštenih proizvođača svih tehnologija, kako bi se povećala tačnost planiranja i, posljedično, smanjili debalansi u sistemu.

Na svim je nivoima u narednom periodu potrebno nastaviti pratiti evropske trendove kroz nove poticajne mehanizme i modalitete proizvodnje električne energije, ali i prodaje el. energije iz OIE.

<sup>26</sup> Odnosi se na prognoziranje, dostavljanje planova, obračune debalansa te finansijska 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 upravlja u odabranim evropskim zemljama gdje je operator tržišta ili TSO zadužen za vođenje balansne grupe OIE i energije uravnoteženja iz OIE (Tabela 5.4.3).

**Tabela 5.4.3 Tok načina prodaje električne energije iz OIE u odabranim zemljama**

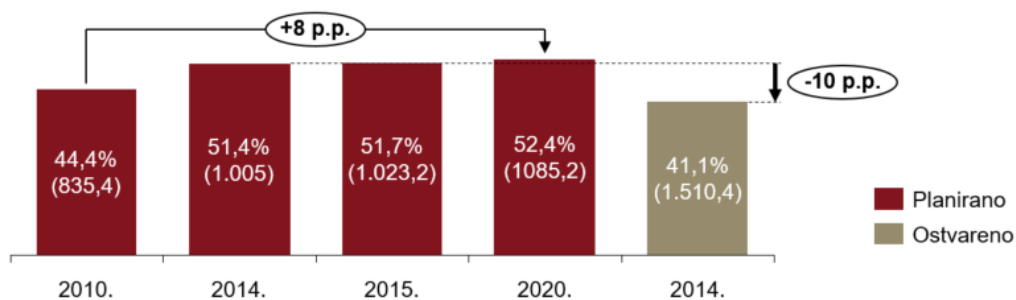
Tok razvoja kanala prodaje	
<b>Slovenija</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Operator tržišta BORZEN</b> → Upravitelj ekobilansne grupe i energije uravnoteženja za OIE</li> <li>• 2010. – Nestandardni proizvod na aukcijama (uz balansiranje) + berza el. energije (BSP)</li> <li>• 2011–2015. – Standardni proizvod, aukcije i berza el. energije 2016. bilansnu grupu kupuje GEN-I, a 2017. je kupuje HEP</li> </ul>
<b>Austrija</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Operator EE APCS, u sklopu OeMAG</b> → Upravitelj ekobilansne grupe i energije uravnoteženja za OIE</li> <li>• 2003–2006. – Voditelji ekobilansne grupe odgovorni za kupovinu, subvencioniranje i alociranje el. energije</li> <li>• 2006. do danas – OeMAG (APCS) alocira el. energiju direktno aktivnim snabdjevačima zavisno od njihovog tržišnog udjela</li> </ul>
<b>Mađarska</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>TSO MAVIR</b> → Upravitelj ekobilansne grupe i energije uravnoteženja za OIE</li> <li>• 2008. – Snabdjevači preuzimaju el. energiju iz OIE u skladu sa svojim tržišnim udjelom</li> <li>• 2014. – Novi kanal prodaje HUPX, razlika između planiranih dnevnih količina OIE i bazne energije prodaje se na berzi el. energije</li> <li>• 2016. – Sva energija iz OIE nudi se preko HUPX-a</li> </ul>
<b>Italija</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Operator tržišta GSE</b> → Upravitelj ekobilansne grupe i energije uravnoteženja za OIE</li> <li>• 2008. nadalje – GSE malim proizvođačima nudi kupovinu energije iz OIE koju prodaje na unutardnevnom ili “dan unaprijed” tržištu na berzi el. energije</li> </ul>

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, i za sektor grijanja i hlađenja date su projekcije kretanja udjela OIE u finalnoj potrošnji. Za grijanje i hlađenje postavljen je cilj udjela OIE od 52,4%, čime se predviđa povećanje udjela OIE na 1.085,2 ktoe u 2020. godini. Planirani relativni udio za 2014. godinu iznosio je 51,4%, odnosno 1.005 ktoe energije iz OIE. Gledajući stvarnu realizaciju, relativni udio je za deset postotnih poena niži od planiranog, odnosno 41,1% (Slika 5.4.13).

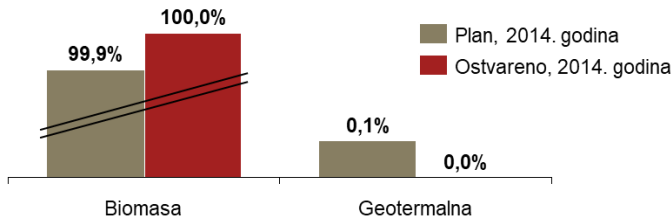
**Slika 5.4.13 Dinamika OIE u finalnoj potrošnji sektora grijanja i hlađenja i realizacija u ktoe, 2010–2020.**



Izvor: Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini, Izvještaj o napretku Ugovornih strana u skladu s Direktivom 2009/28/EZ

Tehnologije OIE koje imaju doprinos u finalnoj potrošnji sektora grijanja i hlađenja su biomasa i geotermalna energija. U 2015. godini planirano je da će 99,9% doprinosa imati biomasa i ogrjevno drvo, dok će ostatak biti iz geotermalne energije. Uzimajući u obzir podatke o ostvarenju, vidljivo je da se za grijanje i hlađenje koristila isključivo biomasa (ogrjevno drvo). Do 2020. godine planira se povećanje udjela geotermalne energije, s 0,1% na 0,3% (Slika 5.4.14 i Slika 5.4.15).

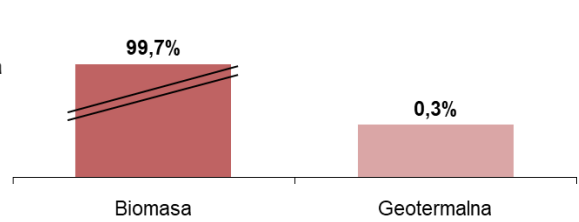
**Slika 5.4.14 Doprinos tehnologija OIE u sektoru grijanja i hlađenja – plan i realizacija, 2014. godina**



Napomena: Podaci za sektor grijanja i hlađenja su za 2014. godinu

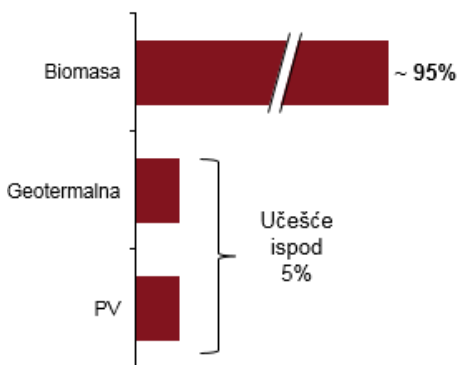
Izvor: Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini, Izvještaj o napretku Ugovornih strana u skladu s Direktivom 2009/28/EZ, analiza Projektnog tima

**Slika 5.4.15 Doprinos tehnologija OIE u sektoru grijanja i hlađenja – plan, 2020. godina**



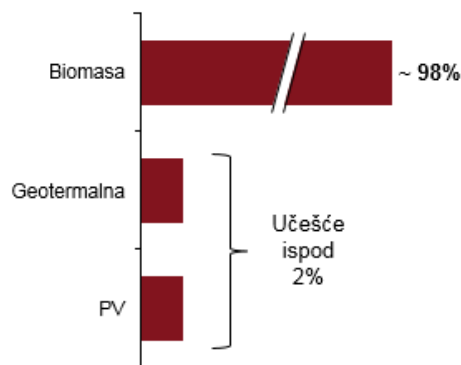
Izvor: Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini

Za ovaj sektor su do 2035. godine napravljene procjene kretanja udjela OIE za blago obnovljivi scenarij i kogeneracijski obnovljivi scenarij. Kretanje udjela OIE za blago obnovljivi scenarij bazira se na ostvarenju iz 2015. godine i planu za 2020. godinu, te u obzir uzima i razvoj tehnologije distribuirane energije. Do 2035. godine se očekuje nastavak dominacije biomase, uz pojavu solara kao izvora energije za grijanje, prvenstveno zbog pada cijena tehnologije. Prilikom procjene kretanja za kogeneracijski obnovljivi scenarij u obzir je uzet snažan razvoj sistema daljinskog grijanja na biomasu (Slika 5.4.16 i Slika 5.4.17). Također postoji i mogućnost iskorištavanja otpada za proizvodnju toplinske energije (*waste to energy*), što je potrebno razmotriti u budućnosti, ali je navedene ambicije potrebno uskladiti i s EU ciljevima za recikliranje. Kao sljedeći korak za Bosnu i Hercegovinu i entitete preporučuje se sveobuhvatna *cost-benefit* analiza politike upotrebe biomase, uključujući, između ostalog, analize iz ugla utjecaja na CO<sub>2</sub>, dostupnost sirovine, primjene kogeneracije i sl.



**Slika 5.4.16 Vizija kretanja doprinosa OIE u sektoru grijanja i hlađenja – blago obnovljivi scenarij u procentima, 2035. godina**

Izvor: Analiza Projektnog tima



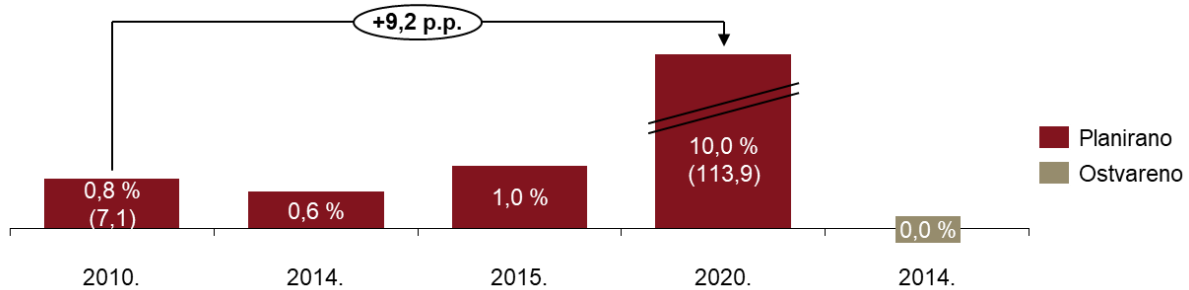
**Slika 5.4.17 Vizija kretanja doprinosa OIE u sektoru grijanja i hlađenja – kogeneracijski obnovljivi scenarij u procentima, 2035. godina**

Izvor: Analiza Projektnog tima

#### 5.4.2.5 Sektor transporta

Za sektor transporta postavljen je cilj udjela OIE od 10%, čime se predviđa povećanje udjela OIE na 113,9 ktce u 2020. godini. Prema podacima o realizaciji, do sada u transportu nisu korišteni obnovljivi izvori energije (Slika 5.4.18).

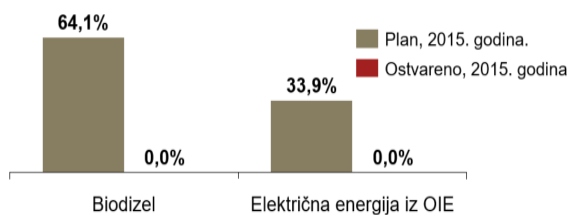
**Slika 5.4.18 Dinamika OIE u finalnoj potrošnji sektora transporta i realizacija u ktce, 2010–2020.**



Izvor: Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini, Izvještaj o napretku Ugovornih strana u skladu s Direktivom 2009/28/EZ

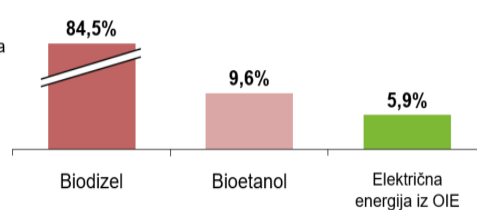
Prema procjenama plana, u 2015. godini je oko 64% obnovljive energije trebalo biti proizvedeno iz biodizela, a oko 34% iz električne energije nastale iz OIE. Međutim, prema podacima o realizaciji, u transportu na nivou Bosne i Hercegovine u 2015. godini nisu uopće korištena biogoriva niti bilo kakvi drugi oblici obnovljivih izvora energije. Pretpostavka je da će u 2020. godini biogoriva imati udio od ~ 94%, prvenstveno biodizel, te da će se početi koristiti i bioetanol, koji do sada nije bio u planovima (Slika 5.4.19 i Slika 5.4.20).

**Slika 5.4.19 Doprinos tehnologije OIE u sektoru transporta – plan i realizacija, 2015. godina**



Izvor: Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini, Izvještaj o napretku Ugovornih strana u skladu s Direktivom 2009/28/EZ

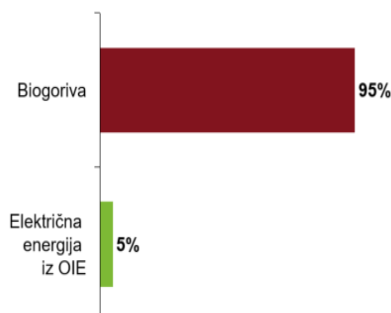
**Slika 5.4.20 Doprinos tehnologija OIE u sektoru transporta – plan, 2020. godina**



Izvor: Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini

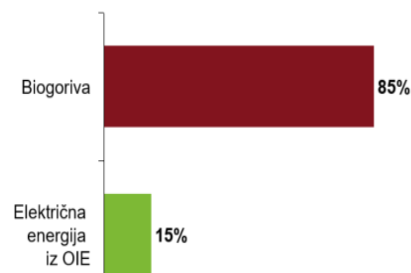
Za naredni period, do 2035. godine, napravljene su procjene kretanja udjela biogoriva i električne energije iz OIE za bazni scenarij i za scenarij jačeg rasta i poticanja električnih vozila. S obzirom na odredbe EU vezane za smanjenje CO<sub>2</sub>, potrebno je povećati korištenje biogoriva u apsolutnim iznosima. Pretpostavka je da će za bazni scenarij, udio biogoriva i električne energije nastale iz OIE ostati na gotovo istim nivoima kao što je planirano za 2020. godinu. Također, uz velika ulaganja u inovacije, na tržištu se očekuje razvoj novih komercijalnih tehnologija. Druga opcija razvoja je ona u kojoj se znatnije potiče kupovina električnih vozila. Također, potencijal rasta ekološke osviještenosti, kao i korištenje zelene energije za punjenje vozila ili korištenje OIE na tramvajskim i željezničkim strukturama, dovest će do previđenog porasta korištenja el. energije iz OIE u transportu (~ 15%) (Slika 5.4.21 i Slika 5.4.22).

**Slika 5.4.21 Vizija kretanja doprinosa OIE u sektoru transporta – bazni scenarij, 2035. godina**



Izvor: Analiza Projektnog tima

**Slika 5.4.22 Vizija kretanja doprinosa OIE u sektoru transporta – scenarij jačeg rasta el. vozila, 2035. godina**



Izvor: Analiza Projektnog tima

#### 5.4.2.6 Vizija i razvoj OIE u Brčko distriktu Bosne i Hercegovine

Kada se govori o obnovljivim izvorima energije i njihovom udjelu u finalnoj potrošnji, ciljevi su spuštene na tri već navedena sektora (električnu energiju, grijanje i hlađenje te transport).

Prema viziji do 2035. godine, u sektoru električne energije se očekuje povećanje korištenja svih tehnologija, a najviše solarne energije, i to prvenstveno za grijanje. Ovo povećanje očekuje se zbog kontinuiranog pada cijena solarnih panela te široke upotrebe u domaćinstvima. U Brčko distriktu Bosne i Hercegovine je iz raspoložive površine javnih i komercijalnih objekata na raspolaganju 50.000 m<sup>2</sup> krovnih površina, na kojima bi se mogli instalirati solarni paneli ukupne snage 6,5 MWe. Time bi se omogućila proizvodnja električne energije u iznosu od 6,3 GWh te bi se na taj način omogućila efikasnost pokrivanja ljetnog špica potrošnje zbog hlađenja prostorija.

Za povećanje udjela OIE u sektoru grijanja i hlađenja postoji potencijalna opcija izgradnje kogeneracijskog postrojenja na biomasu, snage 2x200 MWe, i dva toplinska sistema, maksimalne snage 2x40 MWt, o čemu će više detalja biti u sektoru toplinarstva. U slučaju korištenja kogeneracijskog postrojenja potrebno je staviti fokus na sisteme daljinskog grijanja te poboljšati upravljanje sektorom šumarstva i povezati industrije. Najkorištenije gorivo i dalje će biti biomasa, no potrebno je promijeniti strukturu korištene biomase, na način da se smanji potrošnja ogrjevnog drveta, a poveća udio korištenja peleta, kao i šumskog i poljoprivrednog otpada.

Do 2035. godine potrebno je povećati udio korištenja biogoriva, primarno biodizela, u sektoru transporta, kako bi se smanjile emisije CO<sub>2</sub>. Osim biogoriva, očekuje se povećanje udjela električne energije nastale iz OIE, prvenstveno kroz popularizaciju i poticanje kupovine električnih automobila i izgradnju električnih punionica. Također, evropski trend ukazuje na rast društvene odgovornosti preduzeća, poput željeznica, koja sve više kupuju zelenu energiju.

#### 5.4.2.7 Mjere za postizanje ciljeva

Postojećim Akcionim planom definirane su mjere kojima se planira povećati korištenje energije iz obnovljivih izvora i na taj način ostvariti postavljene indikativne ciljeve:

1. Politika djelovanja energetske sektora u Bosni i Hercegovini,
2. Razvoj i unapređenje Akcionog plana za OIE u Bosni i Hercegovini u skladu s entitetskim akcionim planovima,
3. Razvoj, upravljanje i izvještavanje o PECL projektima,
4. Usaglašavanje poticajnih programa s drugim zemljama,
5. Izvještavanje o progresu na promociji i korištenju OIE,
6. Promotivni programi održivog korištenja energije u lokalnim zajednicama,
7. Uspostava mehanizama za praćenje proizvodnje, uvoza i potrošnje biogoriva,
8. Program promocije korištenja biogoriva na nivou Bosne i Hercegovine – preispitivanje odredbi Zakona o akcizama i Zakona o carinskim tarifama, s osvrtom na korištenje biogoriva.

### 5.4.3 Regulatorni okvir

#### 5.4.3.1 Nivo Bosne i Hercegovine

Vijeće ministara Bosne i Hercegovine usvojilo je Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini (Akcioni plan OIE BiH) u martu 2016. godine. Akcioni plan OIE Bosne i Hercegovine baziran je na ranije usvojenim entitetskim akcionim planovima za korištenje obnovljivih izvora energije. Akcioni planovi entiteta u Bosni i Hercegovini izrađeni su na obrascu propisanom Odlukom Evropske komisije o utvrđivanju obrasca za nacionalne akcione planove za obnovljivu energiju, u skladu s Direktivom 2009/28/EZ. Također, Akcioni plan OIE Bosne i Hercegovine sadrži parametre koji se odnose na Brčko distrikt Bosne i Hercegovine, ali koji dosad nisu bili predmet usvajanja od strane Vlade Brčko distrikta Bosne i Hercegovine. Akcioni plan Bosne i Hercegovine usklađuje se sa strateškim i planskim dokumentima Federacije Bosne i Hercegovine, Republike Srpske i Brčko distrikta Bosne i Hercegovine. Akcioni plan OIE Bosne i Hercegovine definira 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 privilegiranih proizvođača za svaku tehnologiju (u daljnjem tekstu: dinamičke kvote);
- politiku i mjere za promociju i poticanje korištenja energije iz OIE, u skladu s 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 Bosni i Hercegovini. MVTEO izvještava Energetsku zajednicu o realizaciji Akcionog plana OIE Bosne i Hercegovine, shodno entitetskim izvještajima o realizaciji akcionih planova te izvještaju o provedbi mjera koje provodi nivo Bosne i Hercegovine.

#### 5.4.3.2 Regulatoriva u Federaciji Bosne i Hercegovine

Akcioni plan za korištenje obnovljivih izvora energije u Federaciji Bosne i Hercegovine (Akcioni plan OIE FBiH) određuje politiku, planove i indikativne ciljeve Federacije Bosne i Hercegovine o 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 uređuju se promoviranje korištenja obnovljivih izvora energije i efikasne kogeneracije, ispitivanje potencijala OIE, kao i mjere za promoviranje upotrebe OIE u transportu radi potrošnje na domaćem tržištu i povećanja udjela u ukupnoj potrošnji energije, te osiguranje razvoja poticajnih mjera, regulatornog okvira i tehničke infrastrukture za OIE i efikasnu kogeneraciju. Modeli poticaja u Federaciji Bosne i Hercegovine su *feed-in* tarifa s garantiranom cijenom. Proizvođači energije iz OIE imaju pravo prioritetnog 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 poticaja 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 kvalificiranih proizvođača;
2. na zahtjev privilegiranog proizvođača, zaključuje ugovor o otkupu električne energije po garantiranim otkupnim cijenama i vrši otkup ukupne električne energije proizvedene iz postrojenja privilegiranog proizvođača;
3. na zahtjev kvalificiranog proizvođača, zaključuje ugovor o otkupu električne energije po referentnoj cijeni i vrši otkup ukupne električne energije proizvedene iz postrojenja kvalificiranog proizvođača;
4. na zahtjev potencijalnog privilegiranog proizvođača, zaključuje predugovor za otkup električne energije po garantiranim otkupnim cijenama;
5. vrši obračun i isplatu finansijskih sredstava za isporučenu električnu energiju privilegiranim proizvođačima koji su zaključili ugovor s Operatorom za OIEiEK po garantiranim cijenama, odnosno kvalificiranim 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 Federacije Bosne i Hercegovine i kvalificiranim kupcem koji električnu energiju za vlastite potrebe nabavlja od snabdjevača van teritorije Federacije Bosne i Hercegovine sklapa ugovor kojim će se detaljno urediti sva međusobna prava i obaveze, uključujući prikupljanje naknada, kao i obavezu snabdjevača i kvalificiranih kupaca da Operatoru za OIEiEK izda odgovarajuće garancije za osiguranje uplata;
8. izrađuje analize ostvarenih količina električne energije u odnosu na planirane količine električne energije proizvedene iz OIE;
9. vrši fakturiranje i naplatu od snabdjevača za isporučenu električnu energiju proizvedenu iz postrojenja privilegiranih proizvođača, po referentnoj cijeni;
10. prikuplja i obrađuje podatke o ukupnoj finalnoj potrošnji električne energije u Federaciji Bosne i Hercegovine, koje dostavljaju operator mreže, snabdjevači i kvalificirani kupci na mjesečnom nivou, radi obračuna naknada;
11. prikuplja naknade za poticanje od snabdjevača i kvalificiranih 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 NOSBiH;
13. u ime privilegiranih 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 promoviranje 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 nje utvrđivanje referentne cijene električne energije;
2. reguliranje i nadzor rada Operatora za OIEiEK;
3. odobravanje Pravilnika o postupku podnošenja zahtjeva za izdavanje garancije porijekla, na prijedlog Operatora za OIEiEK;
4. donošenje Pravilnika o stjecanju statusa kvalificiranog proizvođača i izdavanje Rješenja o stjecanju statusa kvalificiranih 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 garantiranih cijena električne energije za različite tehnologije, koje privilegirani proizvođači koriste za proizvodnju električne energije, kao i kriterija za njihovu promjenu i, na osnovu toga, izračun prijedloga garantiranih cijena električne energije;
7. donošenje pravilnika za mikropostrojenja OIE koji sadrži skraćene procedure, kojim su definirani postupci kod izgradnje, uvjeti priključenja na distributivnu mrežu, način mjerenja i obračuna proizvedene električne energije;
8. davanje saglasnosti na pravilnik za utvrđivanje metodologije za raspodjelu troškova balansiranja za privilegirane i kvalificirane proizvođače, kao i učešća, koji će se plaćati sredstvima iz naknada prikupljenih za stimuliranje, a na prijedlog Operatora za OIEiEK;
9. informiranje javnosti o stimulativnim mjerama za OIEiEK.

Uredba o poticanju proizvodnje električne energije iz OIEiEK i određivanju naknada za poticanje ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 48/14) uređuje da se sredstva za poticanje proizvodnje električne energije iz OIEiEK osiguravaju iz naknade koja se naplaćuje od svih krajnjih kupaca električne energije u Federaciji Bosne i Hercegovine. Snabdjevač kupaca električnom energijom obavezan je u računu koji dostavlja kupcu po osnovu isporučene i prodane električne energije, kao posebnu stavku naznačiti jedinični iznos i iznos ukupne naknade za poticanje. Snabdjevač je obavezan da sredstva naplaćena po osnovu naknade za poticanje 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 za OIEiEK prikuplja naknade za OIE te isplaćuje poticajni dio i garantirane cijene za proizvedenu energiju privilegiranim proizvođačima. Pravilnikom o metodologiji o načinu utvrđivanja garantiranih otkupnih cijena električne energije iz postrojenja za korištenje obnovljivih izvora energije i efikasne kogeneracije („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj: 50/14) FERK propisuje metodologiju utvrđivanja zajamčenih otkupnih cijena električne energije iz postrojenja kvalificiranih proizvođača, koji su stekli status privilegiranih 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 Federacije Bosne i Hercegovine", broj 50/14, 100/14) 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 obaveznom udjelu i preuzimanju električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 99/16) FERK propisuje obavezu, način i procedure preuzimanja električne energije proizvedene iz OIE za sve snabdjevače koji snabdjevaju krajnje kupce u Federaciji Bosne i Hercegovine i kvalificirane kupce koji uvoze električnu energiju za vlastite potrebe. Pravilnikom o stjecanju statusa kvalificiranog proizvođača električne energije ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 53/14), FERK propisuje uvjete i način na koji proizvođači električne energije, koji u pojedinačnom proizvodnom objektu proizvode električnu energiju koristeći otpad ili OIE ili se bave kombiniranom proizvodnjom toplinske i električne energije, na ekonomski primjeren način u skladu s mjerama zaštite okoline, stječu status kvalificiranog proizvođača. Pravilnikom o postupku podnošenja zahtjeva za izdavanje garancije porijekla električne energije ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 101/15) definira se sadržaj zahtjeva za izdavanje garancije porijekla električne energije te sadržaj izdate garancije porijekla električne energije, kao i uspostavljanje transparentne procedure i osiguranje ravnopravnih uvjeta za izdavanje, prijenos i poništavanje garancije porijekla električne energije. Pravilnikom za mikropostrojenja obnovljivih izvora energije ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj 50/14) definiraju se jasni uvjeti i način priključenja mikropostrojenja OIE na distribucijsku mrežu, koji osiguravaju i omogućavaju ravnopravne uvjete za priključenje mikropostrojenjima OIE, kao i način mjerenja i obračuna električne energije proizvedene u mikropostrojenjima OIE.

#### 5.4.3.3 Regulativa u Republici Srpskoj

Akcioni plan za korištenje obnovljivih izvora energije Republike Srpske (Akcioni plan OIE RS) određuje politike, mjere i obavezujuće ciljeve o 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 energetici Republike Srpske propisano je da je korištenje obnovljivih izvora energije i efikasne kogeneracije od općeg interesa za Republiku Srpsku.

Zakon o obnovljivim izvorima energije i efikasnoj kogeneraciji Republike Srpske, kao krovni zakon za oblast OIE, uređuje planiranje i poticanje proizvodnje i potrošnje energije iz obnovljivih izvora i u efikasnoj kogeneraciji, tehnologije za korištenje obnovljivih izvora energije, mjere poticaja za proizvodnju električne energije korištenjem obnovljivih izvora energije i u efikasnoj kogeneraciji, provođenje sistema poticanja proizvodnje energije i izgradnje postrojenja za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije. Zakonom je predviđeno da će za obavljanje administrativno-fnansijskih i drugih operativnih poslova sistema poticaja proizvodnje energije iz obnovljivih izvora i u efikasnoj kogeneraciji biti osnovan Operator sistema poticanja. Do osnivanja Operatora sistema poticanja ove poslove će obavljati EP RS. EP RS

obavezna je da vodi odvojene računovodstvene evidencije i poseban namjenski račun za kupoprodaju električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora i u efikasnoj kogeneraciji za koju se ostvaruje pravo na poticaj. Operator sistema poticaja i proizvođač zaključuju ugovor o obaveznom otkupu po garantiranoj cijeni. Modeli poticaja u Republici Srpskoj su *feed-in* tarifa, premije i neto mjerenje. Proizvođači energije iz OIE imaju pravo prioritnog spajanja na mrežu.

RERS obavlja regulatorne djelatnosti u oblasti OIE. RERS je donijela Pravilnik o poticanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora i u efikasnoj kogeneraciji ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 114/13, 88/14 i 43/16), kojim su propisani uvjeti i postupak za ostvarivanje prava na poticaj, način provjere raspoloživih kapaciteta i količina električne energije za poticanje, metodologija za utvrđivanje garantirane otkupne cijene električne energije i premije, izračunavanje i naplata naknade za obnovljive izvore i efikasnu kogeneraciju, način utvrđivanja troškova rada Operatora sistema i druga pitanja. RERS je donijela Odluku o visini garantiranih otkupnih cijena i premija za električnu energiju proizvedenu iz obnovljivih izvora ili u efikasnoj kogeneraciji Republike Srpske ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj: 128/11, 116/13, 88/14 i 43/16) i Odluku o visini naknade za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora i u efikasnoj kogeneraciji Republike Srpske ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj: 128/11, 116/13, 4/15, 15/16 i 9/17), koje se primjenjuju od 2012. godine. Odlukom o visini garantiranih cijena utvrđene su garantirane otkupne cijene i premije, te se primjenjuje kod izdavanja rješenja o pravu na poticaj i kod zaključivanja kupoprodajnog ugovora s Operatorom sistema poticaja. Odlukom o visini naknade za poticanje određuje se naknada kojom se osiguravanju sredstva za isplatu premija proizvođačima električne energije koji ostvaruju pravo na obavezan otkup po garantiranoj otkupnoj cijeni, pravo na premiju, sredstva potrebna za funkcioniranje Operatora i sredstva namijenjena Fondu za zaštitu životne sredine i energetske efikasnosti. Naknada se zaračunava svakom krajnjem kupcu u Republici Srpskoj, u iznosu koji je jednak proizvodu jedinične naknade i preuzete aktivne električne energije i iskazuje se kao posebna stavka na računu kupca. RERS je donijela i Pravilnik o izdavanju certifikata za proizvodna postrojenja koja proizvode električnu energiju koristeći obnovljive izvore energije ili u efikasnoj kogeneraciji Republike Srpske ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 112/13). Ovim pravilnikom propisani su kriteriji za izdavanje certifikata, postupak izdavanja, sadržaj certifikata, njihovo produženje, prijenos, poništavanje i oduzimanje. Pravilnikom o izdavanju garancija o porijeklu električne energije ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 1/14) RERS uređuje sadržaj garancije, uvjeta i postupak izdavanja, prijenos i poništavanje garancije o porijeklu električne energije.

Naprijed navedena legislativa i regulativa odnosi se na poticanje korištenja OIE u proizvodnji električne energije. Međutim, korištenje OIE u sektoru transporta i grijanja i hlađenja i dalje ostaje bez normiranja, te se u tom smislu i daju regulatorne smjernice u tabeli strateških smjernica ispod.

## 5.4.4 Strateške smjernice

S obzirom na to da su ranije navedene mjere preuzete iz Akcionog plana, potrebno je postaviti energetske okvir strategije za sektor obnovljivih izvora energije u Bosni i Hercegovini te, prema tome, i na entitetskim nivoima. U nastavku su navedeni strateški prioriteti i smjernice za razvoj sektora OIE do 2035. godine (Tabela 5.4.4).

Tabela 5.4.4 Strateške smjernice

	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište i regulativa	Normiranje mehanizama saradnje s drugim državama, u cilju provođenja mjera i programa za poticanje proizvodnje energije iz obnovljivih izvora	Trenutno u Bosni i Hercegovini ne postoji legislativa koja regulira mehanizme saradnje s drugim državama članicama Energetske zajednice, koji bi omogućili da se dogovore o mjerama i programima poticanja proizvodnje energije iz OIE i postizanja ciljeva postavljenih akcionim planovima, što je propisano Direktivom 2009/28/EC, pa je potrebno pristupiti izradi ove legislative. Mjere mogu uključivati npr. prijenose statističkih podataka među državama članicama, zajedničke projekte i zajedničke programe potpore, razmjenu podataka i najboljih praksi i sl.
	Propisivanje prednosti pri priključivanju na prijenosni sistem postrojenjima koji proizvode energiju iz obnovljivih izvora, kad to omogućuje sigurno djelovanje elektroenergetskog sistema te kad je utemeljeno na transparentnim i nediskriminacijskim kriterijima	Iako je entitetskim zakonima propisan prioritet priključka na distributivnu mrežu postrojenjima koja proizvode električnu energiju iz OIE, potrebno je na nivou Bosne i Hercegovine propisati prioritet priključenja na prijenosnu mrežu, u skladu sa zahtjevima iz Direktive 2009/28/EC.
	Povećanje udjela OIE, koji su u sistemu poticaja, u proizvodnji električne energije, uz adekvatnu organizaciju sistema	Sistematično planiranje povećanja proizvodnje iz ostalih obnovljivih izvora energije, uzimajući u obzir raspoložive potencijale, kroz izradu novih akcionih planova za period nakon 2020. godine.
		Daljnji razvoj organizacije tržišta i upravljanja električnom energijom i balansiranje iz OIE kroz definiranje nadležnog tijela za koordinaciju i način prodaje el. energije iz OIE.
		Stalne revizije iznosa naknada, kao i razmatranje novih modela poticaja baziranih na tržišnim principima od 2020. godine koji bi napravili manji pritisak na krajnje potrošače.
	Propisivanje upotrebe minimalnih nivoa energije iz OIE prilikom izgradnje novih ili renoviranja postojećih objekata, u sektoru grijanja i hlađenja, te donošenje propisa koji će uređivati primjenu kogeneracije	Trenutno nije normirana upotreba minimalnih nivoa 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. O ovim pitanjima postoji neusklađenost s Direktivom 2009/28/EC, stoga je normiranje neophodno.
Postizanje cilja od 10% udjela OIE u proizvodnji energije u transportu u 2020. godini i nastavak promocije korištenja biogoriva do 2035. godine	Donošenje propisa kojima bi se normirala upotreba biogoriva te utvrdili kriteriji održivosti za pogonska biogoriva i druga tekuća biogoriva, radi ispunjenja ciljeva iz Akcionog plana te ispravnog transponiranja zahtjeva iz Direktive 2009/28/EC, ali i kako bi se nastavila promovirati upotreba OIE u transportu i nakon 2020. godine.	

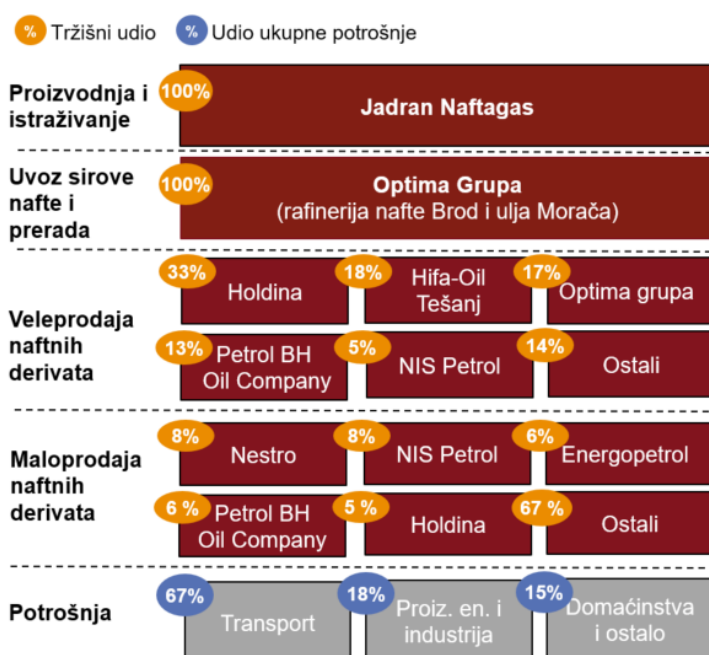


## 5.5 Sektor nafte i naftnih derivata

### 5.5.1 Struktura naftnog tržišta u Bosni i Hercegovini

Bosna i Hercegovina trenutno nema domaću proizvodnju sirove nafte i prirodnog gasa, ali se intenziviraju aktivnosti ulaganja u geološka istraživanja. Jadran - Naftagas (66% vlasništva NIS i 34% NjeftegazInKor a.d.) posjeduje prava za istraživanje i eksploataciju na cijelom području Republike Srpske, dok na području Federacije Bosne i Hercegovine za sada nema istraživanja. Komericialno isplative rezerve sirove nafte još uvijek nisu otkrivene. Također, u periodu od 2011. do 2015. godine provedena je reinterpretacija starih podataka, na temelju kojih je područje Dinarida proglašeno perspektivnim za daljnja istraživanja. Uvozna sirova nafta prerađuje se u rafineriji "Brod" i rafineriji ulja "Modriča", koje pripadaju Optima grupi (100% vlasnik NjeftegazInKor a.d.). Naftni derivati prerađeni u navedenim rafinerijama većinom se plasiraju na domaće tržište, i to preko 90% prerađenih proizvoda. Maloprodajnu mrežu naftnih derivata karakterizira veliki broj malih privatnika, s manje od pet benzinskih stanica u vlasništvu, koji posjeduju oko 75% ukupnog broja benzinskih stanica. 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 Bosne i Hercegovine, 2015. godina (procjena)



Napomena: Proizvodnja i istraživanje vrše se samo na području Republike Srpske.

Izvor: WoodMackenzie BiH downstream oil long-term outlook 2016, Statistika energije – Nafta, derivati nafte, 2015.

### 5.5.2 Istraživanje i proizvodnja ugljikovodika

U regiji u kojoj se nalazi Bosna i Hercegovina proizvodnja ugljikovodika provodi se već dugi niz godina, naročito 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 (Tabela 5.5.1). Sudeći prema prisutnosti nafte u regiji, u strukturama sličnima onima koje obuhvataju dio 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 tokom 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 kojem će biti konkurentne za privlačenje investicija u naftni sektor i prema kojem će maksimizirati dobit od proizvodnje sirove nafte. Primjerice, kada se uporedi opis pravnog modela Hrvatske i Mađarske (Tabela 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. U Bosni i Hercegovini načini i uvjeti dodjele koncesija su u nadležnosti entiteta, osim u slučaju kada se koncesiono dobro prostire na području dva entiteta. Prema Zakonu o koncesijama Bosne i Hercegovine, u slučaju zajedničke nadležnosti Bosne i Hercegovine i/ili Federacije Bosne i Hercegovine i/ili Republike Srpske i/ili Brčko distrikta Bosne i Hercegovine za dodjelu koncesija, nadležni organi usaglašavaju uvjete i oblik dodjele koncesije.

Tabela 5.5.1 Proizvodnja ugljikovodika i pravni modeli u regiji

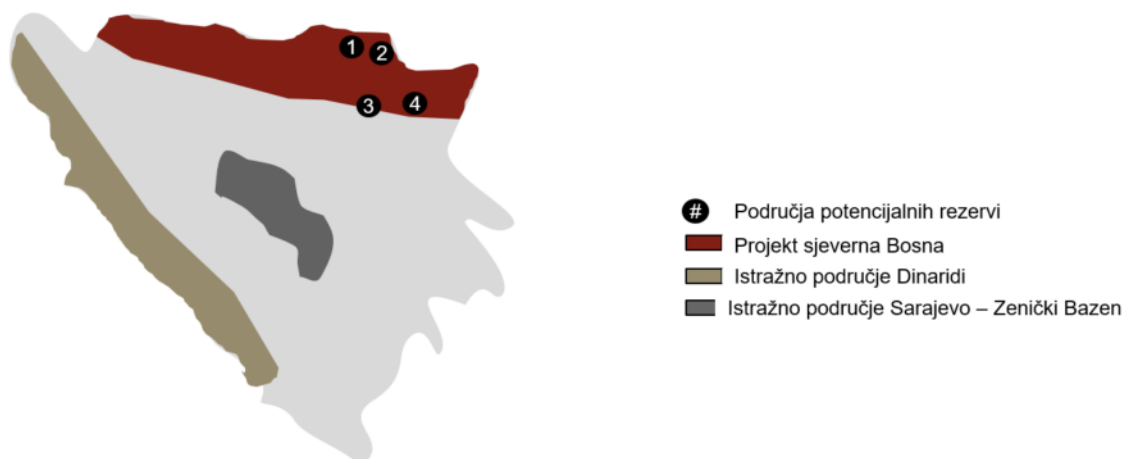
Država / entitet	Pravni Model	Opis	Proizvodnja ugljikovodika (kboe/dan)
Mađarska	Royalty <sup>2</sup>	• Koncesionar je dužan platiti naknadu za istraživanje i proizvodnju ugljikovodika zavisno od površine istražnog/proizvodnog područja i 16% vrijednosti proizvedenih ugljikovodika.	40,9
Hrvatska	PSA <sup>1+</sup> Royalty <sup>2</sup>	• Naknada za istraživanje i eksploataciju nafte i gasa u Hrvatskoj sastoji se od godišnje novčane naknade utvrđene zavisno od površine istražnog/eksploatacijskog područja, naknade od 10% vrijednost proizvedenih ugljikovodika i podjele proizvedenih količina ugljikovodika gdje državi pripada od 10% do 25%.	37,6
Srbija	Royalty <sup>2</sup>	• 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 <sup>1</sup>	• Koncesionar je dužan platiti naknadu po kilometru kvadratnom istražnog/proizvodnog područja i iznos udjela proizvodnje u rasponu od 5% do 12% zavisno od količine dnevne proizvodnje za naftu i 2% za gas.	0
Albanija	PSA <sup>1+</sup> Royalty <sup>2</sup>	• 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 <sup>1+</sup> Royalty <sup>2</sup>	• Potencijalni investitori ulaze u direktne pregovore s Federacijom Bosne i Hercegovine i saglasno utvrđuju naknade u fazi istraživanja i eksploatacije, na temelju zakonom postavljenih okvira.	0
BiH entitet RS	PSA <sup>1+</sup> Royalty <sup>2</sup>	• Iznos rudne rente je fiksna i utvrđena zakonom, dok se PSA ugovorom saglasno 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 sklopljenom 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 korištenje javnih dobara, naturalgasworld.com, tradingeconomics.com, molgroup.info, nis.eu

U periodu od 1963 do 1991. godine geološka istraživanja na području Bosne i Hercegovine provodila su se u više navrata, ali komercijalna otkrića nikada nisu potvrđena. Od 1986. do 1991. godine na područjima sjeverne Bosne i Dinarida provedena su opsežna geološka, geohemijska i geofizička istraživanja.

Slika 5.5.2 Područja projekta istraživanja ugljikovodika u Bosni i Hercegovini



Izvor: Analiza Projektnog tima

Projekt Sjeverna Bosna zahvaća područja Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske (Tabela 5.5.2). Istraživanja na tom području su kontinuirano trajala od 1974. do 1991. godine. Zahvaćeno područje je jugozapadni dio panonskog bazena, u kojem 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 je napravljena procjena potencijalnih rezervi (Tabela 5.5.2).

**Tabela 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)

Geološka istraživanja nastavljena su 2011. godine, kada je kompanija Jadran - Naftagas dobila prava za istraživanje na području cijele Republike Srpske, što uključuje i dio dinaridskog područja. Dogovoreno je minimalno ulaganje u istraživanje od 40,7 miliona dolara kroz tri godine. Tokom navedene tri godine rezerve nisu potvrđene, pa je 2015. godine ishodovano produženje prava na istraživanje do 2019. godine. Tokom istraživanja reinterpretirani su stari seizmički podaci i testirane su stare bušotine. Neke od bušotina pokazale su postojanje nafte i gasa, ali samo u tragovima. Izvedena su nova 2D i 3D seizmička istraživanja u svrhu pronalaska struktura povoljnih za postojanje ugljikovodika. Također, u 2013. godini izbušena je nova bušotina, kod naselja Obudovac u Posavini, koja je pokazala prisustvo ugljikovodika, ali rezerve nisu utvrđene. Područje se pokazalo perspektivnim, ali potrebna su daljnja ulaganja u istraživačke radove.

Istražno područje Dinarida proteže se od jugozapada Slovenije sve do Crne Gore i prolazi kroz južni i jugozapadni dio Bosne i Hercegovine (Slika 5.5.2). 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. do 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 podataka koje je predstavio AMOCO potencijalne rezerve nisu procijenjene. Shell Exploration Company je od 2011. do 2015. vršila interpretaciju postojećih geoloških podataka i napravila izvještaj o procjeni perspektivnosti Federacije Bosne i Hercegovine za istraživanje nafte i gasa (Tabela 5.5.3). Područje se smatra perspektivnim, ali nova geološka istraživanja nisu provedena od 1992. godine, te su potrebna daljnja ulaganja u istraživanje područja Dinarida kako bi se pronašle i utvrdile rezerve ugljikovodika.

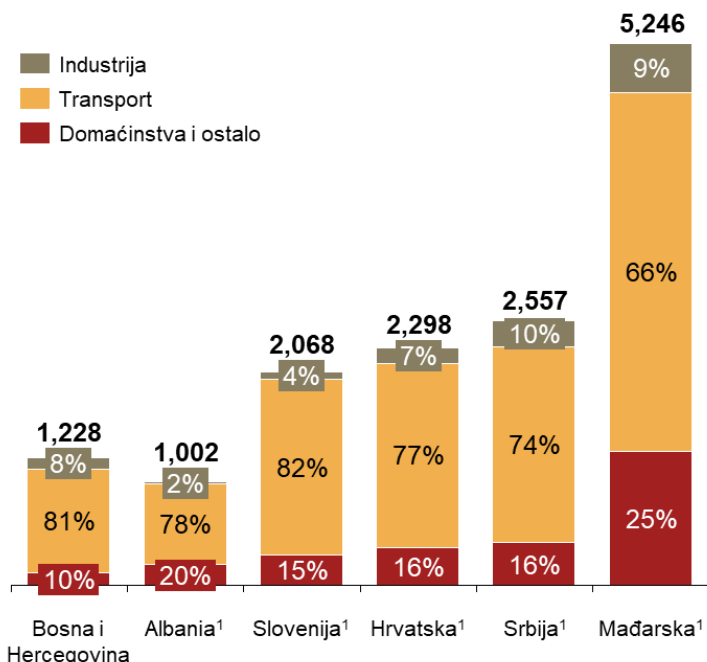
**Tabela 5.5.3 Provedene aktivnosti na kojima se temelji perspektivnost pronalaska komercijalnih rezervi nafte na području Dinarida**

Period	Provedene aktivnosti
1963–1992.	Istraživanje na području Dinarida i sarajevsko-zeničkog bazena izvršili su INA-Naftaplin, Energoinvest i AMOCO. Navedeno područje su, na temelju osnovnih geoloških istraživanja, proglasili perspektivnim.
2011–2013.	Potpisan je Memorandum o razumijevanju između Vlade Federacije Bosne i Hercegovine 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 Bosne i Hercegovine, ali zbog globalnog stanja tržišta nafte Shell nije produžio Memorandum o razumijevanju.

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

Poređenjem strukture finalne potrošnje naftnih derivata po derivatu (Slika 5.5.3) i finalne potrošnje naftnih derivata po sektoru (Slika 5.5.3) primjećuje se da Bosna i Hercegovina prati trend regije te se najviše troše dizel i benzin, što je posljedica najveće finalne potrošnje u sektoru transporta, od 81%. Prema tome, dizel i lož-ulje imaju udio od 76% u ukupnoj strukturi finalne potrošnje, a motorni benzin je drugi najzastupljeniji naftni derivat, s udjelom od 16%. Ostali derivati se relativno malo koriste u odnosu na dizel i motorni benzin.

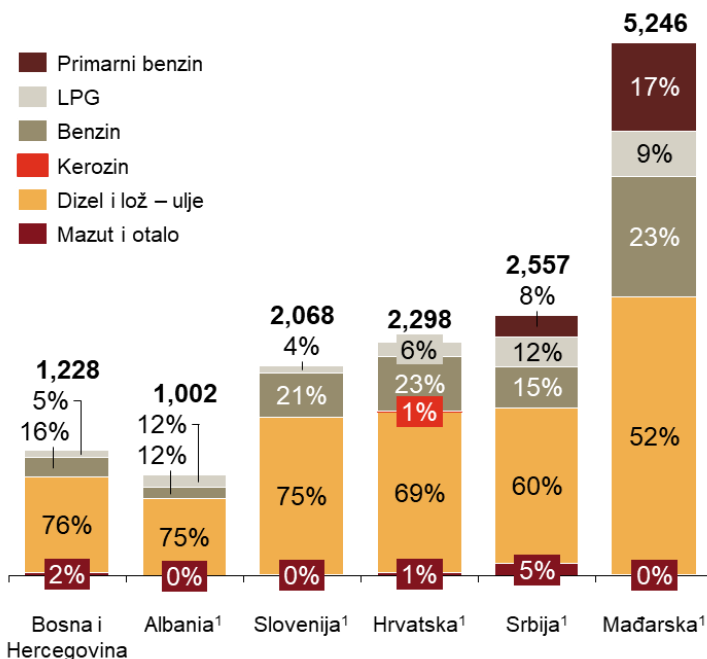
Slika 5.5.3 Finalna potrošnja naftnih derivata po sektoru u kt, 2014. i 2015. godina



Napomena: 1) Podaci iz 2014. godine

Izvor: Statistika energije – Nafta, derivati nafte, 2015, IEA, analiza Projektnog tima

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



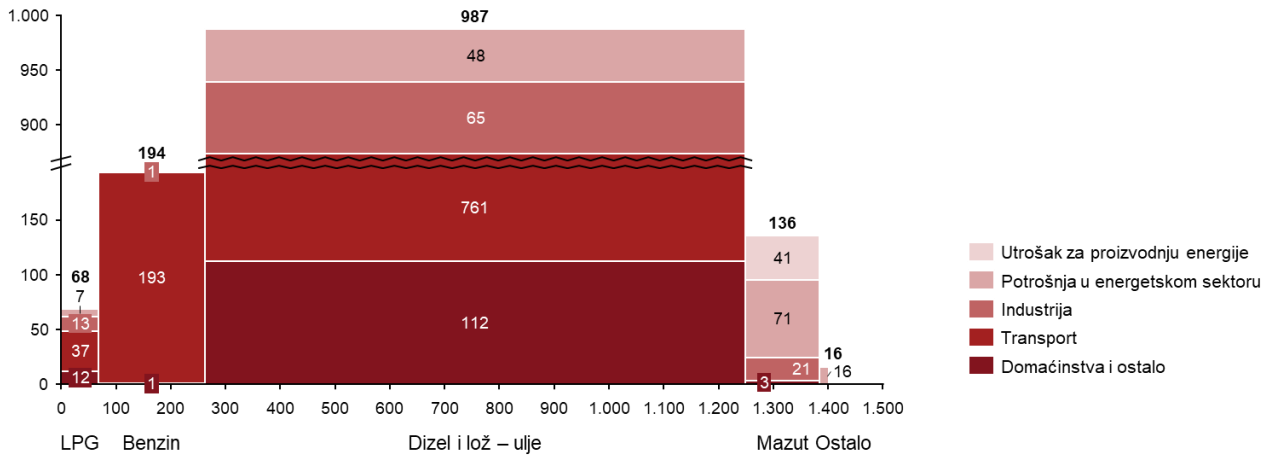
Napomena: 1) Podaci iz 2014. godine

Izvor: Statistika energije – Nafta, derivati nafte, 2015, IEA, analiza Projektnog tima

U ukupnoj potrošnji naftnih derivata podijeljenoj po derivatu i po sektoru najdominantniju ulogu imaju dizel i lož-ulje (Slika 5.5.5), i to u sektoru transporta i u domaćinstvima. Potrebno je napomenuti da je zakonom zabranjena upotreba lož-ulja u transportu, te da je potrošnja lož-ulja najzastupljenija u domaćinstvima i koristi se za ogrjevanje, dok se dizel koristi u sektoru

transporta za pogon motornih vozila. LPG (engl. *liquified petroleum gas* – ukapljeni naftni gas) je relativno malo zastupljen u odnosu na ostale derivate i najviše se troši u sektoru transporta. U energetske sektoru i domaćinstvima je otprilike podjednako zastupljen, u industriji se relativno malo koristi, dok se za proizvodnju energije uopće ne koristi. Benzin se gotovo isključivo koristi u sektoru transporta za pogon motornih vozila. Mazut se najviše koristi u energetske sektoru, zatim kao trošak za proizvodnju energije, nešto manje u industriji i najmanje u domaćinstvima i ostalim sektorima. Ostali derivati, poput maziva, bitumena i drugih teških frakcija ugljikovodika, koriste se u energetske sektoru i ostalim industrijama, poput građevinarstva i poljoprivrede.

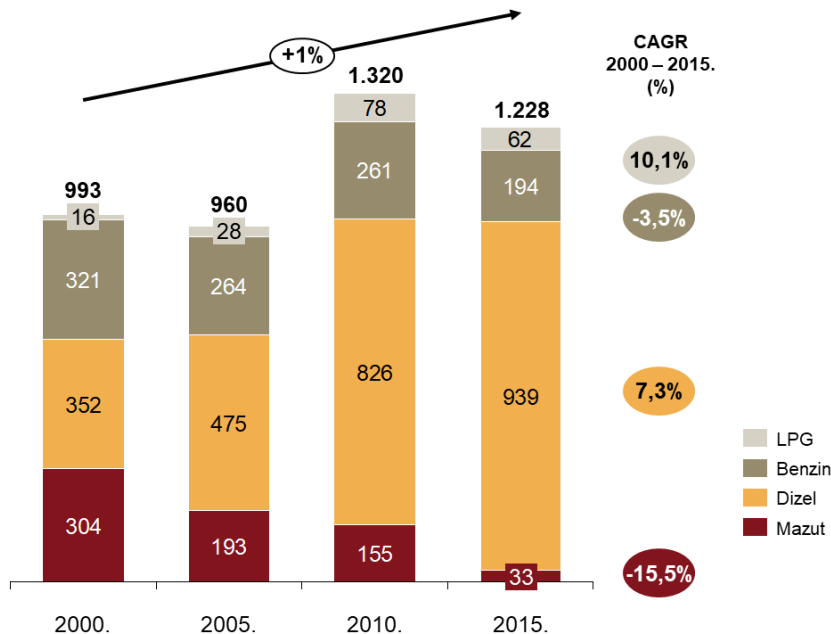
**Slika 5.5.5 Ukupna potrošnja naftnih derivata po sektoru u Bosni i Hercegovini u kt, 2015. godina**



Napomena: U sektoru transporta zabranjena je upotreba lož-ulja za pogon motornih vozila.  
Izvor: Statistika energije – Nafta, derivati nafte, 2015.

U Bosni i Hercegovini zabilježen je trend rasta potrošnje naftnih derivata u periodu od 2000. do 2014. godine (Slika 5.5.6). Rast BDP-a u Bosni i Hercegovini se u periodu od 2010. do 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 Bosni i Hercegovini, očekuje se daljnji rast potražnje dizela i rast potražnje benzina.

**Slika 5.5.6 Godišnja potražnja naftnih derivata u Bosni i Hercegovini u kt, 2000–2015.**



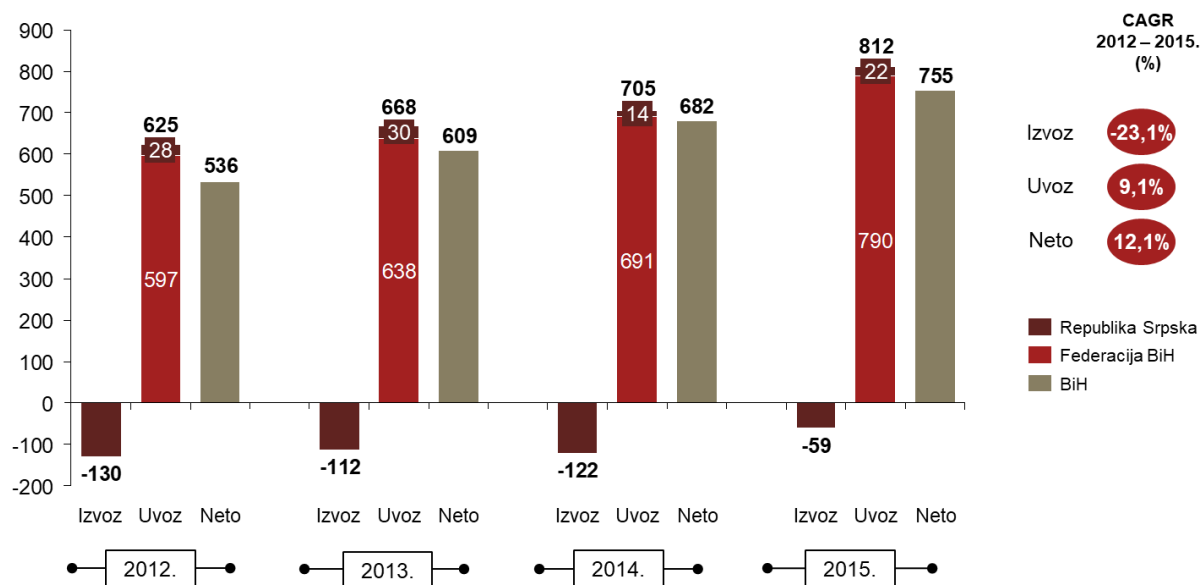
Napomena: 1) Zbog nedostupnosti ranijih podataka, samo su podaci za 2015. godinu preuzeti iz dokumenta "Statistika energije – Nafta, derivati nafte, 2015", dok su ostali podaci iz IEA

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

Bosna i Hercegovina je neto uvoznik naftnih derivata, te se u periodu od 2010. do 2014. neto uvoz povećao. Republika Srpska posjeduje rafineriju "Brod", iz koje se namiruje većina potrošnje naftnih derivata na tom području, dok Federacija Bosne i Hercegovine ne posjeduje infrastrukturu za preradu sirove nafte, pa isključivo zavisi od uvoza. Prema tome, izvoz proizlazi iz rafinerije "Brod", koja je na području Republike Srpske, a većina uvoza vrši se za područje Federacije Bosne i

Hercegovine (Slika 5.5.7). U navedenom periodu izvoz se smanjivao prosječnom godišnjom stopom od -23,2%, uvoz je rastao prosječnom godišnjom stopom od 9,1%. To je uzrokovalo rast neto uvoza prosječnom godišnjom stopom od 12,1%.

**Slika 5.5.7 Uvoz i izvoz naftnih derivata u Bosni i Hercegovini u kt/god., 2012–2015.**

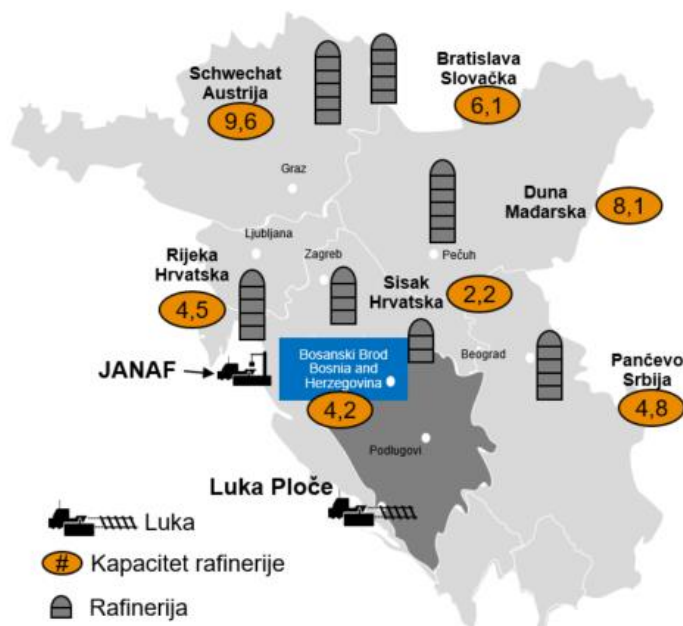


Izvori: Energetski bilans Republike Srpske, plan za 2016. godinu; Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

### 5.5.4 Prerada naftnih derivata

Širu regiju odlikuje snažna prekapacitiranost prerade kao i dobra povezanost s tržištima na Mediteranu. Potrošnja derivata u zemljama regije iznosi otprilike 28 miliona tona godišnje (Slika 5.5.8), a ukupni kapacitet proizvodnje naftnih derivata prikazanih rafinerija iznosi 39,5 miliona tona godišnje, zbog čega veći dio prikazanih rafinerija radi sa smanjenim kapacitetom. Kapacitet prerade rafinerije u Brodu iznosi 4,2 miliona tona godišnje, ali zbog oštećenja tokom rata i manjka ulaganja u obnovu i modernizaciju, rafinerija preradi tek oko 900 hiljada tona sirove nafte godišnje. Derivati proizvedeni u rafineriji "Brod" se većim dijelom plasiraju na tržište Republike Srpske i dijelom na tržište Federacije Bosne i Hercegovine. Sirova nafta koja se prerada u rafineriji uvozi se iz Rusije, preko terminala "Omišalj", koji se nalazi u Hrvatskoj. Sirova nafta transportira se naftovodom "Adria", kojim upravlja JANAF (Jadranski Naftovod).

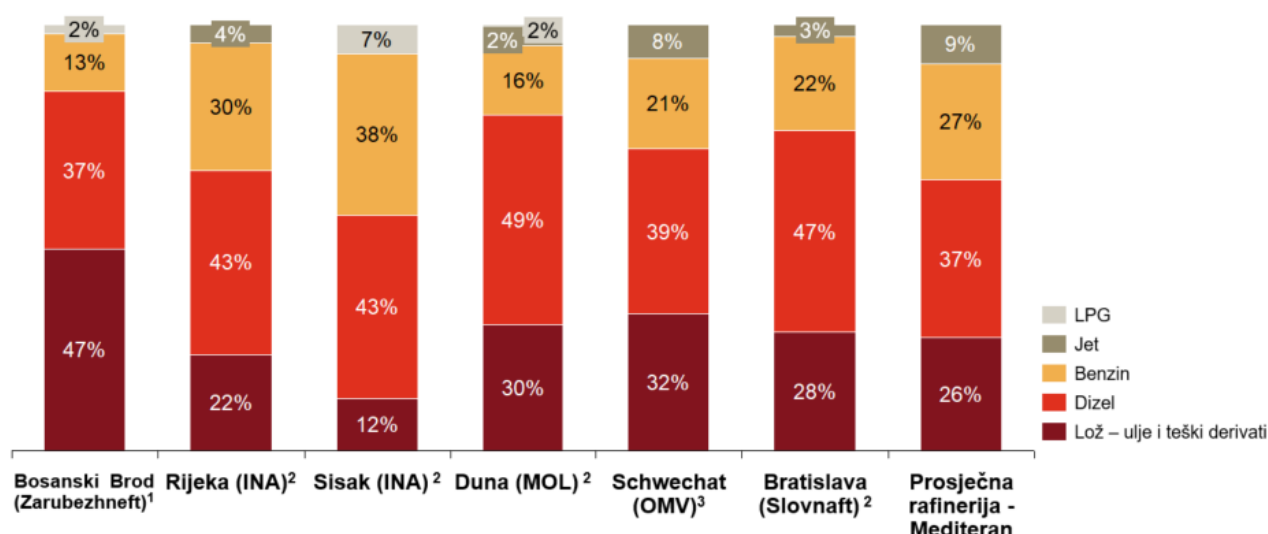
Slika 5.5.8 Kapaciteti prerade sirove nafte rafinerija u regiji, u milionima tona/god.



Izvor: molgroup.info, omv.com, rafinerija.com, luka-ploce.hr

U odnosu na rafinerije u regiji, rafinerija "Brod" proizvodi relativno visok stepen teških derivata. Udio proizvodnje lož-ulja i ostalih teških derivata je, prema našim procjenama i internim bazama podataka, oko 47% ukupne prerade, što je više od rafinerija u regiji i od prosjeka rafinerija na Mediteranu. Rafinerije nafte s većom kompleksnošću proizvode više lakih derivata koji postižu višu cijenu na tržištu. Ulaganjem u modernizaciju rafinerije "Brod" povećala bi se dodana vrijednost proizvodima, što bi rezultiralo većim prihodima.

Slika 5.5.9 Analiza proizvodnje derivata u rafinerijama prema posljednjim podacima o proizvodnji

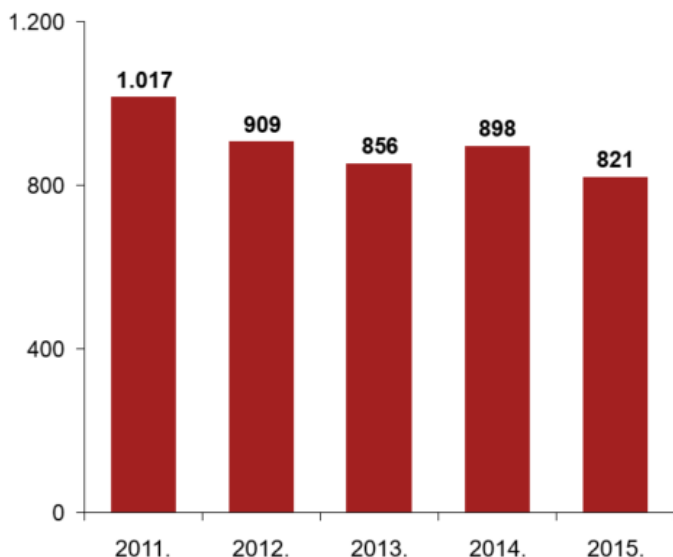


Napomena: 1) Podaci su za 2015. godinu; 2) Podaci su za 2016. godinu; 3) Podaci su za 2014. godinu

Izvori: Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske, Izvještaj o radu 2015, mol.info, annual reports, RS Balance of Oil and Petroleum Products, analiza Projektnog tima

U periodu od 2011. do 2015. godine u rafineriji “Brod” ostvaren je prosječan pad prerade sirove nafte od 5,21% godišnje (Slika 5.5.10). Smanjene rafinerijske marže zbog visokih cijena nafte do 2014. godine imale su utjecaj na poslovanje rafinerije, što se odrazilo i na količinu prerade. Nastavak pada prerade nakon 2014. godine, kada su rafinerijske marže na globalnom nivou porasle zbog pada cijene nafte, ukazuje na otežane uvijete poslovanja i nedostatnu kompleksnost rafinerije.

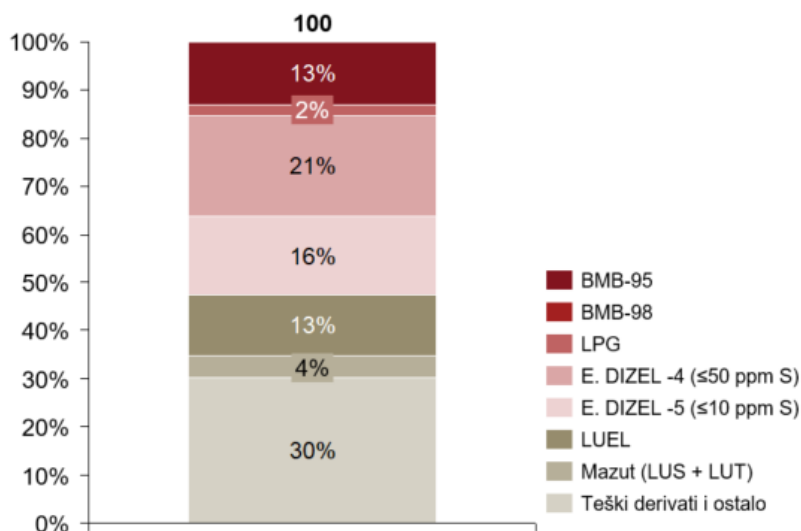
**Slika 5.5.10 Proizvodnja derivata u rafineriji “Brod”, u hiljadama t/g., 2011–2015.**



Izvor: Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske, Izvještaj o radu 2015, Banjalučka berza, revizorski izvještaji

Certifikati koji ukazuju na kvalitet benzina i dizela, a posjeduje ih rafinerija, su BMB 95, BMB 98 i eurodizel, koji odgovaraju kvalitetu EURO IV, i eurodizel 10 ppm (*parts per million*), koji odgovara kvalitetu EURO V. Kvalitet goriva koje proizvodi rafinerija “Brod” u skladu je s trenutnim propisima Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske, koji se odnose na proizvodnju i uvoz derivata. Vlada Republike Srpske je 2007. godine dozvolila proizvodnju goriva EURO IV kvaliteta do 2010. godine, ali ono se još uvijek proizvodi. Od 31. 12. 2010. godine goriva kvaliteta EURO IV ne mogu se plasirati na EEA tržište. Za potpunu proizvodnju derivata kvaliteta EURO V te poboljšanje ekonomike prerade, potrebna su dodatna ulaganja u modernizaciju i povećanje kompleksnosti rafinerije “Brod”.

**Slika 5.5.11 Proizvodnja derivata u rafineriji “Brod”, 2015. godina**



Izvori: Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske, Izvještaj o radu 2015.



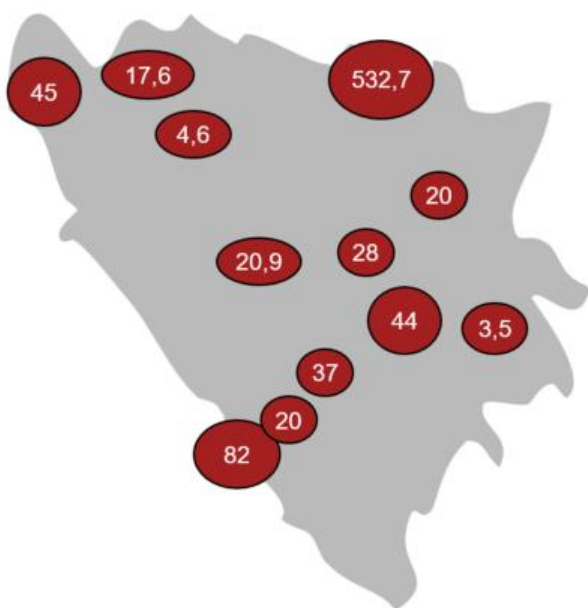
### 5.5.5 Program obaveznih rezervi naftnih derivata

Prema EU Direktivi 2009/119/EC, Bosna i Hercegovina (i entiteti) mora uskladiti zakone i regulative kojima će se osigurati kreiranje i održavanje obaveznih rezervi nafte i naftnih derivata. Sukladno Direktivi, u okviru postojećih tijela na nivou Bosne i Hercegovine, potrebno je definisati tijelo i njegove uloge i odgovornosti u procesu koordinacije čuvanja zaliha (CES – *Central Stockholding Entity*) i privredni subjekt na nivou entiteta, na kojeg bi se prenijeli zadaci vezani za 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 m<sup>3</sup> u 2016. godini. Bosna i Hercegovina ukupno ima oko 800.000 m<sup>3</sup> skladišnog prostora za sirovu naftu i derivate, od čega se oko 530.000 m<sup>3</sup> nalazi u rafineriji nafte "Brod", oko 113.000 m<sup>3</sup> na terminalima Bihać, Blažuj, Mostar i Živnice te 82.000 m<sup>3</sup> u luci Ploče, kojima upravljaju "Naftni terminali federacije".

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

Kreiranje obaveznih rezervi nafte i naftnih derivata u Republici Srpskoj definirano je Zakonom o nafti i derivatima nafte, prema kojem je određeno da će Vlada odrediti potrebne količine nafte i derivata nafte, organizirati kreiranje rezervi i njihovo znavljanje te osigurati skladišne kapacitete. U 2012. godini određeno je da su JP Robne rezerve RS nadležne za formiranje, čuvanje i obnavljanje obaveznih zaliha derivata nafte. Nakon kreiranja potrebnog regulatornog okvira, Republika Srpska će stvoriti preduvjete za implementaciju navedene direktive. Republika Srpska još uvijek nije započela stvaranje zaliha nafte i derivata nafte.

Slika 5.5.12 Kapaciteti skladišta za sirovu naftu i derivate u Bosni i Hercegovini, u m<sup>3</sup>



Izvor: Energy Community Emergency oil stocks in the energy community level

Republika Srpska trenutno raspolaže s 238.307 m<sup>3</sup> skladišnih kapaciteta za naftne derivate (Slika 5.5.12). Uz navedene skladišne kapacitete na području RS-a, rafinerija Brod također posjeduje skladišta za sirovu naftu kapaciteta 163.000 m<sup>3</sup> i skladišta za proizvode kojima je potrebna daljnja prerada kapaciteta 122.863 m<sup>3</sup>. Dio skladišnih kapaciteta oštećen je tokom rata, a dio ne zadovoljava sigurnosne standarde EU, te je potrebna modernizacija.

Na području Federacije Bosne i Hercegovine postoji 281.777 m<sup>3</sup> kapaciteta za skladištenje naftnih derivata (Slika 5.5.12). Uz postojeće skladišne kapacitete za naftne derivate u FBiH, podzemni terminali Pajtov Han, Misoča, Pokoj, Raštani preuzeti su 2006. godine od Federalnog ministarstva obrane, ali su minirani i devastirani, te nisu u upotrebi. Također, nijedan od preostalih kapaciteta za skladištenje derivata nafte na području Federacije Bosne i Hercegovine nije upotrebljiv, pa su potrebna ulaganja u sanaciju i obnovu skladišne infrastrukture. Kako bi se finansirala djelatnost Operatora – Terminali Federacije, određena je obaveza plaćanja takse na naftne derivate, u iznosu od 0,01 KM/l (0,005 EUR/l), i ona je prihod Operatora. Ukupni godišnji iznos takse koji će se moći koristiti za ulaganja u skladišne kapacitete u skladu s odlukama o namjenskom utrošku sredstava procijenjen je na 2,56 miliona eura. Procijenjeni iznos rekonstrukcije skladišnih prostora po jedinici volumena iznosi 255.00 EUR/m<sup>3</sup>. Operator – Terminali Federacije je, prema Odluci Vlade Federacije Bosne i Hercegovine, u posjedu 172.000 m<sup>3</sup> instaliranih skladišnih kapaciteta na području Federacije Bosne i Hercegovine, pa je prema tome ukupni trošak rekonstrukcije oko 42 miliona eura. Ukoliko će se projekt finansirati isključivo iz iznosa godišnje takse, za realizaciju projekta će biti potrebno oko šesnaest godina. Prema podacima Operatora – Terminali Federacije, u toku su završne aktivnosti na raspisivanju javnog poziva za izvođenje radova sanacije prvih

skladišnih kapaciteta. Završetak radova očekuje se u prvoj polovini 2018. godine. Nadalje, početak prve faze radova u Živinicama očekuje se tokom 2017. godine, a kompletna rekonstrukcija svih kapaciteta 2020. godine.

**Tabela 5.5.4 Skladišni kapaciteti za naftne derivate u Bosni i Hercegovini**

Entitet	Skladište	Proizvod	Kapacitet (m <sup>3</sup> )
RS	Rafinerija Brod <sup>1</sup>	LPG	3.241
		Benzin	31.272
		Dizel	80.279
		Plavi dizel (gas oil)	4.705
		Lož-ulje	47.735
		Drugo	79.475
	Vrbanja	-	20.900
	Brežičani	-	17.600
FBiH	Banja Luka (Krajinapetrol a.d.)	-	4.600
	Vardište, Višegrad	-	3.500
	Blažuj	Tekuća goriva	42.000
		LPG	1.000
	Živinice	Tekuća goriva	17.400
		LPG	1.000
	Ploče	Benzin	32.000
		Dizel	50.000
Mostar	Tekuća goriva	36.377	
	LPG	1.000	
Bihać	Tekuća goriva	18.100	
Podzemni terminali	Tekuća goriva	83.000	
Ukupno		-	521.084

Napomena: 1) Rafinerija Brod također posjeduje skladišta za sirovu naftu kapaciteta 163.000 m<sup>3</sup> i skladišta za proizvode kojima je potrebna daljnja prerada kapaciteta 122.863 m<sup>3</sup>.

Izvor: Energy Community Emergency oil stocks in the energy community level

Kako bi se uspostavio cjeloviti sistem upravljanja obaveznim rezervama u Bosni i Hercegovini, nužno je ispuniti temeljne pretpostavke (Slika 5.5.13), koje je u narednom periodu potrebno staviti u jasan vremenski plan te ih razraditi za potrebe provedbe. Provedba mora biti definirana projektnim planom, uz razrađene sve korake realizacije (npr. regulativa, institucionalni okvir, praćenje, metodologija cijena usluga skladištenja, finansijsko poravnanje, planiranje kapaciteta, elementi saradnje i sl.).

**Slika 5.5.13 Temeljne pretpostavke za uspostavu programa obaveznih rezervi**

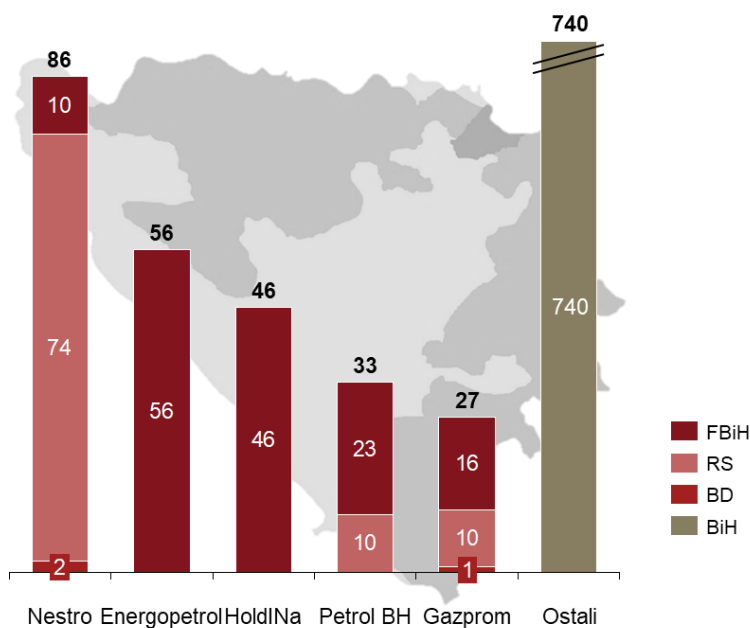


Izvor: Analiza Projektnog tima

### 5.5.6 Tržište maloprodaje naftnih derivata

Maloprodajno tržište u Bosni i Hercegovini vrlo je fragmentirano te njime dominira veliki broj malih privatnika, što je rezultat poslijeratne liberalizacije uvoza naftnih derivata na tržište. Nakon što je Vlada Republike Srpske 2007. godine Neftegazinkoru prodala većinske udjele u rafineriji "Brod", rafineriji ulja "Modriča" i maloprodajnom lancu Petrol Banja Luka, maloprodajni lanac Nestro stanica dominantan je igrač na tržištu maloprodaje naftnih derivata u Bosni i Hercegovini. Nestro trenutno posjeduje 86 benzinskih stanica, od čega je 74 u Republici Srpskoj, 10 u Federaciji Bosne i Hercegovine i 2 u Brčko distriktu Bosne i Hercegovine. Druga dva najveća preduzeća u maloprodaji u Bosni i Hercegovini su Energopetrol i INA, koja posluje pod nazivom HoldINA. U septembru 2006. godine INA je otkupila većinski udio u Energopetrolu, 67%, od Vlade Federacije Bosne i Hercegovine. Tada se INA obavezala na ulaganje u modernizaciju postojeće infrastrukture Energopetrola unutar tri godine od preuzimanja. Unatoč malim inicijalnim ulaganjima u modernizaciju benzinskih stanica, u posljednjim godinama ulaganja se ostvaruju. INA je također uložila u modernizaciju svojih benzinskih stanica, pa je tako do 2014. godine otprilike 37 stanica obnovljeno. U 2012. godini "Gazprom" je preuzeo benzinske stanice od austrijske kompanije OMV i tako ušao na tržište Bosne i Hercegovine.

Slika 5.5.14 Broj benzinskih stanica u Bosni i Hercegovini, procjena za 2016. godinu



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

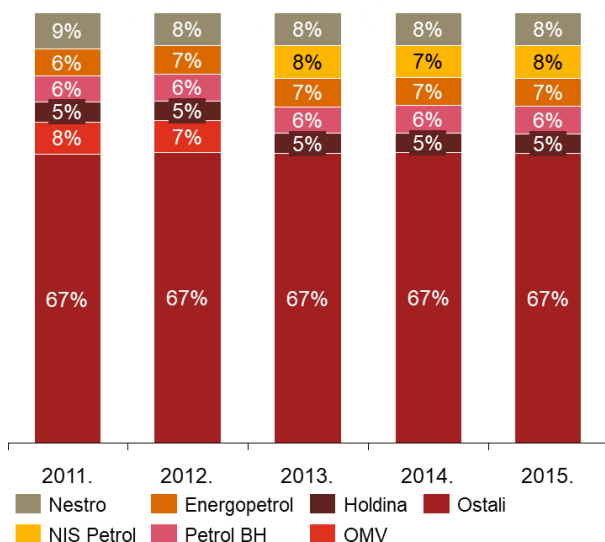
Tabela 5.5.5 Glavne kompanije u maloprodaji u Bosni i Hercegovini

Kompanije	Komentar
<b>Nestro Petrol</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dio "Optima Group" koji je u vlasništvu rafinerije Brod</li> <li>Posjeduje 74 benzinske stanice u Republici Srpskoj, 10 u Federaciji Bosne i Hercegovine i 2 u Distriktu Brčko</li> </ul>
<b>Energopetrol</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vlasnička struktura Energopetrola je: 67% INA, 22% Vlada Federacije Bosne i Hercegovine i 11% mali dioničari</li> <li>Svih 64 benzinskih stanica je u Federaciji Bosne i Hercegovine</li> </ul>
<b>HoldINA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dio INA d.d. i raspolaže sa 45 benzinskih stanica u Federaciji Bosne i Hercegovine</li> <li>Posjeduje skladište naftnih derivata u Plugovima, gdje se uvozi nafta iz rafinerija Sisak i Rijeka</li> </ul>
<b>Petrol BH Oil Company</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>100% vlasnik Petrol d.d. Ljubljana</li> <li>Posjeduje 25 benzinskih stanica u Federaciji Bosne i Hercegovine i 5 u Republici Srpskoj</li> </ul>
<b>Gazprom</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>"Gazprom", koji ima 56% udjela u NIS-u, posjeduje 21 stanicu u Federaciji Bosne i Hercegovine, 5 u Republici Srpskoj i 1 u Distriktu Brčko</li> </ul>

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

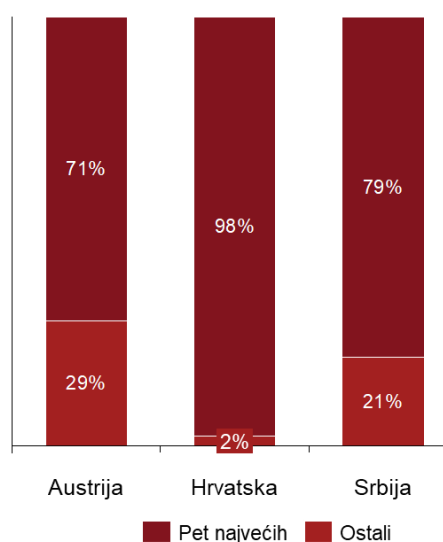
U Bosni i Hercegovini dominiraju mali privatni poduzetnici s relativno niskim nivoima prodaje. Tržište je liberalizirano, pa se cijene naftnih derivata formiraju slobodno. U Bosni i Hercegovini, 75% benzinskih stanica u vlasništvu je malih privatnika, ali njihov tržišni udio je samo 67% (Slika 5.5.15), što ukazuje na neefikasnost i slabo poslovanje većeg broja benzinskih stanica u privatnom vlasništvu. Tržište maloprodaje naftnih derivata u Bosni i Hercegovini je više fragmentirano nego tržišta u regiji, gdje pet najvećih kompanija ima znatno viši udio tržišta (Slika 5.5.16). Zbog vrlo fragmentiranog tržišta naftnih derivata smanjena su ulaganja u modernizaciju benzinskih stanica koja se odnose na povećanje sigurnosti i smanjenja utjecaja na okoliš.

**Slika 5.5.15 Tržišni udjeli glavnih maloprodajnih kompanija u Bosni i Hercegovini u procentima, 2011–2015. (procjena)**



Izvor: WoodMackenzie pregled downstreama Austrija, Hrvatska, Srbija te Bosna i Hercegovina (2016)

**Slika 5.5.16 Poređenje strukture maloprodajnog tržišta u regiji u procentima, 2015. godina**



Izvor: WoodMackenzie pregled downstreama Austrija, Hrvatska, Srbija te Bosna i Hercegovina (2016)






Fragmentiranost tržišta utječe na produktivnost malih privatnih kompanija, koja je vrlo niska. Produktivnost distributivne mreže računa se kao odnos prodanih količina derivata nafte i broja benzinskih pumpi. Količina prodanih derivata utvrđuje se prema ukupnoj prodanoj količini naftnih derivata i tržišnom učešću kompanije. Najveću produktivnost imaju kompanije s većim tržišnim udjelima na nivou Bosne i Hercegovine. Prema procjeni izvještaja “WoodMackenzie BiH downstream oil long-term outlook 2016”, produktivnost većih igrača u maloprodaji kreće se 1,0 – 2,0 (odnos količine prodanih derivata i broja benzinskih stanica). Za male privatnike, usprkos velikom učešću na tržištu, produktivnost je osjetno manja i kreće se ispod nivoa od 1,0.

## 5.5.7 Regulatorni i institucionalni okvir

### 5.5.7.1 Nivo Bosne i Hercegovine

Istraživanje i proizvodnja sirove nafte i gasa regulirana je na entitetskom nivou, izuzev dodjela koncesija u slučaju kada se koncesiono dobro prostire na području dva entiteta. Prema Zakonu o koncesijama Bosne i Hercegovine, u slučaju zajedničke nadležnosti Bosne i Hercegovine i/ili Federacije Bosne i Hercegovine i/ili Republike Srpske i/ili Brčko distrikta Bosne i Hercegovine za dodjelu koncesija, nadležni organi usaglašavaju uvjete i oblik dodjele koncesije (Slika 5.5.17).

**Slika 5.5.17 Pravni okvir za eksploataciju i istraživanje ugljikovodika u Bosni i Hercegovini**

	Republika Srpska	Federacija BiH
 <b>Nadležno ministarstvo</b>	Ministarstvo industrije, energetike i rudarstva	Federalno ministarstvo energije, rudarstva i industrije
 <b>Nadležni sektor/resor</b>	Resor za rudarstvo i geologiju	Sektor rudarstva
 <b>Zakoni na nivou entiteta</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zakon o energetici RS-a</li> <li>Zakon o rudarstvu RS-a1</li> <li>Zakon o geološkim istraživanjima RS-a2</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zakon o rudarstvu FBiH</li> <li>Zakon o geološkim istraživanjima FBiH</li> <li>Zakon o istraživanju i eksploataciji nafte i gasa u FBiH, koji ima isključivu primjenu za projekte od strateškog interesa za FBiH2</li> </ul>
 <b>Regulacija koncesija na nivou države</b>	Zakon o koncesijama BiH	
 <b>Regulacija koncesija na nivou entiteta</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zakon o koncesijama RS-a</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zakon o koncesijama FBiH</li> <li>Uredba 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</li> </ul>

Napomena: 1) U proceduri je novi Zakon o rudarstvu, 2) U proceduri su izmjene i dopune ovog zakona  
Izvori: MIER, FMERI

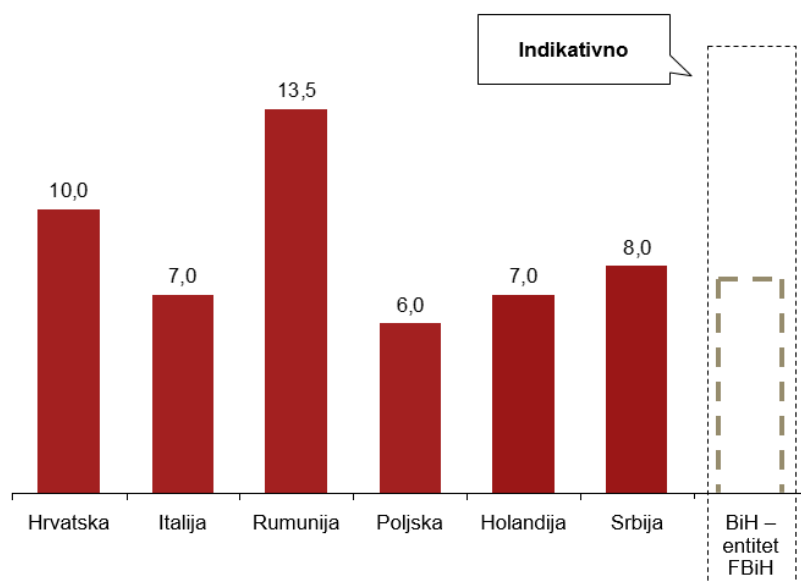
Vijeće ministara Bosne i Hercegovine donosi Odluku o kvalitetu tečnih naftnih goriva ("Službeni glasnik Bosne i Hercegovine", broj: 27/02, 28/04, 16/05, 14/06, 22/07, 101/08, 71/09, 58/10 i 73/10). Odlukom o kvalitetu tečnih naftnih derivata propisuju se uvjeti kvaliteta koje moraju ispunjavati tečna naftna goriva koja se na teritoriji Bosne i Hercegovine koriste u motorima s unutrašnjim sagorijevanjem, kao i tečna goriva namijenjena za sagorijevanje radi neposredne proizvodnje toplinske energije, i propisuju se 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 cjelokupnoj teritoriji Bosne i Hercegovine. U momentu izrade ovog dokumenta radilo se na izradi nove Odluke.

### 5.5.7.2 Regulatorni okvir u Federaciji Bosne i Hercegovine

Federacija Bosne i Hercegovine nadležna je za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika. Zakon o istraživanju i eksploataciji nafte i gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine ima značaj posebnog zakona za reguliranje 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 Federaciju Bosne i Hercegovine. U tom slučaju, Vlada Federacije Bosne i Hercegovine, kao koncedent, uz odobrenje Parlamenta Federacije Bosne i Hercegovine, može potpisati ugovor o dodjeli koncesije za istraživanje i eksploataciju nafte i gasa bez korištenja postupka odabira propisanog koncesijskim zakonima. Postupak dodjele ugovora vrši se putem direktnog pregovaranja. Koncesionar može biti pravno lice registrirano 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 Federaciji Bosne i Hercegovine ili, izuzetno, u drugoj državi. Prema Zakonu o istraživanju i eksploataciji nafte i gasa, koncesionar je dužan prodati do 30% ukupne proizvodnje ugljikovodika Vladi Federacije Bosne i Hercegovine. Koncesijska naknada utvrđuje se ugovorom o koncesiji, a u skladu s 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 Federaciji Bosne i Hercegovine ("Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine", broj: 70/14).

Konkurentne stope progresivne naknade i transparentan sistem naplate naknada nužni su za poticanje investicija u istraživanje. U Federaciji Bosne i Hercegovine, koncesionar je dužan plaćati koncesijsku naknadu tokom 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 određuju se ugovorom o koncesiji i nisu regulirane zakonom. Federacija Bosne i Hercegovine mora održavati rudnu rentu dovoljno niskom kako bi privukla investicije, ali istovremeno dovoljno visokom da osigura priliv sredstava u proračun. Rudna renta u FBiH nije definirana, za razliku od zemalja u okruženju, što sistem naplate čini netransparentnim i smanjuje konkurentnost s obzirom na regiju (Slika 5.5.18).

**Slika 5.5.18 Maksimalne stope rudne rente ili ekvivalentne naknade, u procentima, za Federaciju Bosne i Hercegovine**



Izvor: Zakon o istraživanju i eksploataciji nafte i gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine, analiza projektnog tima

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 Federacije Bosne i Hercegovine. Upravne i stručne poslove u vezi s eksploatacijom nafte i gasa vodi FMERI.

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 energetskih 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-a 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 naveliko naftnim derivatima, izuzev LPG-a,
- c. transport naftnih derivata drumskim ili željezničkim saobraćajem,
- d. trgovina namalo naftnim derivatima,
- e. skladištenje naftnih derivata, izuzev LPG-a,
- f. trgovanje LPG-om.

Nadležnosti FERK-a u okviru sektora naftne privrede:

1. reguliranje energetske djelatnosti: proizvodnja naftnih derivata, trgovina naveliko naftnim derivatima, izuzev LPG-a, transport naftnih derivata drumskim ili željezničkim prometom, trgovina namalo naftnim derivatima, skladištenje naftnih derivata, osim LPG-a, i trgovanje LPG-om;
2. nadzor i reguliranje odnosa između uvoznika, trgovaca naveliko, trgovaca namalo, 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 njega;
5. osiguranje nediskriminacije, efikasne konkurencije i efikasnog funkcioniranja tržišta naftnih derivata, obračujući posebnu pažnju na sigurnost snabdijevanja naftnim derivatima;
6. osiguranje transparentnih i jednakopravnih odnosa između svih učesnika na tržištu, u skladu s politikom i reformom naftnog sektora;
7. zaštita prava učesnika u naftnom sektoru (uvoznika, trgovaca naveliko, trgovaca namalo, transportera i kupaca naftnih derivata) preko usaglašavanja njihovih interesa;
8. uspostava uvjeta za konkurentnost na tržištu naftnih derivata.

Cijene naftnih derivata formiraju se slobodno, prema tržišnim uvjetima. Naftni derivati koji se uvoze, proizvode i stavljaju u trgovinu moraju zadovoljavati uvjete utvrđene Odlukom o kvalitetu tečnih naftnih goriva u Bosni i Hercegovini.

FMERI nadzire i poduzima aktivnosti u svrhu sigurne, redovne i kvalitetnog snabdijevanja naftnim derivatima. Vlada Federacije Bosne i Hercegovine na prijedlog FMERI-a donosi plan intervencije u slučaju poremećaja na tržištu Federacije Bosne i Hercegovine 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 toplinske energije za tržište i za kupce koji zahtijevaju posebnu sigurnost i kvalitet snabdijevanja u Federaciji Bosne i Hercegovine te za stabilno i sigurno odvijanje zračnog saobraćaja. Operativne zalihe formiraju se na nivou petnaestodnevnih prosječnih potreba u prethodnoj kalendarskoj godini. Formiraju se za sljedeće naftne derivate: dizelska goriva, lož-ulja, gorivo za mlazne motore i LPG, i to isključivo u rezervoarima lociranim na teritoriji Federacije Bosne i Hercegovine. 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 toplinsku 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 Bosne i Hercegovine zbog vanrednih poremećaja u snabdijevanju, u skladu s Direktivom 2009/119/EC. Provedbeni propisi o načinu i metodologiji formiranja i čuvanja obaveznih zaliha ne postoje. U Federaciji Bosne i Hercegovine nisu formirane obavezne zalihe nafte.

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

Zalihe i rezerve naftnih derivata čuvaju se isključivo kod Operatora – Terminali Federacije d.o.o. (društvu u 100% vlasništvu Federacije Bosne i Hercegovine). Djelatnosti Operatora, između ostalog, su:

1. trgovina naveliko 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 s ministarstvima i nadležnim inspekcijama, u skladu s posebnim propisima;
7. saradnja s domaćim i inozemnim energetske tijelima i/ili subjektima;
8. osiguranje tehničko-tehnološke ispravnosti postrojenja i skladišta za skladištenje naftnih derivata.

Zakonom je uspostavljena taksa za finansiranje uspostavljanja rezervi naftnih derivata u Federaciji Bosne i Hercegovine. Taksa se plaća na promet naftnih derivata koji služe za krajnju potrošnju u visini od 0,01 KM/l (0,005 EUR/l) naftnih derivata, uključujući i LPG, koji se koristi u motorima s 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 propisani su Zakonom o naftnim derivatima (kvalitet utvrđen standardima) i Pravilnikom o kvalitetu tečnih naftnih goriva. Praćenje kontrole kvaliteta i količina naftnih derivata (monitoring) vrši se u skladu s Odlukom o kvalitetu tečnih naftnih goriva Bosne i Hercegovine ("Službeni glasnik Bosne i Hercegovine", 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. Trenutno je pokrenuta inicijativa za izmjene i dopune Zakona o naftnim derivatima Federacije Bosne i Hercegovine.

### 5.5.7.3 Regulatorni okvir u Republici Srpskoj

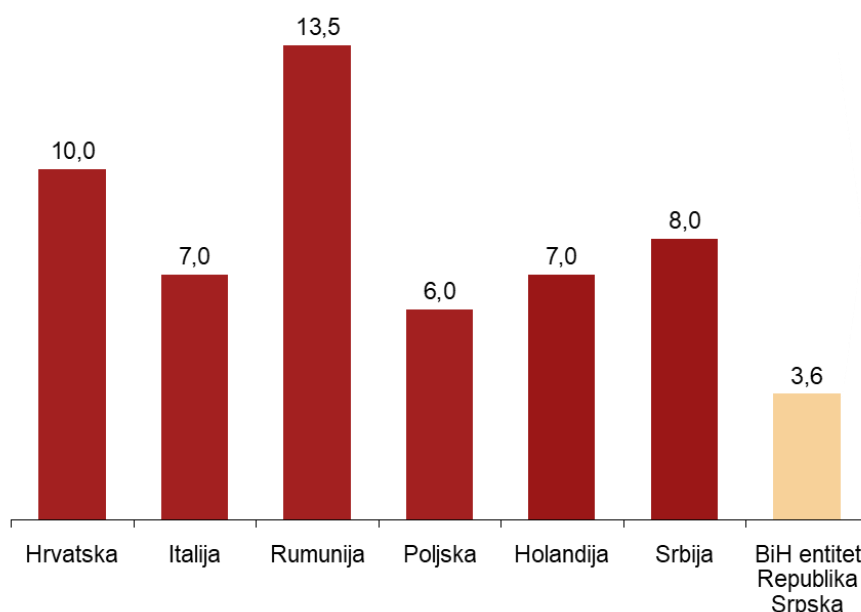
Oblast istraživanja i eksploatacije mineralnih sirovina u Republici Srpskoj normirana je Zakonom o rudarstvu i Zakonom o geološkim istraživanjima. U proceduri su novi Zakon o rudarstvu i izmjene i dopune Zakona o geološkim istraživanjima. Dodjeljivanje prava korištenja mineralnih sirovina te određivanje naknade vrši se u skladu sa Zakonom o koncesijama Republike Srpske i pod zakonskim aktima iz oblasti koncesija. Dodjeljivanje koncesije za koncesiono dobro koje se prostire na području oba entiteta vrši se u skladu sa Zakonom o koncesijama Bosne i Hercegovine (Slika 5.5.17).

Zakonom o rudarstvu uređuju se uvjeti i način eksploatacije rudnog bogatstva u zemlji i na njenoj površini, riječnom i jezerskom dnu ili ispod njega, izgradnja, korištenje i održavanje rudarskih objekata, rudarski projekti, rudarska geodetska mjerenja i planovi, mjere zaštite, nadzor i druga pitanja koja se odnose na korištenje mineralnih sirovina na teritoriji Republike Srpske. Rudnim blagom smatraju se sve organske i neorganske mineralne sirovine. Eksploatacijom mineralnih sirovina smatra se i izvođenje radova na pripremi, obogaćivanju i oplemenjivanju mineralnih sirovina, a u eksploataciji nafte i zemnih gasova i radovi na separaciji nafte i gasa, pripremi nafte i gasa na eksploatacijskom polju za transport i uskladištenje, izdvajanje prirodnih tečnih gasova (etan, propan, butan i prirodni gazolin) u degazolinažama i sličnim postrojenjima, kao i transport ovih sirovina sabirnim naftovodima i gasovodima na eksploatacijskom polju.

Prema Zakonu o geološkim istraživanjima, geološka istraživanja su istraživanja i ispitivanja koja se izvode radi upoznavanja sastava, razvoja i građe zemljine kore, izrade geoloških karata, pronalaženja i utvrđivanja količina i kvaliteta mineralnih sirovina i ekonomskih efekta njihovog korištenja, utvrđivanja geoloških karakteristika tla i stijena za izgradnju objekata i sanaciju terena, identifikacije, proučavanja i zaštite objekata geonaslijeđa, planiranja prostora, zaštite i unapređivanja životne sredine na principima održivog razvoja, izrada i revizija geološke dokumentacije i poslova stručnog nadzora. MIER vrši upravne i stručne poslove u oblasti rudarstva i geoloških istraživanja. Republički zavod za geološka istraživanja je nadležan za istraživačke i stručno-analičke poslove iz oblasti geoloških istraživanja (izrađuje plansku dokumentaciju i geološke karte, vodi banku jezgra istražnih bušotina) te provodi osnovna geološka istraživanja koja su od općeg interesa za Republiku Srpsku.

Za istraživanje i eksploataciju mineralnih sirovina dodjeljuje se koncesija. Licence i rješenja za vršenje geoloških istraživanja izdaje MIER. Prema Pravilniku o visini koncesijske naknade i bankarskim garancijama u oblasti elektroenergetike, energenata, rudarstva i geologije ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 67/14), u oblasti energenata (nafta i gas) jednokratna naknada iznosi 0,5% od vrijednosti planirane investicije, a koncesijska naknada iznosi 3,6% od ukupnih prihoda ostvarenih obavljanjem koncesijske djelatnosti. Visina koncesijske naknade određuje se ugovorom o koncesiji, a u skladu s metodologijom propisanom Pravilnikom. Republika Srpska mora održavati rudnu rentu dovoljno niskom kako bi privukla investicije, ali istovremeno dovoljno visokom da osigura priliv sredstava u proračun. Rudna renta u Republici Srpskoj znatno je niža u odnosu na zemlje u regiji, što je čini konkurentnom za ulaganje u istraživanje i proizvodnju nafte (Slika 5.5.19).

**Slika 5.5.19** Maksimalne stope rudne rente ili ekvivalentne naknade, u procentima, za Republiku Srpsku



Izvor: Pravilnik o visini koncesione naknade i bankarskim garancijama u oblasti elektroenergetike, energenata, rudarstva i geologije, Zakon o rudarstvu Republike Srpske



Zakonom o nafti i derivatima nafte uređuju se djelatnosti u oblasti nafte i derivata nafte, njihovo reguliranje, funkcioniranje tržišta nafte i derivata nafte, uvjeti za kvalitetnu i sigurno snabdijevanje kupaca nafte i derivata nafte te formiranje i održavanje operativnih i obaveznih rezervi derivata nafte. RERS postupa kao regulator za reguliranje energetskih djelatnosti proizvodnje derivata nafte, transporta nafte naftovodima, transporta derivata nafte produktovodima i skladištenje nafte i derivata nafte. U tom smislu, RERS je nadležan za:

1. utvrđivanje metodologije za obračun troškova transporta nafte naftovodima i transporta derivata nafte produktovodima;
2. donošenje tarifnog sistema za obračun cijene za korištenje naftovoda odnosno produktovoda;
3. odobravanje cijene za korištenje naftovoda odnosno produktovoda;
4. utvrđivanje kriterija i propisivanje uvjeta za dobivanje, izmjenu, dopunu i oduzimanje dozvole za obavljanje djelatnosti, rješavanje u postupku za dobivanje, izmjenu, dopunu i oduzimanje dozvole za obavljanje djelatnosti u oblasti nafte i derivata nafte i vođenje registra izdanih i privremeno ili trajno oduzetih dozvola za obavljanje djelatnosti u oblasti nafte i derivata nafte;
5. rješavanje u drugom stepenu po žalbi;
6. nadzor nad obavljanjem djelatnosti za koje izdaje dozvole u oblasti nafte i derivata nafte, u skladu sa Zakonom o nafti i derivatima nafte i načelima utvrđenim u ovom zakonu, uključujući praćenje primjene tarifnih sistema i metodologija za pristup i korištenje naftovoda odnosno produktovoda.

Cijene derivata nafte formiraju se slobodno, prema tržišnim uvjetima. Energetski subjekti koji obavljaju djelatnost trgovine naveliko naftom i derivatima nafte i trgovine namalo derivatima nafte obavezni su Ministarstvu trgovine i turizma i MIER-u dostavljati podatke o uvozu i trgovini nafte i derivata nafte koji se odnose na količinu, porijeklo, cijenu i kvalitet. Derivati nafte koji se uvoze, proizvode i stavljaju u trgovinu moraju zadovoljavati uvjete utvrđene Odlukom o kvalitetu tečnih naftnih goriva u Bosni i Hercegovini.

MIER nadzire i preuzima aktivnosti u svrhu sigurnog, redovnog i kvalitetnog snabdijevanja derivatima nafte. Na prijedlog MIER-a, Vlada Republike Srpske može donijeti plan intervencije u sektoru nafte i derivata nafte, u slučaju izuzetnih situacija i poremećaja na tržištu, neočekivanog ili neprekidnog nedostatka derivata nafte, velikih prirodnih nepogoda, tehnoloških katastrofa ili neočekivanog i visokog rasta cijena nafte i derivata nafte na svjetskom tržištu. Zbog toga je Zakonom o nafti i derivatima nafte propisana obaveza formiranja obaveznih rezervi derivata nafte radi osiguranja sigurnosti snabdijevanja u Republici Srpskoj. Izmjenama Zakona o nafti i derivatima nafte propisano je da formiranje, čuvanje i obnavljanje obaveznih rezervi derivata nafte obavlja Javno preduzeće "Robne rezerve Republike Srpske" a.d. Banja Luka. Nije utvrđena metodologija o računanju količine obaveznih zaliha. U RS-u nije normiran način uspostavljanja, finansiranja i održavanja obaveznih zaliha derivata nafte niti postoje obavezne rezerve.

## 5.5.8 Strateške smjernice

S obzirom na trenutno stanje u sektorima istraživanja i proizvodnje sirove nafte, prerade, veleprodaje, skladištenja i maloprodaje naftnih derivata, definirane su strateške smjernice strategije (Tabela 5.5.6).

Tabela 5.5.6 Strateške smjernice strategije za sektor nafte i naftnih derivata u Bosni i Hercegovini

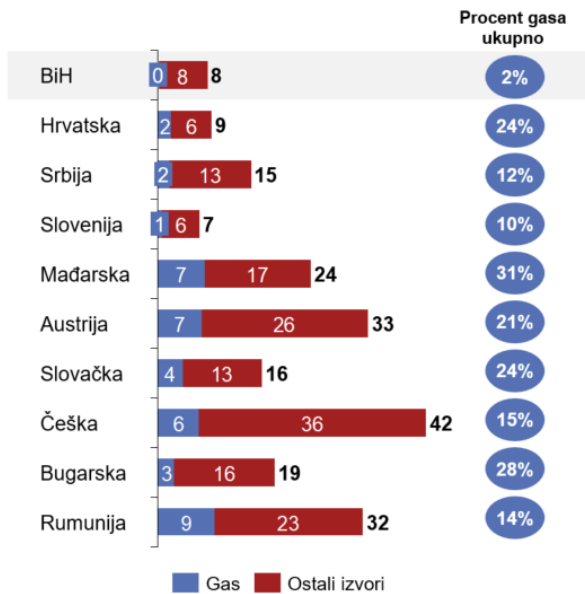
	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište	Povećati stepen istraživanja naftnih potencijala u Bosni i Hercegovini	Daljnja harmonizacija i usklađenje procesa istraživanja i proizvodnje nafte, s ciljem podrške investicijskim procesima te stimuliranja investicijskih aktivnosti potencijalnih ulagača
	Izrada poticajnog okvira u smjeru modernizacije rafinerije Brod, s ciljem osiguranja kvaliteta naftnih derivata	U partnerskoj saradnji s vlasnikom rafinerije Brod definirati ključne ciljeve i dinamiku daljnjih investicijskih aktivnosti u modernizaciji rafinerije (npr. hidrokreking) Cilj je osigurati povećanje kvaliteta prerađenih derivata te smanjiti negativan utjecaj na okoliš i zdravlje
	Aktivna kontrola kvaliteta derivata koji se prodaju na vrlo fragmentiranom maloprodajnom tržištu	Daljnje unapređenje kapaciteta i mehanizama kontrole kvaliteta naftnih derivata koji se prodaju kroz fragmentiranu maloprodajnu mrežu Aktivno upravljanje prostornim planovima s ciljem kontrole daljnje fragmentacije mreže
	Osiguravanje skladišnih kapaciteta i izrada sistema naplate	Provesti analizu stanja postojećih skladišnih kapaciteta, utvrditi potrebna ulaganja u obnovu i izgradnju novih kapaciteta i izraditi sistem finansiranja obaveznih rezervi.
Regulativa	Uspostaviti zakonodavni okvir za obavezne zalihe nafte i naftnih derivata	Sukladno zahtjevima Direktive 2009/119/EC, trenutno nije u potpunosti uspostavljen zakonodavni okvir za obavezne rezerve nafte i naftnih derivata. MVTEO je formiralo radnu grupu početkom 2016. godine koja je predložila smjernice za uspostavu obaveznih rezervi nafte. Radi sigurnosti snabdijevanja naftom i poštivanja preuzetih obaveza, potrebno je čim prije upotpuniti zakonodavni okvir za čuvanje obaveznih naftnih rezervi.
	Osiguravanje kvaliteta nafte i naftnih derivata	Odluka o kvalitetu tečnih naftnih goriva u Bosni i Hercegovini donosi se na nivou Bosne i Hercegovine. Godine 2016. formirana je komisija koja je sačinjena od predstavnika MVTEO BiH i entitetskih nadležnih ministarstava te inspeksijskih uprava. Odlukom se propisuje kvalitet nafte i naftnih derivata na tržištu, u skladu s Ugovorom o uspostavljanju Energetske zajednice i standardima EU

## 5.6 Sektor gasa

### 5.6.1 Stanje i trendovi u sektoru gasa za širu regiju

Prirodni gas kao energent zauzima nizak udio u ukupnoj potrošnji za Bosnu i Hercegovinu (~2%), dok je u ostalim zemljama u regiji iznosio ~10% – 30%. Jedan od razloga je činjenica da Bosna i Hercegovina, između ostalog, nema instaliranih kapaciteta TE na gas u proizvodnom miksu, koji 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, znatno veći u bruto domaćoj potrošnji.

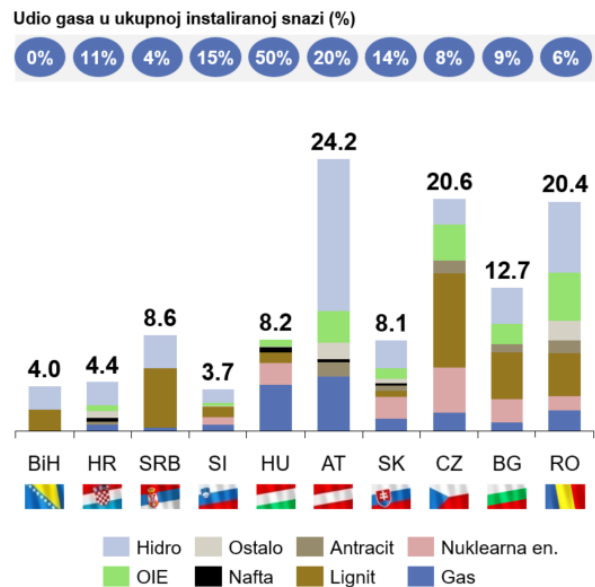
**Slika 5.6.1 Udio gasa u bruto domaćoj potrošnji energenata u mtoe, 2015. godina<sup>1</sup>**



Napomena: 1) Za Bosnu i Hercegovinu, bruto domaća potrošnja odnosi se na 2014. godinu, prema posljednjim dostupnim podacima Agencije za statistiku Bosne i Hercegovine, dok se instalirani kapaciteti odnose na 2016. godinu, prema NOSBiH Indikativnom planu 2017–2026.

Izvor: Eurostat 2015, Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine, ukupni energetska bilans BiH 2014.

**Slika 5.6.2 Udio gasa u instaliranoj snazi proizvodnog miksa u GW, 2015. godina<sup>1</sup>**

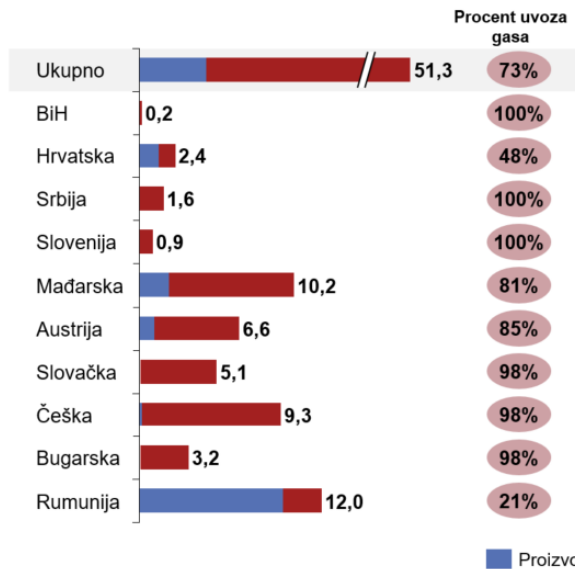


Napomena: 1) Za Bosnu i Hercegovinu, bruto domaća potrošnja odnosi se na 2014. godinu, prema posljednjim dostupnim podacima Agencije za statistiku Bosne i Hercegovine, dok se instalirani kapaciteti odnose na 2016. godinu, prema NOSBiH Indikativnom planu 2017–2026.

Izvor: ENTSOE Statistical Factsheet 2015, NOSBiH Indikativni plan razvoja proizvodnje 2017–2026.

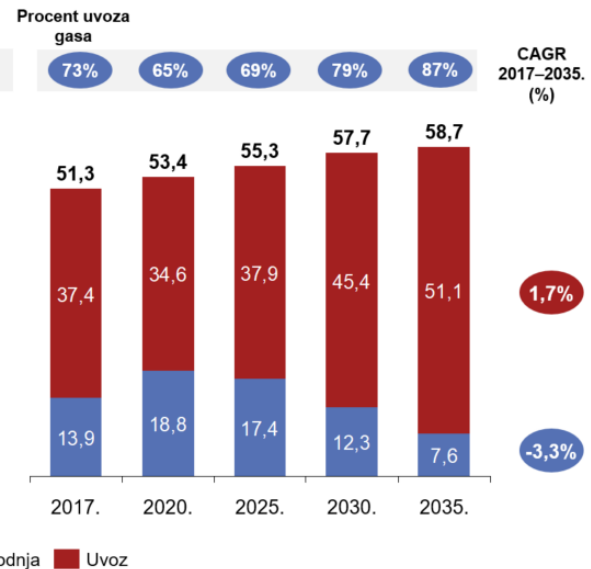
U kontekstu potrebe za gasom (Slika 5.6.3), za zemlje u regiji karakteristično je da namiruju većinu potražnje putem uvoza, koji iznosi 73% od ukupnih potreba, tj. 51 milijardu m<sup>3</sup> godišnje. Najveći udio vlastite proizvodnje ostvaruje Rumunija, u iznosu od 79% potreba za gasom. Ostale zemlje koje imaju vlastitu proizvodnju veću od 15% su Hrvatska, Mađarska i Austrija. Bosna i Hercegovina nema vlastitu proizvodnju i potpuno je zavisna od uvoza kako bi se namirile godišnje potrebe od ~0,2 milijarde m<sup>3</sup>. Prema projekcijama ENTSO-G (Slika 5.6.4), potražnja će do 2035. godine porasti na ~59 milijardi m<sup>3</sup> 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. Posljedično, može se očekivati nastavak povećanja uvoza do 2035. godine, koji će činiti 87% ukupnih potreba za prirodnim gasom.

**Slika 5.6.3 Snabdijevanje gasom na proširenom tržištu, po zemljama i izvoru u milijardama m<sup>3</sup> (bcm), 2017. godina**



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

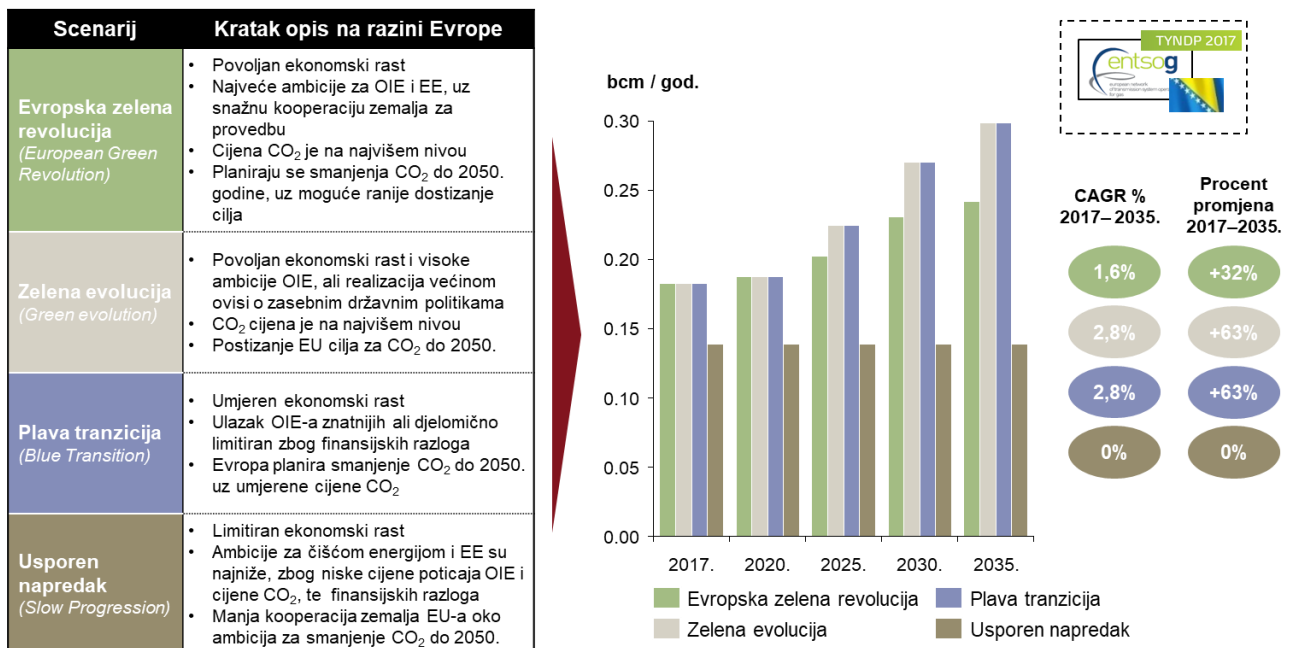
**Slika 5.6.4 Razvoj snabdijevanja gasom na proširenom tržištu, po izvoru, u milijardama m<sup>3</sup> (bcm), 2017–2035.**



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

Prema ENTSO-G projekcijama, definirana su četiri scenarija u kojem će se smjeru kretati potražnja za prirodnim gasom po zemljama u Evropi. Scenariji se temelje na mogućim scenarijima ekonomskog razvoja te ambiciji za čistiju energiju na nivou EU (dostizanje ciljeva CO<sub>2</sub> do 2050. godine, saradnja zemalja u vezi s integracijom OIE i EE, kretanje cijena CO<sub>2</sub>, finansijske mogućnosti itd.). Ako se promotri očekivano kretanje potražnje za prirodnim gasom za Bosnu i Hercegovinu, jedino scenarij "Usporenog napretka" predviđa stagnaciju potražnje, dok ostala tri scenarija predviđaju rast, prvenstveno nakon 2025. godine. Konkretno, prema scenariju "Evropske zelene revolucije" očekuje se promjena rasta potražnje od 32% do 2035. godine, dok se prema scenarijima "Zelene evolucije" i "Plave tranzicije" očekuje najveći rast potražnje od 63% do 2035. godine (Slika 5.6.5).

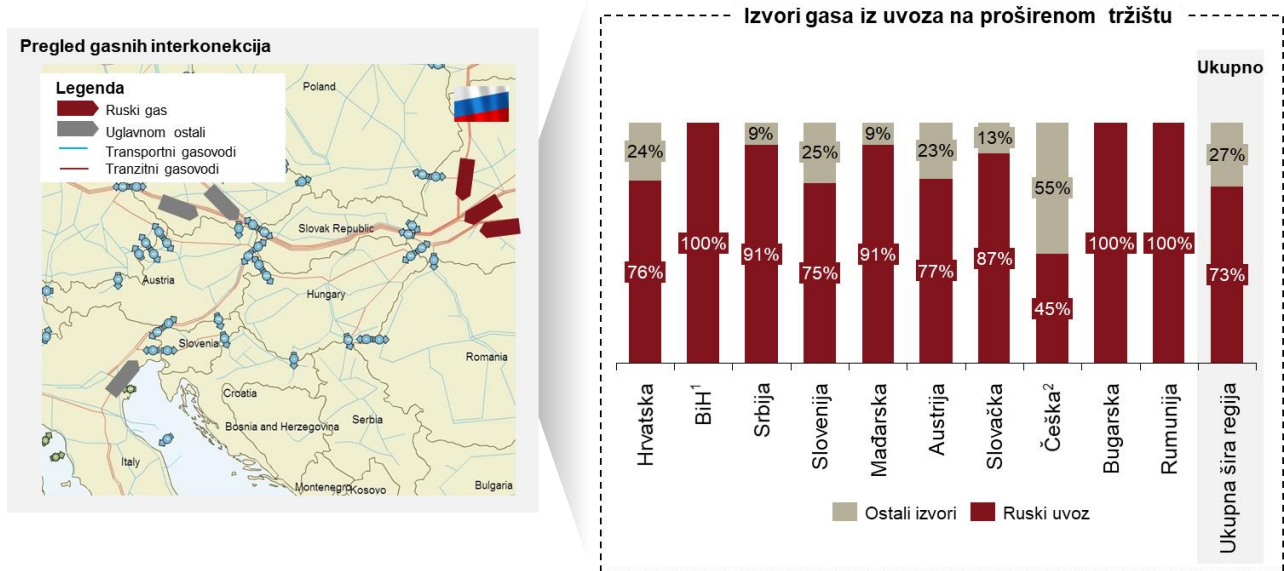
**Slika 5.6.5 ENTSO-G scenariji razvoja potražnje za gasom u Bosni i Hercegovini, u milijardama m<sup>3</sup> (bcm), 2017–2035.**



Izvori: ENTSO-G TYNDP 2017 Main Report, ENTSO-G TYNDP Demand & Supply Projections, analiza Projektnog tima

Trenutno se većina uvoza za širu regiju doprema iz ruskih izvora, koji čine ~73% ukupnog uvoza (Slika 5.6.6). Ruski gas doprema se preko Ukrajine, a zatim tranzitnim pravcima kroz Mađarsku i Slovačku. Iz navedenog je vidljivo da je regija tradicionalno jako zavisna od dopremanja gasa iz jednog izvora. Navedena činjenica naročito važi za zemlje koje nemaju vlastitu proizvodnju i skladišta gasa, poput Bosne i Hercegovine, koja namiruje 100% potreba uvozom iz Rusije.

**Slika 5.6.6 Izvori gasa na proširenom tržištu (procent od ukupnog uvoza, procjena), 2014. godina**



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

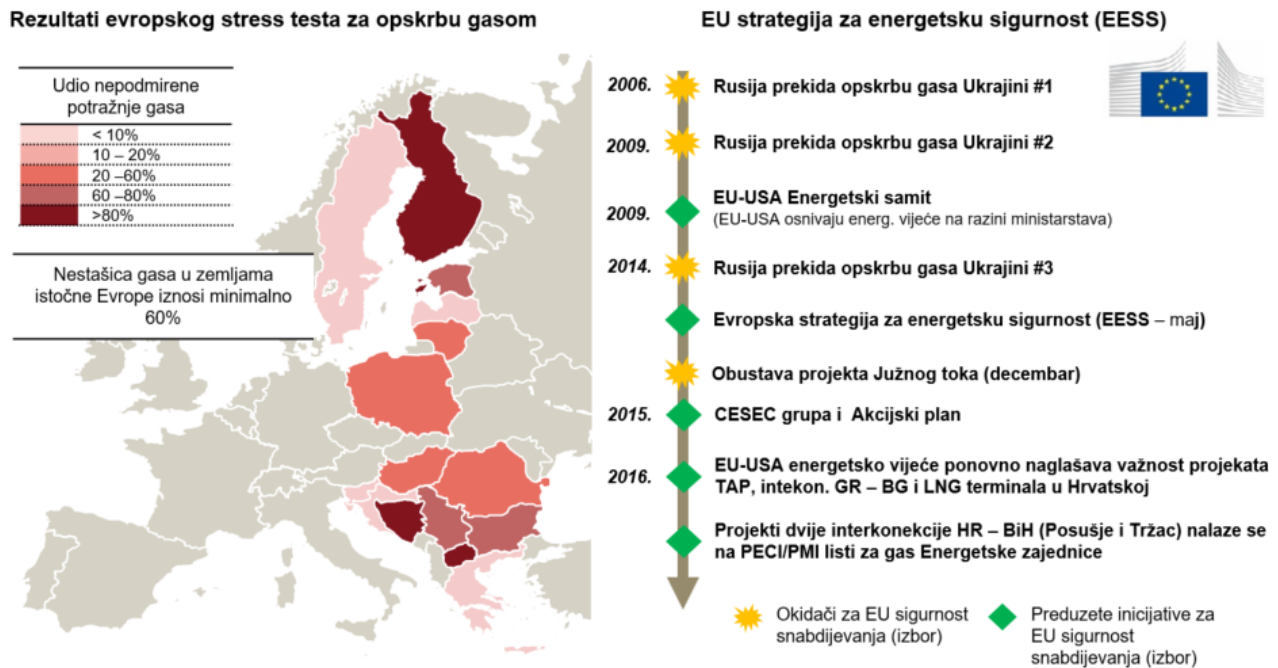
S obzirom na veliku zavisnost šire regije od jednog izvora gasa te događaje prekida isporuke gasa Rusije preko Ukrajine, zbog političkih pitanja u posljednjih desetak godina (2006, 2009. i 2014. godina), EU je provela “stress test” za snabdijevanje gasom. Rezultati “stress testa” pokazali su da bi nestašica gasa iznosila minimalno 60% potražnje u zemljama istočne Evrope.<sup>27</sup> Također prema rezultatima testa, udio nepodmirene potražnje za gasom za Bosnu i Hercegovinu te Makedoniju iznosio bi više od 80%. Slična bi situacija bila i u ostalim zemljama; naprimjer, nepodmirena potražnja za gasom u Srbiji i Bugarskoj iznosila bi 60–80% (Slika 5.6.7).

Prema navedenoj problematici, EU je 2014. godine izradila Evropsku strategiju za energetska sigurnost (engl. *EES*), kako bi pružila potporu zainteresiranim zemljama za diversifikaciju portfelja i sigurnosti snabdijevanja. U 2015. godini je također osnovana CESEC grupa<sup>28</sup> na visokom nivou (engl. *Central and South Eastern Gas Connectivity*), čiji je cilj koordinacija i ubrzanje realizacije izgradnji prekograničnih i transevropskih projekata za diversifikaciju snabdijevanja gasom u JI regiji te daljnja implementacija pravila u sektoru gasa. Nadalje, Evropska zajednica također pruža potporu zemljama članicama kroz PECE/PMI listu projekata. Na najnovijoj listi za PMI projekte iz 2016. godine na popisu su dva projekta relevantna za Bosnu i Hercegovinu: Bosna i Hercegovina (Tržac – Bosanska Krupa) – hrvatska interkonekcija (Lička Jesenica), Bosna i Hercegovina – 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 Bosnu i Hercegovinu i predstavlja potencijalno novi dobavni pravac za gas.

<sup>27</sup> Odnosi se na šestomjesečni prekid ruskog gasa pod prosječnim zimskim uvjetima i dvosedmičnim zahladnjenjem, nekooperativni scenarij.

<sup>28</sup> Republika Srpska nije dala saglasnost da se CESEC memorandum potpiše (za Bosnu i Hercegovinu), u skladu sa Zaključkom Vlade RS-a broj 04/1-012-2-1081/17 od 4. maja 2017. god. Također, spominju se interkonekcije na koje Republika Srpska nije dala saglasnost i koje za RS nemaju ekonomski interes (IAP i Posušje – Tržac).

Slika 5.6.7 Rezultati evropskog stress 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

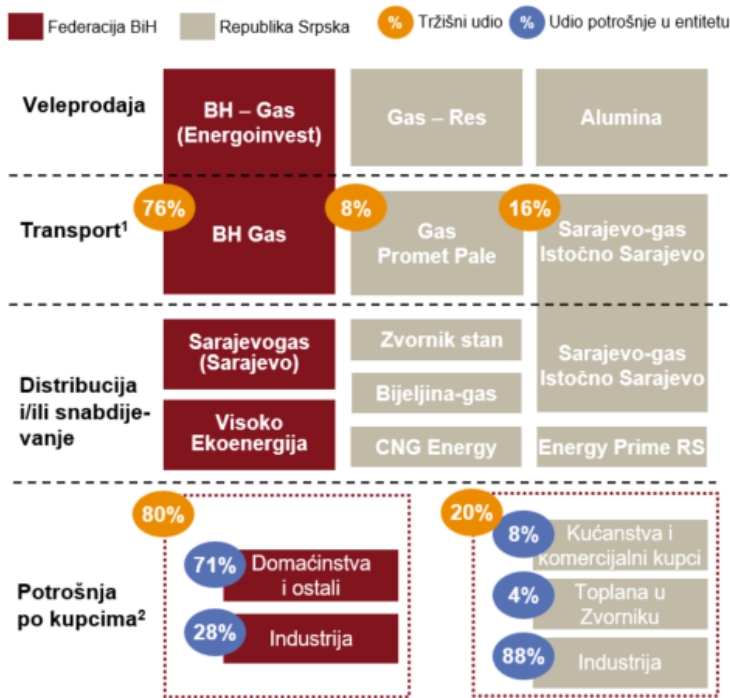
### 5.6.2 Struktura tržišta gasa u Bosni i Hercegovini

Prema strukturi tržišta gasa, Bosna i Hercegovina nema vlastitu proizvodnju gasa i potpuno je zavisna od uvoza (Slika 5.6.8). Gas se namiruje jednim transportnim pravcem iz Rusije, preko Ukrajine, Mađarske i Srbije (Beregovo – Horgoš – Zvornik). U Bosni i Hercegovini, entiteti Federacija Bosne i Hercegovine i Republika Srpska koriste gasovod promjera šesnaest inča, koji međunarodnu granicu s Republikom Srbijom prelazi kod Šepka, a zatim prolazi pravcem Zvornik – Kladanj – Sarajevo. “BH-Gas” djeluje kao operator transporta u Federaciji Bosne i Hercegovine s najvećom dužinom gasovoda od 189 km. Gasovod u RS-u je u zajedničkom vlasništvu “Gas Prometa” a.d. Istočno Sarajevo – Pale (22 km od granice sa Srbijom do Zvornika) te “Sarajevo-gasa” d.o.o Lukavica (40 km između Zvornika i Kladnja). Dozvolu za obavljanje djelatnosti upravljanja sistemom za transport prirodnog gasa u RS-u ima “Gas Promet” a.d. Istočno Sarajevo – Pale. Dozvolu za obavljanje djelatnosti transporta prirodnog gasa u Republici Srpskoj imaju “Gas Promet” Istočno Sarajevo – Pale i “Sarajevo-gas” a.d. Istočno Sarajevo. Ako posmatramo zemlje u okruženju,<sup>29</sup> broj transportnih kompanija sveden je na jedan ili maksimalno dva subjekta, dok medijan dužina gasskog transportnog sistema iznosi ~2.700 km. Također, postojeći gasovod u Bosni i Hercegovini, izgrađen 1979. godine, karakterizira zastarjelost te velika opterećenost tokom zimskog perioda, kada je potrošnja gasa najveća. Stoga je u budućem periodu potrebno aktivno upravljati imovinom (infrastrukturom), kroz koordinirano i redovno provođenje potrebnih modernizacija, rekonstrukcija, izgradnji te održavanja, u skladu s potrebama sistema. Na veleprodajnom tržištu po važećoj uredbi (član 59) za obavljanje poslova vezanih za snabdijevanje potrošača gasom u Federaciji Bosne i Hercegovine određena su privredna društva “Energoinvest” i “BH-Gas”. Kao što je ranije spomenuto, “BH-Gas”, osim obavljanja aktivnosti snabdijevanja upravlja i transportnim sistemom, što nije u skladu s Trećim energetskim paketom. Kao naredni korak potrebna je daljnja harmonizacija s Trećim energetskim paketom te razdvajanje djelatnosti prema predviđenim modelima za gas. Na veleprodajnom tržištu aktivno djeluju “Gas-Res”, preduzeće za gasne projekte koje je osnovala Vlada Republike Srpske, Odlukom na osnovu Zakona o javnim preduzećima (član 2) i Zakona o privrednim društvima (član 7 i 101), koje je potpisalo ugovor sa “Gazpromom”. U terminima distribucije i snabdijevanja, tržište karakteriziraju vertikalno integrirani subjekti “Sarajevogas” i “Visoko Ekoenergija” u Federaciji Bosne i Hercegovine. Integriranost djelatnosti nije u skladu s Trećim energetskim paketom, te je potrebna daljnja harmonizacija zakonodavnog okvira i razdvajanje djelatnosti distribucije i snabdijevanja. Ostvarena prodaja javnih snabdjevača u 2014. godini iznosila je 101,9 milion m<sup>3</sup> za “Sarajevogas” i 5,3 miliona m<sup>3</sup> za “Visoko Ekoenergiju”. Osim dominantne potrošnje grada Sarajeva, veliki dio gasa konzumirali su industrijski potrošači Arcelor Mittal (39,4 miliona m<sup>3</sup>) i Energtek Herz (11,6 miliona m<sup>3</sup>), u 2014. godini. Na području Republike Srpske djeluje vertikalno integrirani subjekt za distribuciju i snabdijevanje “Sarajevo-gas” Istočno Sarajevo, uz potrošnju od 3,1 milion m<sup>3</sup> u 2015. i 2016. godini. “Zvornik stan” integriran je subjekt za distribuciju i snabdijevanje na teritoriju općine Zvornik, koji u svom sastavu ima i toplanu u gradu Zvorniku, uz ostvarenu potrošnju od 2,5 mil. m<sup>3</sup> u 2015. i 2,6 mil. m<sup>3</sup> u 2016. godini. U narednom periodu očekuje se gasifikacija grada Bijeljine, preko društva “Bijeljina-gas”, nakon povezivanja transporta i distribucije. Na tržištu Republike Srpske djeluju i privredna društva iz gasskog sektora “CNG Energy” i “Energy Prime RS”. Također je potrebno u narednom periodu nastaviti harmonizirati zakonodavni okvir i razdvajanje djelatnosti distribucije i snabdijevanja u skladu s Trećim energetskim paketom. Ukupna potrošnja prirodnog gasa u Bosni i Hercegovini u 2015. godini iznosila je ~220 mil. m<sup>3</sup>, s podjelom potrošnje ~80%, za Federaciju Bosne i Hercegovine, te ~20% za Republiku

<sup>29</sup> Odnosi se na Sloveniju, Slovačku, Srbiju, Hrvatsku, Bugarsku, Mađarsku i Rumuniju

Srpsku. Za 2016. godinu ukupna potrošnja prirodnog gasa iznosila je ~221 mil. m<sup>3</sup>, od čega je udio FBiH 72,43%, a RS-a 27,57%.<sup>30</sup>

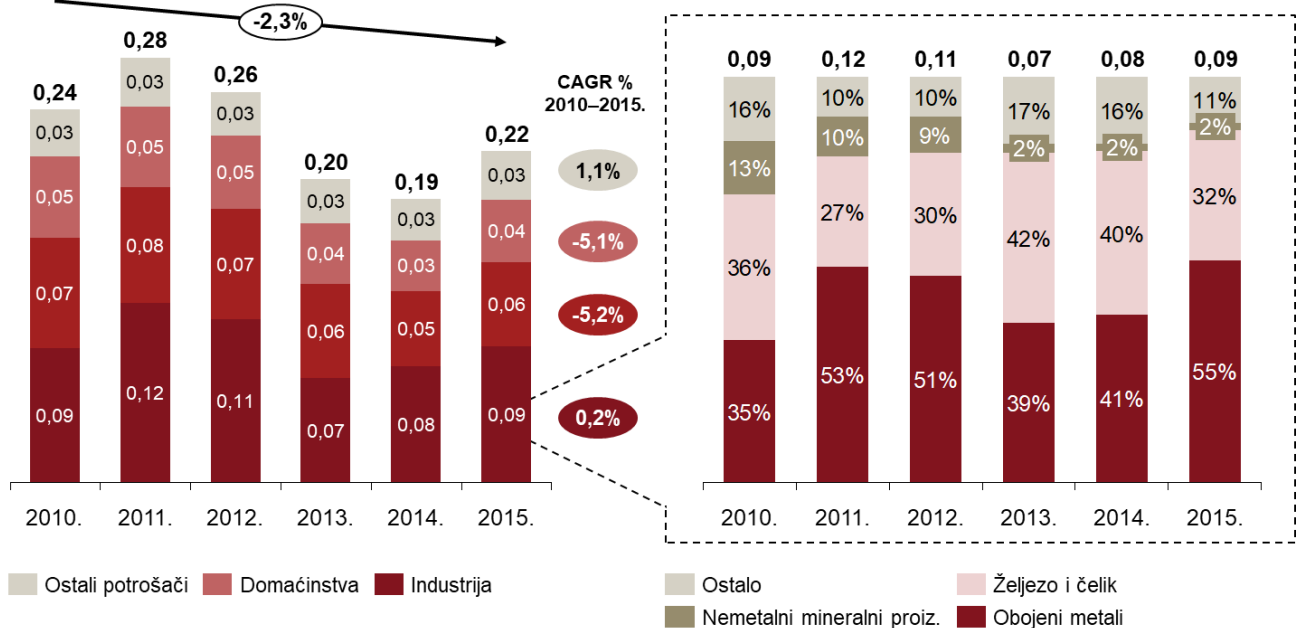
Slika 5.6.8 Struktura tržišta gasa u Bosni i Hercegovini, 2014. i 2015. godina



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

Na nivou Bosne i Hercegovine, trend potrošnje gasa (Slika 5.6.9) bio je negativan u periodu 2010–2015. godine, uz prosječnu godišnju stopu -2,3%. U apsolutnim vrijednostima, potrošnja se kretala između ~0,19 i 0,28 milijardi m<sup>3</sup>, oscilirala je prvenstveno zbog energetskog sektora (toplane) i industrijskog sektora. U industrijskom su sektoru najveći potrošači gasa vezani za proizvodnju obojenih metala (35% – 55% industrijske potrošnje) te željeza i čelika (32% – 42% industrijske potrošnje) u posmatranom periodu.

Slika 5.6.9 Ukupna potrošnja gasa u Bosni i Hercegovini, po kategorijama u milijardama m<sup>3</sup> (bcm), 2010–2015. godina

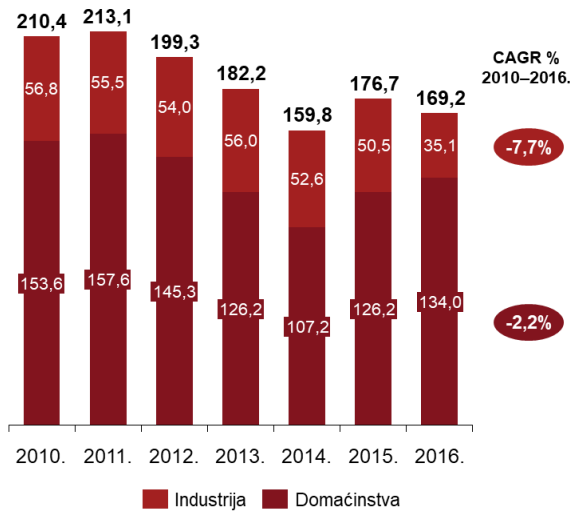


Izvor: Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine – Statistika energije gas 2010–2015.

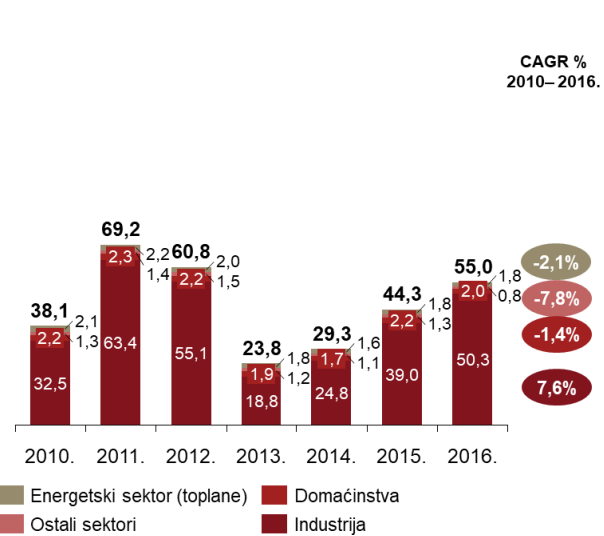
<sup>30</sup> "Gas Promet" – OTS

U periodu 2010–2016. potrošnja gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine iznosila je ~160 do 213 miliona m<sup>3</sup> godišnje (Slika 5.6.10). Potrošnju karakterizira blagi pad, koji je u prosjeku godišnje iznosio -3,6%. Potrošnja gasa u domaćinstvima FBiH iznosila je 107–157 miliona m<sup>3</sup>, gdje je udio domaćinstava iznosio 70–80% ukupne potrošnje gasa. Industrijska potrošnja se u posmatranom periodu kretala ~35–57 miliona m<sup>3</sup>. “BH-Gas” je u posmatranom periodu, osim isporuke gasa u Federaciju Bosne i Hercegovine, isporučivao gas i u Republiku Srpsku. Za industrijske kupce RS-a isporučeno je ukupno 154,3 miliona m<sup>3</sup> za period 2010–2013. godine, dok je za domaćinstva u periodu 2010–2014. isporučeno 7,4 miliona m<sup>3</sup> prirodnog gasa. Za Republiku Srpsku ukupna potrošnja gasa iznosila je ~24–70 miliona m<sup>3</sup> godišnje u periodu od 2010. do 2016. godine (Slika 5.6.11). Potrošnju karakterizira velika volatilnost industrijskih kupaca koji su povijesno imali najveći udio u ukupnoj potrošnji, ~80–90% u posmatranom periodu. Potrošnja gasa u domaćinstvima Republike Srpske iznosila je 2 do 2,3 miliona m<sup>3</sup> godišnje, uz blagi trend opadanja od prosječno 1,4% godišnje. Može se očekivati da će trend rasta u domaćinstvima nakon 2017. godine porasti, s obzirom na gasifikaciju grada Bijeljine nakon izgradnje i povezivanja s transportnim sistemom. Rast potrošnje gasa u budućnosti za Bosnu i Hercegovinu će znatno zavisiti od izgradnje planiranih gasovoda, ali i tržišnih uvjeta, tj. cijena gasa.

**Slika 5.6.10 Potrošnja gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine u milionima m<sup>3</sup> (mcm), 2010–2016.**



**Slika 5.6.11 Potrošnja gasa u Republici Srpskoj u milionima m<sup>3</sup> (mcm), 2010–2016.**



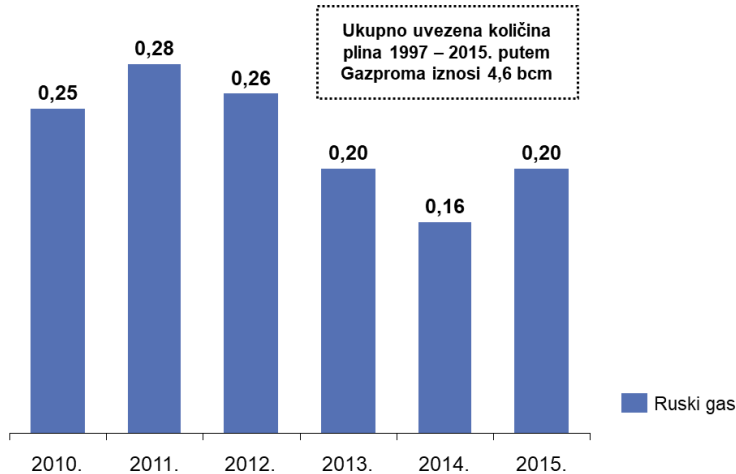
Napomena: “BH-Gas” je isporučivao gas i u Republiku Srpsku. Za industriju 2010–2013. ukupno 154,3 miliona m<sup>3</sup>, a za domaćinstva 2010–2014 ukupno 7,4 miliona m<sup>3</sup> prirodnog gasa  
Izvor: BH-Gas

Izvor: Republički zavod za statistiku – bilans prirodnog gasa 2014. i 2015, Energetski bilans Republike Srpske 2016.

Kao što je spomenuto, uvoz gasa u Bosnu i Hercegovinu namiruje se iz ruskih izvora, tj. preko “Gazproma”, gdje je ukupno uvezena količina gasa u periodu 1997–2015. godine iznosila 4,6 milijardi m<sup>3</sup> (Slika 5.6.12). Za Federaciju Bosne i Hercegovine ugovor za isporuku prirodnog gasa produžuje se svake godine. Nositelj ugovora je “Energoinvest”, a supotpisnik “BH-Gas”. Ugovor o transportu kroz Mađarsku traje do 2023. godine, ali se prave aneksi ugovora, koji “BH-Gasu” omogućavaju da pravi 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. Nositelj ugovora s transporterom u Mađarskoj je “BH-Gas” / “Energoinvest”. Isto važi za transport (tranzit) prirodnog gasa kroz Srbiju. Na veleprodajnom tržištu u Republici Srpskoj od 2015. godine djeluje preduzeće “Gas-Res”. Za period 07/2015 – 12/2016 isporučeno je 106 miliona m<sup>3</sup> gasa u Republiku Srpsku od strane “Gas-Resa”. “Gas-Res” sklapa godišnje ugovore s Gazpromom, a radi se na potpisivanju dugoročnog ugovora.



**Slika 5.6.12 Snabdijevanje gasom u Bosni i Hercegovini u milijardama m<sup>3</sup> (bcm), 2010–2015.**



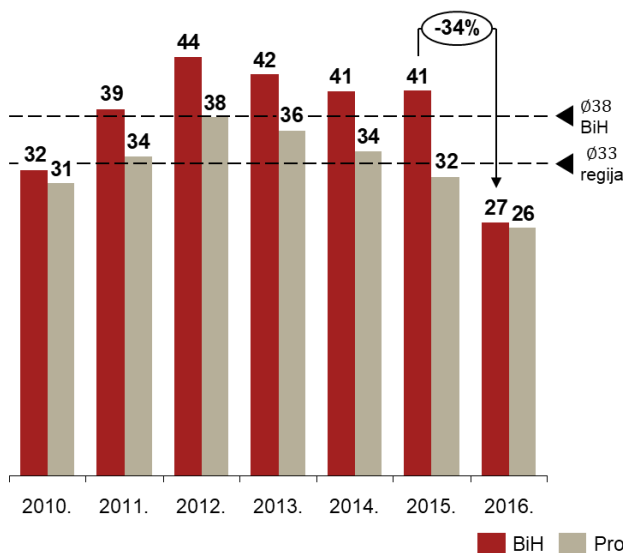
Izvor: Gazprom Export Reports 2010–2015.

Cijene gasa u Bosni i Hercegovini su povijesno bile znatno više u odnosu na cijene za širu regiju. Posljedično, može se reći kako je tržište gasa znatno opredijeljeno činjenicom da se ono zasniva na jednom ulazu prirodnog gasa na kraju sistema, što podrazumijeva znatno 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 zavise od tarifa 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 s ciljem dobivanja tržišno prihvatljivih cijena gasa.

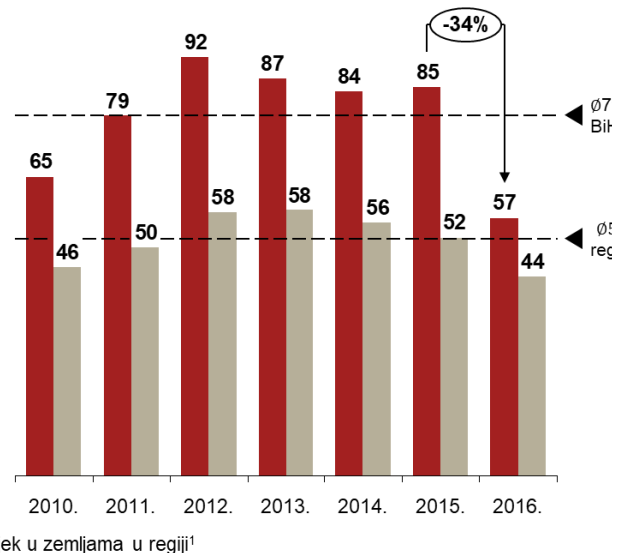
Prema dinamici kretanja cijena gasa u Bosni i Hercegovini za industriju (Slika 5.6.13, Slika 5.6.14), vidljivo je da je, u prosjeku, cijena bez PDV-a, poreza i ostalih nameta iznosila 38 EUR/MWh, dok je cijena u široj regiji u prosjeku iznosila 33 EUR/MWh. U 2016. godini je, korekcijom veleprodajnika u Bosni i Hercegovini, došlo do znatnog pada cijena, od 34%, u odnosu na 2015. godinu, gdje je cijena konvergirala ostatku regije. Sniženje je posljedica promjene berzovne cijene nafte po kojoj se indeksira cijena gasa. Međutim, posmatrajući cijene korigirane za paritet kupovne moći (engl. *PPP – Purchase Power Parity*), razlika je veća u odnosu na ostatak regije.

**Slika 5.6.13 Cijene gasa za industriju za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u EUR/MWh, 2010–2016.**



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 Rumunija  
Izvor: Eurostat

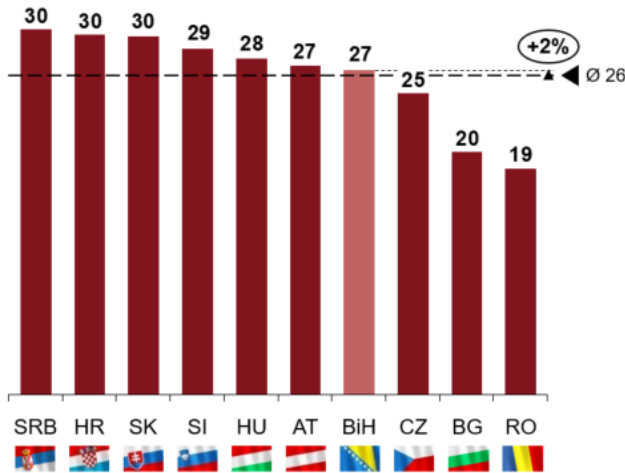
**Slika 5.6.14 Cijene gasa za industriju za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u PPP/MWh, 2010–2016.**



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 Rumunija  
Izvor: Eurostat

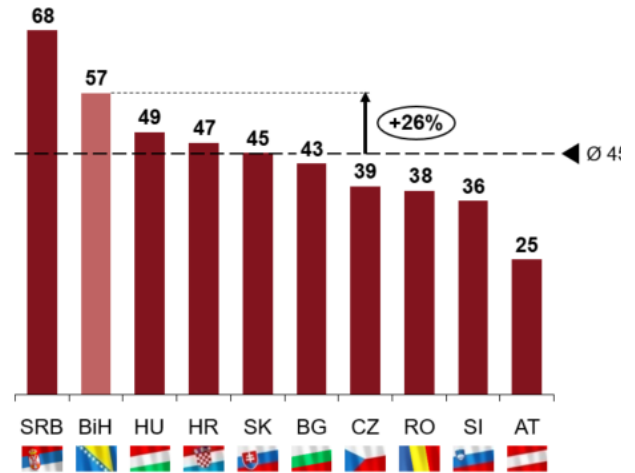
Poređenjem Bosne i Hercegovine i ostalih zemalja u 2016. godini, cijene gasa u Bosni i Hercegovini od ~27 EUR/MWh su na sličnim nivoima kao i u ostalim razvijenijim zemljama u regiji, poput Austrije, Češke, Mađarske i Slovenije, a čije su cijene u intervalu ~25–29 EUR/MWh. Međutim, s obzirom na korekciju za životni standard pojedine zemlje, cijene su veće u odnosu na ostatak regije, izuzevši Srbiju, koja ima najveće cijene za industriju (Slika 5.6.15 i Slika 5.6.16).

**Slika 5.6.15 Cijene gasa za industriju za Bosnu i Hercegovinu 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

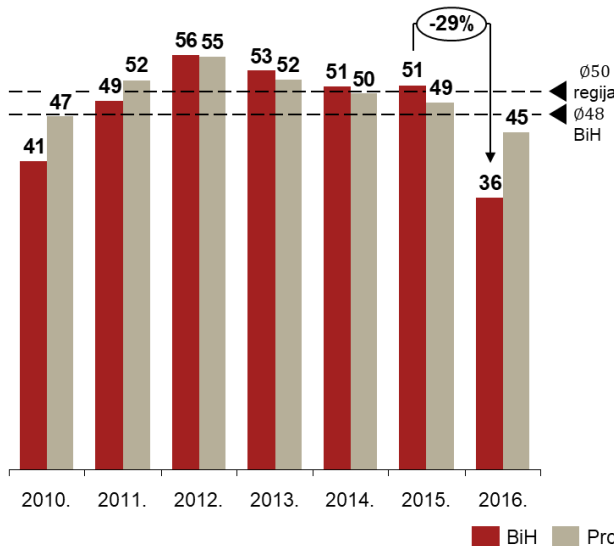
**Slika 5.6.16 Cijene gasa za industriju za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u PPP/MWh, 2016. godina**



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

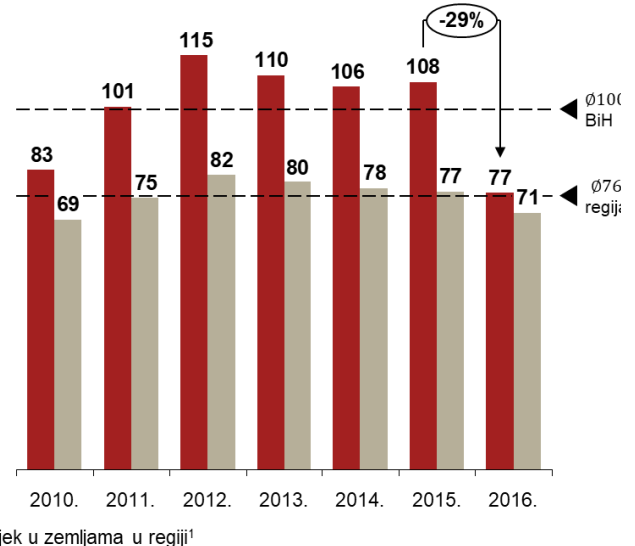
Kao i za industriju, slična dinamika kretanja cijena gasa prisutna je i za domaćinstva, ali uz manju razliku cijena u odnosu na ostale zemlje. Ukupna cijena gasa za domaćinstva u posmatranom je periodu iznosila u prosjeku 48 EUR/MWh za Bosnu i Hercegovinu, dok je prosječna cijena za regiju iznosila 50 EUR/MWh. U 2016. godini u Bosni i Hercegovini je zabilježen znatan pad cijena za domaćinstva, od 29%, u odnosu na 2015. godinu, što je rezultiralo krajnjim cijenama od 36 EUR/MWh, koje su ispod prosjeka u regiji. Posmatrajući cijene korigirane za kupovnu moć, tj. životni standard u Bosni i Hercegovini, ostvareni su pozitivni pomaci i konvergiranje prema široj regiji. U 2016. godini cijena je za Bosnu i Hercegovinu iznosila 77 PPP/MWh, a za zemlje u regiji 71 PPP/MWh, u prosjeku (Slika 5.6.17 i Slika 5.6.18).

**Slika 5.6.17 Cijena gasa za domaćinstva u Bosni i Hercegovini i proširenoj regiji, s PDV-om i ostalim nametima u EUR/MWh, 2010–2016.**



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

**Slika 5.6.18 Cijena gasa za domaćinstva u Bosni i Hercegovini i proširenoj regiji, s PDV-om i ostalim nametima u PPP/MWh, 2010–2016.**

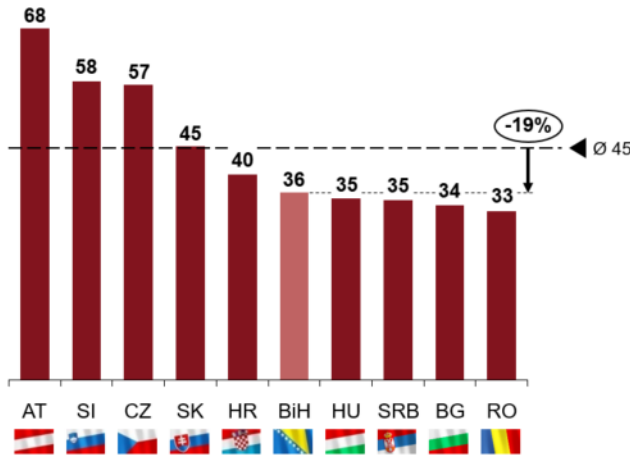


Napomena: Za domaćinstva je uzeta kategorija D2: 20 GJ < potrošnja < 200 GJ; 1) Obuhvaćene zemlje u regiji su: Hrvatska, Srbija, Slovenija, Mađarska, Austrija, Češka, Slovačka, Bugarska i Rumunija  
Izvor: Eurostat

Na nivou pojedinačnih zemalja, Bosna i Hercegovina je u 2016. godini pozicionirana ispod prosjeka regije za -19%. Zemlje koje imaju niže cijene gasa za domaćinstva od Bosne i Hercegovine su Mađarska, Srbija, Bugarska i Rumunija, u rasponu ~33–35 EUR/MWh, no one nisu znatno niže od cijena u Bosni i Hercegovini, koje su iznosile 36 EUR/MWh. Međutim, korekcijom za paritet kupovne moći stanovništva Bosna i Hercegovina (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 Bosnu

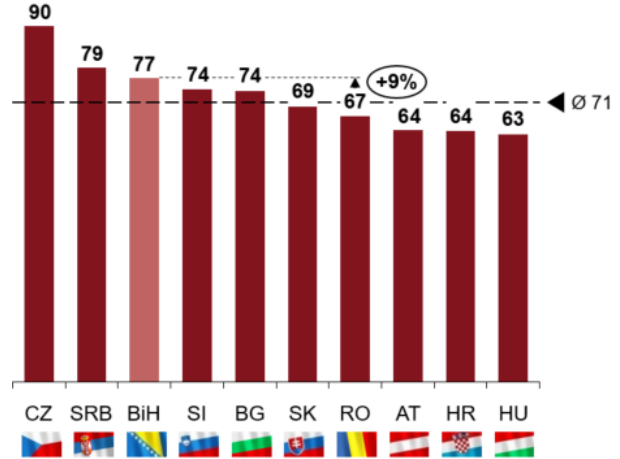
i Hercegovinu u odnosu na ranije godine. Zemlje s najnižim cijenama za domaćinstva su Mađarska, Hrvatska i Austrija (Slika 5.6.19 i Slika 5.6.20).

**Slika 5.6.19 Cijena gasa za domaćinstva za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, s PDV-om i ostalim nametima u EUR/MWh, 2010–2016.**



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

**Slika 5.6.20 Cijena gasa za domaćinstva za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, s PDV-om i ostalim nametima u PPP/MWh, 2010–2016.**

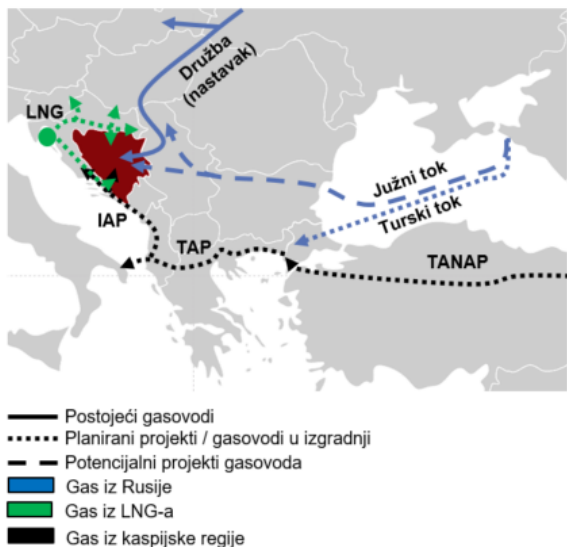


Napomena: Za domaćinstva je uzeta kategorija D2: 20 GJ < potrošnja < 200 GJ  
Izvor: Eurostat

### 5.6.3 Razvoj gasovodne infrastrukture u regiji i u Bosni i Hercegovini

Uzimajući u obzir geopolitička zbivanja, postoje mogućnosti da se statusi pojedinih projekata promijene. Prema tome, iako je Južni tok otkazan 2014. godine, u 2017. godini obnavljani su pregovori o izgradnji gasovoda Južni tok. Također, Jadransko-jonski gasovod (IAP) i LNG terminal za uplinjavanje u Hrvatskoj predstavljaju prekogranične projekte relevantne za Bosnu i Hercegovinu. Prema procjenama, u skorijem se periodu može očekivati puštanje LNG terminala u Hrvatskoj i izgradnja evakuacijskih gasovoda. Nadalje, IAP projekt, kao planirani odvojak Transjadranskog gasovoda (TAP), predstavlja vrlo perspektivnu opciju gasifikacije Albanije, Crne Gore, Hrvatske te Bosne i Hercegovine (dominantno Federacije Bosne i Hercegovine). Navedeni prekogranični projekti omogućili bi za Bosnu i Hercegovinu pristup gasa iz više pravaca, za zadovoljenje buduće potražnje te sigurnosti snabdijevanja. Razumijevanje opcija za diversifikaciju dobave izvora i pravaca gasa te eventualna implementacija takvih projekata važni su u kontekstu pregovaračke pozicije i postizanja cjenovne konkurentnosti, kako za krajnje korisnike (domaćinstva) tako i za industriju kojoj to može imati veliku ulogu u konkurentnosti.

**Slika 5.6.21 Potencijalni dobavni prekogranični pravci gasa za diversifikaciju portfelja**

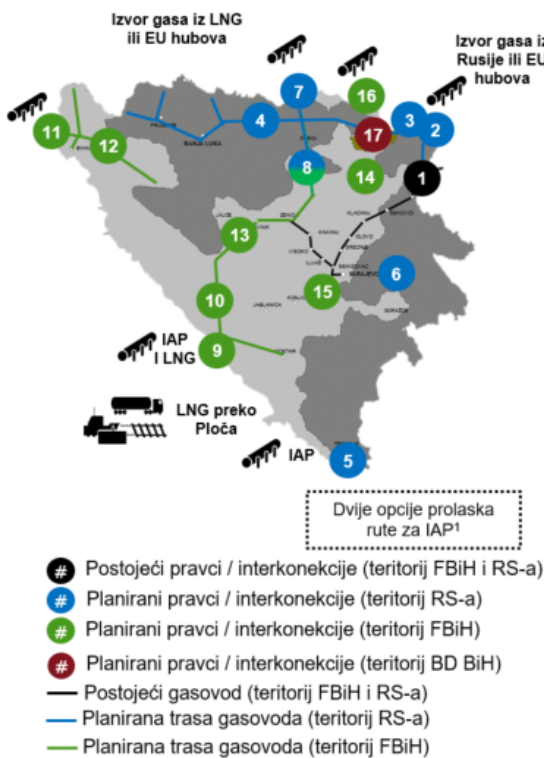


Izvor gasa	Pravci gasovoda	Tehn. kapacitet (bcm/god.)	Trenutni status	Procjene puštanja u rad
LNG	LNG terminal na otoku Krku i evakuacijski gasovod	5.6 (HR-BiH)	Inženjerske studije i Open Season u tijeku	2019-2021.
	IAP	2.8 (HR-BiH)	MOU sa kompanijom Socar <sup>1</sup>	2021.
Kaspijska regija	TAP	10 (moguće do 20)	Izgradnja u toku	2020.
	TANAP	16 (moguće do 31)	Izgradnja u toku	2018.
	Družba (i nastavak prema BiH)	14 (UA - HU)	-	✓
Rusija	Turski tok	31.5	Potpisan EPC za 1. dio trase	2020-2025. (procjena)
	Južni tok	60	Otkazano 2014., obnovljeni pregovori 2017.	U procesu donošenja odluke

Napomena: 1) Dana 25. 8. 2016. potpisan je Memorandum o razumijevanju (engl. MOU) zajedničke inicijative za IAP između kompanije Socar iz Azerbejdžana te Hrvatske, Albanije, Bosne i Hercegovine i Crne Gore  
Izvori: TANAP, TAP, LNG Hrvatska, IEA, Turkish Stream, World Bank, Natural Gas World

Federacija Bosne i Hercegovine planove razvoja gasovodne mreže zasniva u skladu s planiranim prekograničnim projektima koji su relevantni za Bosnu i Hercegovinu i dio JI regije. Cilj FBiH jeste podizanje važnosti prirodnog gasa kao energenta u privredi s ciljem ojačavanja integracije tržišta gasa i osnaženja komponente energetske sigurnosti. Strateška vizija sistematičnog vertikalnog povezivanja na gasovodni sistem Hrvatske temelji se 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 (engl. *hubova*). Za Republiku Srpsku je također cilj podizanje važnosti prirodnog gasa u privredi, gdje je prvi fokus i nova interkonekcija sa Srbijom u području Bijeljine i izgradnja gasovoda Bijeljina – Banja Luka i dalje. Također, za RS je prioritetna gasifikacija Bijeljine te završetak gasne infrastrukture Šepak – Bijeljina. Slijedi gasifikacija gornjeg Podrinja. Najniži fokus za Republiku Srpsku ima opcija povezivanja sa sjeverom Hrvatske, preko interkonekcije Slobodnica – Brod, te mogućnost gasifikacije grada Trebinje, ukoliko bude ekonomske opravdanosti projekta gasifikacije. U nastavku su dati planovi realizacije gasovodnih projekata u skladu sa strateškim vizijama oba entiteta (Slika 5.6.22 i Tabela 5.6.1).

Slika 5.6.22 Gasovodi u Bosni i Hercegovini (trenutno stanje i plan)



Naziv projekta	Smjer		Tehnički kapacitet (bcm/god.)	
	Iz	Prema	Uvoz	Izvoz
1 Interkonekcija Zvornik	SRB	BiH	0,8	-
2 Šepak – Bijeljina	Šepak	Bijeljina	1,5	-
3 Interkonekcija sa Srbijom u području Bijeljine (Novo Selo)	SRB	BiH	2,0	-
4 Magistralni gasovod (Bijeljina – Banja Luka i dalje)	SRB	BiH	2,0	-
5 Gasifikacija Trebinja iz IAP-a	IAP	BiH	n/a	n/a
6 Gasifikacija gornjeg Podrinja	Gasifikacija iz postojećeg sistema		n/a	n/a
7 Slobodnica – Brod, Sjeverna interkonekcija BiH i HR na teritoriju HR (TRA-N-066)	HR	BiH	5,6	5,6
8 Brod – Zenica, Sjeverna interkonekcija BiH i HR na teritoriju BiH (TRA-N-224)	Brod	Zenica	1,2	1,2
9 Zagvozd – Imotski – Posušje, Južna interkonekcija BiH i HR na teritoriju Hrvatske (TRA-N-302)	HR	BiH	2,8	2,8
10 Posušje – Novi Travnik / Travnik s odvojkom za Mostar, Južna interkonekcija BiH i HR na teritoriju BiH (TRA-N-851)	Posušje	Travnik	1,3	-
11 Rakovica – Tržac, Zapadna interkonekcija BiH i HR na teritoriju Hrvatske (TRA-N-910)	HR	BiH	0,9	-
12 Tržac – B. Krupa sa odvojkama za Bihać i Veliku Kladušu, Zapadna interkonekcija BiH i HR na teritoriju BiH (I. faza)	Tržac	B. Krupa i odvojci	0,9	-
	B. Krupa	Ključ	n/a	n/a
12 Zapadna interkonekcija BiH / Hrvatska sadrži i gasovode B. Krupa – Ključ (II faza) i Pećigrad – Bužim (III faza)	Pećigrad	Bužim	n/a	n/a
	Travnik – G. Vakuf i Travnik – Jajce	Proširenje postojeće mreže	n/a	n/a
14 Skladište gasa uz rudnik soli Tetima	+ gasovod Kladanj – Tuzla – Tetima		Min. korisna zapremina 60 mcm	
15 Gasifikacija gornjeg Podrinja	Gasifikacija iz postojećeg sistema		n/a	n/a
16 Gasifikacija Orašja	HR	BiH	n/a	n/a
17 Gasifikacija Brčko distrikta Bosne i Hercegovine	Spajanje na planove entiteta			

Tabela 5.6.1 Dinamika i fokus izgradnje gasovodnih projekata u Bosni i Hercegovini

Nivo	Gasovodni projekt	Period puštanja u rad				Fokus
		Do 2020.	Do 2025.	Do 2030.	Do 2035.	
FBiH	Južna interkonekcija (Zagvozd – Imotski – Posušje – Novi Travnik / Travnik s 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)			✓	✓	◑
	Dopremanje 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			✓	✓	◑
RS	Gasifikacija Bijeljine	✓				●
	Interkonekcija sa Srbijom u oblasti Bijeljine (Novo Selo)		✓	✓		●
	Magistralni gasovod (Bijeljina – Banja Luka – dalje)		✓	✓		●
	Gasifikacija gornjeg Podrinja			✓		◐
	Gasifikacija Trebinja iz IAP-a		✓	✓		◑
	Povezivanje s Hrvatskom (Gradiška i Brod)			✓		◑
BD BiH	Gasifikacija Brčko distrikta Bosne i Hercegovine		✓	✓	✓	◐

● Visok ○ Nizak

Napomena: Dana 27. 4. 2017. potpisan je Memorandum o razumijevanju između operatora "BH-Gas" i kompanije "Gasacro" za razvoj projekata Južne interkonekcije, Sjeverne interkonekcije i Zapadne interkonekcije (faza I).  
Izvori: BH-Gas, ENTSO-G TYNDP 2017, Strateški plan i program energetskog sektora Federacije Bosne i Hercegovine, Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Radna skupina Republike Srpske, analiza Projektnog tima

Južna interkonekcija Bosne i Hercegovine i Hrvatske (Zagvozd – Imotski – Posušje – Novi Travnik / Travnik, s odvojkom za Mostar) najprioritetnija je za Federaciju Bosne i Hercegovine, s obzirom na to da se zasniva na konceptu diversifikacije izvora i pravaca radi osiguranja sigurnosti snabdijevanja prirodnim gasom. Južna interkonekcija nalazi se na PMI listi za gas Energetske zajednice. U terminima operativne realizacije dijela trase, gasovod Zenica – Travnik trenutno je u fazi ishođenja upotrebne dozvole. Predviđena trasa gasovoda Slobodnica – Brod – Zenica, tj. Sjeverna interkonekcija, također predstavlja visoki fokus za Federaciju Bosne i Hercegovine, s obzirom na to 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 Bosne i Hercegovine na niskom je fokusu za Republiku Srpsku. Važno je naglasiti kako su projekti Sjeverne i Južne interkonekcije planirani kao reverzibilni (ulaz – izlaz), uz očekivani period puštanja u rad do 2025. godine. Uz Sjevernu i Južnu interkonekciju, za Federaciju Bosne i Hercegovine je također relevantan projekt Zapadne interkonekcije, na srednjem nivou fokusa. Projekt podrazumijeva, u sklopu prve faze, trasu Rakovica – Tržac – Bosanska Krupa, uz odvojke prema Bihaću i Velikoj Kladuši. Navedeni dio trase nalazi se na PMI listi za gas 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 teritorija Republike Srpske s planiranim gasovodom Travnik – Jajce. Realizacija faze II i faze III Zapadne interkonekcije planirana je 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 prometa.<sup>31</sup> Navedena opcija treba se sagledati kao mogućnost u slučaju prolongacije izgradnje gasovoda ili kao opcija namirenja dijela potražnje. Međutim, uloga gasovoda i dalje će biti dominantna. Osim planiranih velikih projekata koji se vežu na prekogranične pravce sa susjednim zemljama, definirani su i manji projekti proširenja postojećeg sistema, koji su, između ostalog, dio razvojnih projekata BH-Plina. 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 na to da Bosna i Hercegovina nema skladišta gasa, identificiran je jedini potencijalni lokalitet gradnje skladišta gasa, kraj rudnika soli Tetima, te priključni gasovod Kladanj – Tuzla – Tetima. Skladište gasa doprinijelo bi većoj sigurnosti snabdijevanja zbog velikih skokova potrošnje tokom zime te zadovoljenja rasta potrošnje u budućem periodu.

Kratkoročno gledajući, najveći fokus za Republiku Srpsku jeste povezivanje distribucijskog sistema grada Bijeljine s transportnim sistemom gasa koji je u toku (planiran završetak do kraja 2017. godine), te nastavku gasovoda prema Brčkom i Ugljeviku. Nadalje, u srednjem i dugom roku, projektom nove interkonekcije sa Srbijom bi se povezali gradovi Banja Luka i Brod, uz povezivanje i ostalih područja uz glavnu trasu gasovoda, kao i odvajanje kraka prema Doboju i Zenici. Republika Srpska planira u narednom periodu i trase gasovoda za regiju gornje Podrinje (planirana dužina gasovoda je ~ 150 km raznih promjera). Kao najniži fokus za Republiku Srpsku je opcija povezivanja s Hrvatskom (gradovi Gradiška i Brod). Za jug Republike Srpske postoji potencijalna opcija gasifikacije grada Trebinje, ukoliko postoji tržišna opravdanost nakon izgradnje projekta IAP, čime bi se gas doveo i na jug. Prilikom planiranja novih gasovodnih pravaca potrebne su izmjene i dopune Prostornog plana Republike Srpske do 2025. godine.

Gasifikacija Brčkog također se razmatra kao jedna od mogućih strateških opcija Brčko distrikta Bosne i Hercegovine, na srednjem nivou fokusa, s indikativnim periodom realizacije 2025–2035. godine. Sam razvoj će uvelike zavisiti, između ostaloga, od tržišnih prilika, tj. kretanja cijena gasa. S obzirom na relativno malo područje koje zauzima Brčko, mogućnost gasifikacije Brčkog treba se sistematično posmatrati, u skladu s entitetskim planovima razvoja gasne mreže. Također, Brčko distrikt Bosne i Hercegovine ostavlja i opciju da bude tranzitni pravac za prolazak gasne mreže prema entitetima u budućnosti.

<sup>31</sup> 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 Bosne i Hercegovine. 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.

## 5.6.4 Regulatorni i institucionalni okvir

### 5.6.4.1 Nivo Bosne i Hercegovine

Na nivou Bosne i Hercegovine, legislativa koja regulira sektor gasa postoji samo na entitetskim nivoima, ali ne i na nivou Bosne i Hercegovine. Neophodno je ispuniti propisane zahtjeve iz Trećeg energetskog paketa za normiranje pitanja iz sektora gasa na nivou Bosne i Hercegovine. Na Ministarskom vijeću 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 električne energije i gasa, prijenosu i tržištu električne energije u Bosni i Hercegovini te usvajanje harmoniziranih entitetskih zakona kojima se uređuje sektor gasa, a u skladu s Trećim energetskim paketom. Energetska zajednica je na temelju ovog sporazuma privremeno suspendirala mjere protiv Bosne i Hercegovine, do 31. 03. 2017. godine. S obzirom na to da se postignuti sporazum nije ispoštovao, mjere su automatski ponovo aktivirane.

### 5.6.4.2 Regulatorna u Federaciji Bosne i Hercegovine

Uredbom o organizaciji i regulaciji sektora gasne privrede u Federaciji Bosne i Hercegovine uređuje se organizacija, pravila i uvjeti za obavljanje energetskih 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 stavljena van snage Direktivom 2009/73/EZ.

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

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

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

FMERI je odgovoran 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 Federaciji Bosne i Hercegovine je "BH-Gas" d.o.o. Sarajevo, koji obavlja djelatnosti transporta gasa uz snabdijevanje i trgovinu.

Operator transportnog sistema, operator distribucijskog sistema, operator sistema skladišta gasa i operator postrojenja za LNG dužni su 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 definira nezavisni regulator energetskih djelatnosti, a sve u smislu reguliranog ili pregovaračkog pristupa. S obzirom na to da ne postoji regulator za gas u Federaciji Bosne i Hercegovine, mogući ograničeni pristup infrastrukturi daje se na temelju ad hoc odluke FMERI-a. Regulirani pristup zasniva se na objavljenom tarifnom sistemu, odnosno metodologiji i tarifnim stavkama, koji se primjenjuju objektivno i koji su jednaki za sve učesnike na tržištu gasa.

Operator transportnog sistema, operator distribucijskog sistema, operator sistema skladišta gasa i operator postrojenja za LNG imaju pravo odbiti pristup sistemu u slučaju nedostatka kapaciteta, kada bi ih 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 snabdijevanje 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-a.

Snabdijevanje gasom i cijene nisu liberalizirani za sve korisnike u Federaciji Bosne i Hercegovine. Vlada Federacije Bosne i Hercegovine, na prijedlog Federalnog ministarstva trgovine, uz prethodno pribavljeno mišljenje FMERI-a, snabdjevaču gasom tarifnih kupaca koji obavljaju javnu uslugu u Federaciji Bosne i Hercegovine svojom odlukom regulira cijenu za snabdijevanje gasom. Za ostale tarifne kupce "BH-Gas" regulira cijenu uz obavezu da o svakoj promjeni cijene u pisanoj formi obavijesti FMERI. Reguliranje cijene prirodnog gasa zasniva se na osnovu cijene nafte i naftnih derivata na svjetskom tržištu, kao polazne osnove za kalkulaciju, definiranih perioda isporuke, odnosa planiranih i realiziranih 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 integriranom energetskom subjektu mora biti nezavisan od drugih aktivnosti koje nisu povezane s transportom, u smislu pravnog statusa, organizacije i odlučivanja, što ne stvara obavezu da se razdvaja vlasništvo nad imovinom transportne mreže od vertikalno integriranog privrednog društva. Djelatnost operatora distributivnog sistema koji je dio horizontalno integriranog subjekta mora biti organizirana u samostalnom pravnom subjektu i nezavisno od djelatnosti izvan sektora gasa. Izuzetno, djelatnost operatora transportnog sistema, operatora distribucijskog sistema, operatora sistema skladišta gasa i operatora postrojenja za LNG može biti organizirana zajedno, u okviru djelatnosti mješovitog operatora, ali nezavisna u pogledu svog pravnog statusa, organizacije i odlučivanja od djelatnosti snabdijevanja gasom, što ne stvara obavezu da se razdvaja vlasništvo nad imovinom transportne mreže od vertikalno integriranog privrednog društva. Mješoviti operator, koji je dio vertikalno integriranog energetskog subjekta, svoje djelatnosti mora organizirati u samostalnom pravnom licu, nezavisno od proizvodnje i snabdijevanja gasom.

#### 5.6.4.3 Regulativa u Republici Srpskoj

Zakonom o gasu uređuju se način organiziranja, regulacija i funkcioniranje prirodnog gasa, uvjeti za uredno, kvalitetno i sigurno snabdijevanje kupaca prirodnim gasom, način obavljanja djelatnosti proizvodnje, transporta, distribucije, snabdijevanja i skladištenja prirodnog gasa i trgovina na teritoriji Republike Srpske. Sve navedene djelatnosti, osim trgovine prirodnim gasom, smatraju se reguliranim djelatnostima od općeg interesa. U proceduri je novi Zakon o gasu.

RERS ima sljedeće regulatorne nadležnosti u sektoru gasa:

1. utvrđivanje metodologije za obračunavanje troškova proizvodnje, transporta, distribucije, skladištenja i snabdijevanja prirodnim gasom;
2. utvrđivanje metodologije za obračunavanje troškova priključenja na mrežu;
3. donošenje tarifnog sistema za obračunavanje cijena za korištenje sistema za proizvodnju, transport, distribuciju, skladištenje prirodnog gasa i tarifnog sistema za obračun cijena prirodnog gasa za snabdijevanje tarifnih kupaca;
4. utvrđivanje kriterija i propisivanje uvjeta za dobivanje, izmjenu i oduzimanje dozvola za obavljanje djelatnosti, kao i rješavanje, u postupku za dobivanja, izmjena i oduzimanja dozvola za obavljanje djelatnosti u sektoru prirodnog gasa;
5. rješavanje po žalbi na rješenja operatora transportnog i distributivnog sistema u postupcima davanja odobrenja za korištenje mreže i odobrenja za priključenje na mrežu;
6. utvrđivanje minimalne godišnje potrošnje prirodnog gasa kojom se stječe status kvalificiranog kupca i utvrđuje status i vođenje registra kvalificiranih kupaca prirodnog gasa;
7. davanje saglasnosti na pravila rada operatora sistema i na opće uvjete snabdijevanja prirodnim gasom;
8. davanje saglasnosti energetskim subjektima na cijene usluga i cijene snabdijevanja prirodnim gasom.

Operator transportnog sistema u Republici Srpskoj je "Gas Promet". Kada je transport gasa djelatnost integriranog energetskog subjekta, operator transportnog sistema dužan je da računovodstveno razdvoji djelatnosti transporta gasa od ostalih djelatnosti i ne smije ostvarivati međusobno subvencioniranje djelatnosti koje se obavljaju u okviru ovakvog energetskog subjekta. Ista pravila primjenjuju se i kod djelatnosti skladištenja i distribucije gasa.

Cijene gasa regulirane su samo za javno snabdijevanje za kategoriju domaćinstva. Cijene se određuju na osnovu tržišne cijene prirodnog gasa te zadovoljavaju sve kriterije u pogledu regulacije.

Operator transportnog, distributivnog sistema i skladišta dužan je da omogući pristup treće strane svakom licu koje zahtijeva pristup sistemu, bez diskriminacije, u skladu s tehničkim mogućnostima i u zavisnosti od stepena opterećenosti transportne ili distributivne mreže ili skladišta. Cijene pristupa i korištenja sistema su regulirane i javne. Cijene utvrđuje operator transportnog odnosno distributivnog sistema ili skladišta, na osnovu metodologije i tarifnog sistema na koje daje saglasnost RERS.

Novi objekti u sklopu gasne infrastrukture mogu se graditi u skladu sa Zakonom o koncesijama i Zakonom o uređenju prostora i građenju. Na zahtjev investitora, RERS ovakvu infrastrukturu može izuzeti iz pravila o reguliranom pristupu treće strane i reguliranim cijenama za pristup i korištenje ove infrastrukture, uz ispunjavanje propisanih uvjeta, i o tome obavještava Ministarstvo nadležno za područje energetike.

Kvalificirani kupci kupuju gas na slobodnom tržištu. Prema Zakonu o gasu, tržište gasa otvoreno je od 1. 1. 2015. godine.



### 5.6.5 Strateške smjernice

U nastavku je dat sažetak strateških smjernica, koje su razrađene u skladu s trenutnim stanjem u području gasa na nivou Bosne i Hercegovine i entiteta. Potrebna je daljnja implementacija zakonodavno-pravnog okvira, u skladu s praksama EU, na nivou Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske, ali i Bosne i Hercegovine (uz saradnju s entitetima). Dodatno, potrebni su novi pravci gasovoda, uz daljnju integraciju transportnih sistema i gasifikaciju entiteta i, potencijalno, Brčko distrikta Bosne i Hercegovine, kako bi se povećala važnost prirodnog gasa kao energenta u privredi.

Tabela 5.6.2 Sažetak strateških smjernica na nivou entiteta i Bosne i Hercegovine u području gasa

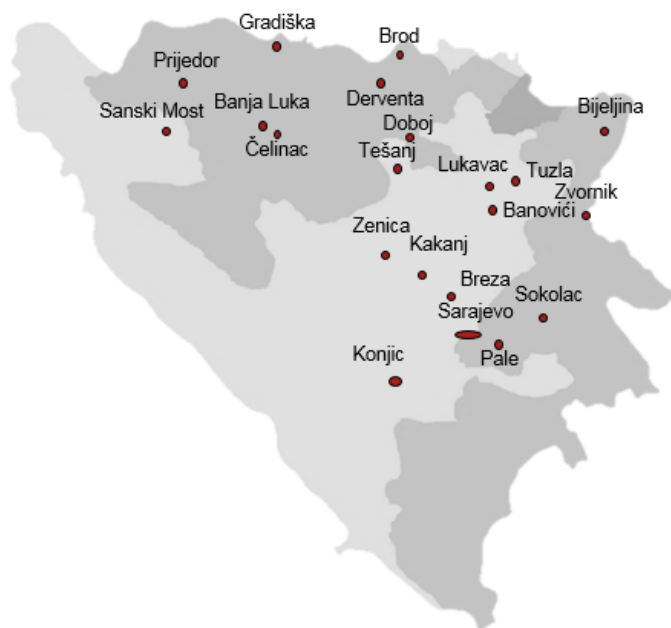
	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište	Izgradnja nove infrastrukture u kontekstu sigurnosti snabdijevanja i diversifikacije izvora te pravaca	<p>Potrebna je izgradnja novih dobavnih gasovoda, s obzirom na to da se uvoz prirodnog gasa u Bosni i Hercegovini odvija iz jednog transportnog pravca na relativno malo tržište.</p> <p>Prioritet izgradnje gasovoda za Federaciju Bosne i Hercegovine obuhvata Južnu interkonekciju, kao najvažniju, te Sjevernu i Zapadnu interkonekciju, također 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.</p> <p>Prioritet izgradnje gasovoda za Republiku Srpsku je interkonekcija s Republikom Srbijom, zatim, potencijalno, s Hrvatskom, u niskom fokusu.</p> <p>Za Brčko distrikt Bosne i Hercegovine u budućnosti je također potrebno sagledati opciju gasifikacije.</p> <p>Navedenim projektima postiže se diversifikacija izvora, ali i pravaca gasa radi osiguranja sigurnosti snabdijevanja i povećanja važnosti prirodnog gasa kao energenta za domaćinstva i industriju. Također je potrebno osigurati neprekidan kapacitet za OTS, u skladu s Trećim energetske paketom.</p>
	Modernizacija i adekvatno održavanje postojeće infrastrukture, u kontekstu sigurnosti snabdijevanja, energetske efikasnosti i daljnje gasifikacije	<p>Postojeći gasovod, izgrađen 1979. godine, karakterizira zastarjelost te velika opterećenost tokom zimskog perioda, kada je potrošnja gasa najveća. Stoga je u budućem periodu potrebno aktivno upravljati imovinom (infrastrukturom), kroz provođenje potrebnih modernizacija, rekonstrukcija, izgradnji te održavanja, u skladu s potrebama sistema. Cilj navedenih metoda, prema Direktivi 2012/27/EU, treba biti i kontinuirano povećanje energetske efikasnosti.</p>
	Upravljanje cjenovnom konkurentnosti gasa i nastavak konvergencije prema cijenama u regiji	<p>Cijena gasa je u posljednjem periodu ostvarila pozitivan trend pada te konvergirala prema cijenama s regionalnih tržišta. Iako je udio gasa u ukupnoj potrošnji relativno nizak, potrebno je, zbog osjetljive ekonomske situacije, nastaviti aktivno upravljati cijenama gasa, kroz podizanje konkurencije, unapređenje efikasnosti tržišnih subjekata, razmatranje opcija diversifikacije te izgradnju kompetencija trgovanja na berzama s većim fokusom na kratkoročne ugovore i spot tržišta. Potrebno je osigurati istovjetne cjenovne uvjete za snabdjevače u oba entiteta (i Brčko distriktu Bosne i Hercegovine).</p>
Regulativa	Normiranje osnovnih pitanja iz sektora gasa na nivou Bosne i Hercegovine, u skladu sa zahtjevima iz Trećeg energetske paketa	<p>Sektor gasa reguliran je na nivou entiteta. U proceduri je novi prednacrt Zakona o regulatoru električne energije i gasa, prijenosu i tržištu električne energije u Bosni i Hercegovini, koji u svom tekstu predviđa reguliranje dijela gasnog sektora na nivou Bosne i Hercegovine.</p>
	Dodjeljivanje regulatornih ovlaštenja za sektor gasa DERK-u	<p>Trenutno ne postoji regulator za gas na razini Bosne i Hercegovine. Predlaže se davanje određenih regulatornih nadležnosti za gas DERK-u po usvajanju navedenog Zakona. Predlaže se da se pitanje koordinacije regulatornih aktivnosti obavlja na razini Bosne i Hercegovine u okviru budućih nadležnosti DERK-a, nakon usuglašavanja ovog pitanja od strane nadležnih entitetskih institucija i nadležnog ministarstva na razini Bosne i Hercegovine.</p>

<p><b>Rješavanje pitanja ratnog duga za gas prema Ruskoj Federaciji</b></p>	<p>Ukupan dug za isporučeni prirodni gas Bosni i Hercegovini za period 1991–1995. godine iznosi 104,8 mil. USD. Trenutno, ratni dug je djelimično isplaćen od strane Federacije Bosne i Hercegovine i iznosi ~98 mil. USD, no njegova otplata je prespora (prema sadašnjoj dinamici isplate kroz prijelazno rješenje takse od 5 USD na 1000m<sup>3</sup> gasa, potrebno je oko sto godina do isplate). Shodno navedenom, potrebno je rješavanje pitanja međusobnih dugova za gas s Ruskom Federacijom na nivou Bosne i Hercegovine.</p>
<p><b>Razdvajanje djelatnosti transporta i distribucije od snabdijevanja, u skladu s EU praksama</b></p>	<p>U Federaciji Bosne i Hercegovine, operator za gas "BH-Gas" obavlja djelatnosti transporta gasa uz snabdijevanje i trgovinu, te je potrebno izvršiti razdvajanje ovih djelatnosti, u skladu s jednim od predviđenih modela za razdvajanje operatora gasa (ISO, ITO ili vlasničko razdvajanje). Nadalje, potrebno je razdvajanje djelatnosti distribucije od snabdijevanja (te nadzor od strane regulatornog tijela), u skladu s odredbama Trećeg energetskeg paketa u oba entiteta, zbog daljnje liberalizacije tržišta i poticanja konkurencije.</p>
<p><b>Nastavak otvaranja tržišta gasa</b></p>	<p>U Bosni i Hercegovini nije zaokružen zakonski okvir koji regulira sektor prirodnog gasa usklađen s Trećim energetskeg paketa. Time i stepen liberalizacije i organizacije tržišta u Bosni i Hercegovini nije u potpunosti ujednačen. Na Ministarskom vijeću Energetske zajednice održanom u oktobru 2016. godine potpisan je sporazum između tri nadležna ministarstva, Energetske zajednice i Evropske komisije, kojim je dogovoreno donošenje Zakona o regulatoru električne energije i gasa, prijenosu i tržištu električne energije u Bosni i Hercegovini i usvajanje harmoniziranih entitetskih zakona kojima se uređuje sektor gasa, a u skladu s Trećim energetskeg paketa, što bi dovelo do ujednačavanja normativnog okvira za uspostavu organiziranog tržišta prirodnog gasa u Bosni i Hercegovini. Zbog navedenog, tržište prirodnog gasa u Bosni i Hercegovini je segmentirano i aktivnosti se odvijaju na nivou entiteta, u skladu s entitetskim propisima.</p> <p>Snabdijevanje gasom i cijene nisu liberalizirani za sve korisnike u Federaciji Bosne i Hercegovine – veleprodajna cijena prirodnog gasa za distributivna preduzeća donosi se na osnovu Odluke Vlade Federacije Bosne i Hercegovine, dok se cijena za industrijske potrošače određuje shodno ugovoru s potrošačem i promjenama cijene prirodnog gasa kod isporučioaca.</p> <p>Pravno i regulatorno, tržište gasa u Republici Srpskoj je otvoreno (veleprodaja i snabdijevanje) od 1. 1. 2015. godine, prema važećem Zakonu o gasu, ali će nastavak aktivnosti biti dalje proveden i implementacijom odredbi novog Zakona o gasu.</p> <p>Prema navedenom, potrebno je što prije donijeti harmonizirano zakonodavstvo u Bosni i Hercegovini s Trećim energetskeg paketa u skladu sa sporazumom iz oktobra 2016. godine.</p>

## 5.7 Toplinarstvo

Javna usluga daljinskog grijanja u Bosni i Hercegovini dostupna je isključivo u urbanim područjima ili, ponekad, samo u određenim dijelovima urbanih sredina (Slika 5.7.1). Za toplinske sisteme u Republici Srpskoj karakteristično je da se uglavnom snabdijevaju toplinskom energijom iz toplana koje su organizirane kao javna preduzeća, dok se u Federaciji Bosne i Hercegovine većim dijelom snabdijevaju toplinskom energijom iz obližnjih termoelektrana ili industrijskih kapaciteta. U nastavku će se staviti fokus na sisteme u većim gradovima te će biti navedene strateške opcije za sisteme u manjim sredinama, uz osvrt na unapređenje sistema individualnih grijanja domaćinstva.

**Slika 5.7.1 Lokacija toplifikacijskih sistema u Bosni i Hercegovini**

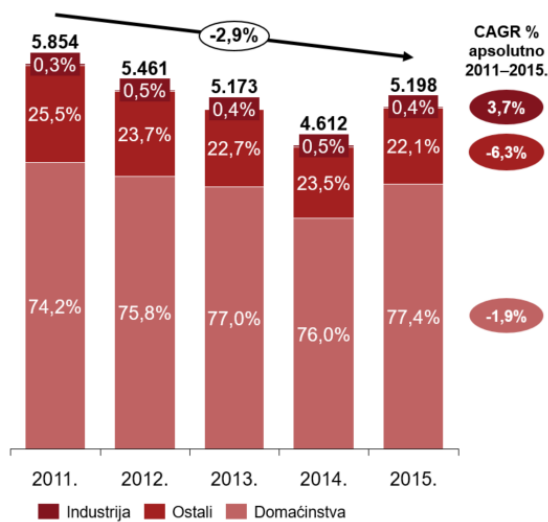


Izvori: ESSBiH, Modul 9 Daljinsko grijanje 2008, analiza Projektnog tima

### 5.7.1 Potrošnja i proizvodnja toplinske energije

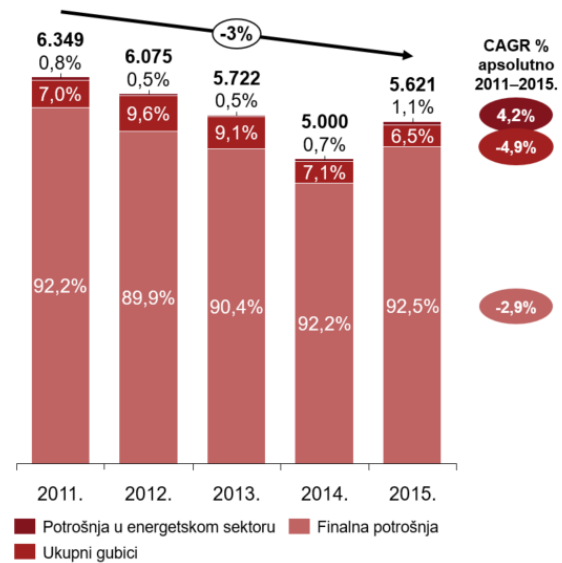
Toplinska energija u Bosni i Hercegovini uglavnom se koristi u domaćinstvima, koja sačinjavaju oko 77% finalne potrošnje toplinske energije u 2015. godini (Slika 5.7.2). Toplinska energija se isključivo isporučuje za grijanje prostora i nema snabdijevanja potrošnom toplom vodom. Trend smanjenja potrošnje toplinske energije predvođen je smanjenjem potrošnje u domaćinstvima, do kojeg prvenstveno dolazi zbog visokih cijena grijanja, nesigurnosti snabdijevanja i zastarjelih instalacija. Iz tih razloga sve više domaćinstava prelazi na druge izvore grijanja. U Bosni i Hercegovini, postrojenja za proizvodnju toplinske energije stara su dvadeset pet ili više godina, te će uskoro dostići predviđeni radni vijek. Prema bilansu toplinske energije za 2015. godinu, gubici u distribuciji iznose 6,5% (od ukupne proizvedene toplinske energije). Zbog starosti, kod pojedinih sistema postoji problem niske efikasnosti, gdje gubici toplinske energije dosežu čak 60%. U posljednjih dvadeset godina modernizacija sistema odvija se relativno sporo, s fokusom na osnovna održavanja, uz nekoliko izuzetaka, poput Sarajeva i Tuzle. Zbog lošeg poslovanja, ulaganja u modernizaciju i razvoj mreže isključivo od strane toplinskih preduzeća su otežana.

**Slika 5.7.2 Trend finalne potrošnje toplinske energije u Bosni i Hercegovini, u TJ, 2011–2015.**



Izvori: Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine – Statistika energije – električna i toplotna energija 2011–2015, analiza Projektnog tima

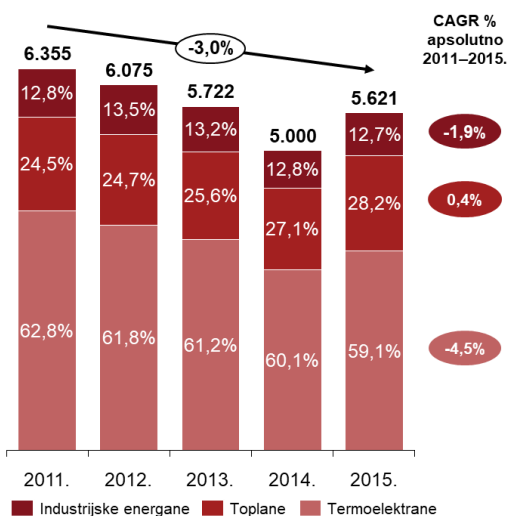
**Slika 5.7.3 Trend strukture ukupne potrošnje toplinske energije u Bosni i Hercegovini, u TJ, 2011–2015.**



Izvori: Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine – Statistika energije – električna i toplotna energija 2011–2015, analiza Projektnog tima

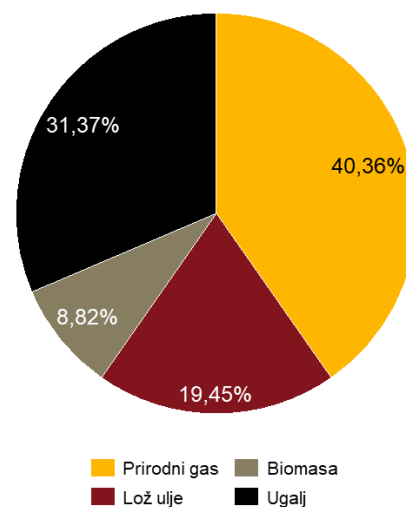
U Bosni i Hercegovini toplotna energija se najvećim dijelom proizvodi u toplanama, oko 59%, a ostatak u industrijskim energanama i termoelektanama (Slika 5.7.4). U Republici Srpskoj veći dio toplinske energije snabdijeva se iz toplana, dok se u Federaciji Bosne i Hercegovine veći dio sistema oslanja na lokalna termoenergetska postrojenja, što je posljedica predratnog industrijskog razvoja potaknutog bogatim nalazištima mrkog uglja i lignita. U energetskom proizvodnom miksu toplinske energije najzastupljeniji je prirodni gas, s 40,4% udjela, no gas se koristi samo u toplinskim sistemima u Sarajevu i Zvorniku. Međutim, prema planiranim projektima gasifikacije gradova novim dobavnim pravcima i proširenjem postojeće gasovodne mreže, može se očekivati povećana upotreba gasa u toplinarstvu u budućnosti. U ostalim toplinskim sistemima dominantnu ulogu imaju ugalj i lož-ulje. Veliko povećanje potrošnje biomase u posljednjim godinama zabilježeno je u Bosni i Hercegovini kao posljedica puštanja u pogon nove toplane u Prijedoru. Trenutno, biomasa zauzima udio od oko 9% ukupnog proizvodnog miksa u toplinarstvu, ali u budućnosti se očekuje povećanje udjela zbog globalnog trenda prelaska na obnovljive izvore energije i smanjenja udjela fosilnih goriva u energetskom miksu (Slika 5.7.5).

**Slika 5.7.4 Proizvodnja toplinske energije u Bosni i Hercegovini, u TJ, 2011–2015.**



Izvori: Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine – Statistika energije – električna i toplotna energija 2011–2015, analiza Projektnog tima

**Slika 5.7.5 Proizvodnja toplinske energije po energentu u Bosni i Hercegovini, u procentima, 2015. godina**



Izvori: Statistički ljetopis FBiH 2016, Bilans toplotne energije RS-a 2015, analiza Projektnog tima

### 5.7.2 Toplinarska preduzeća u Bosni i Hercegovini

Toplinarska preduzeća su u javnom vlasništvu i nalaze se u većim urbanim sredinama (Tabela 5.7.1). Ratna zbivanja ostavila su veliku štetu na mnogim toplinskim sistemima, primarno zbog prouzrokovanih dugova, koji su uz oštećenja i starost instalacija glavni razlozi teškog oporavka toplinskih preduzeća. U Bosni i Hercegovini ne postoje sistemi daljinskog hlađenja, te njihova instalacija i primjena, za sada, nije izvjesna.

Tabela 5.7.1 Pregled glavnih toplinskih preduzeća u Bosni i Hercegovini

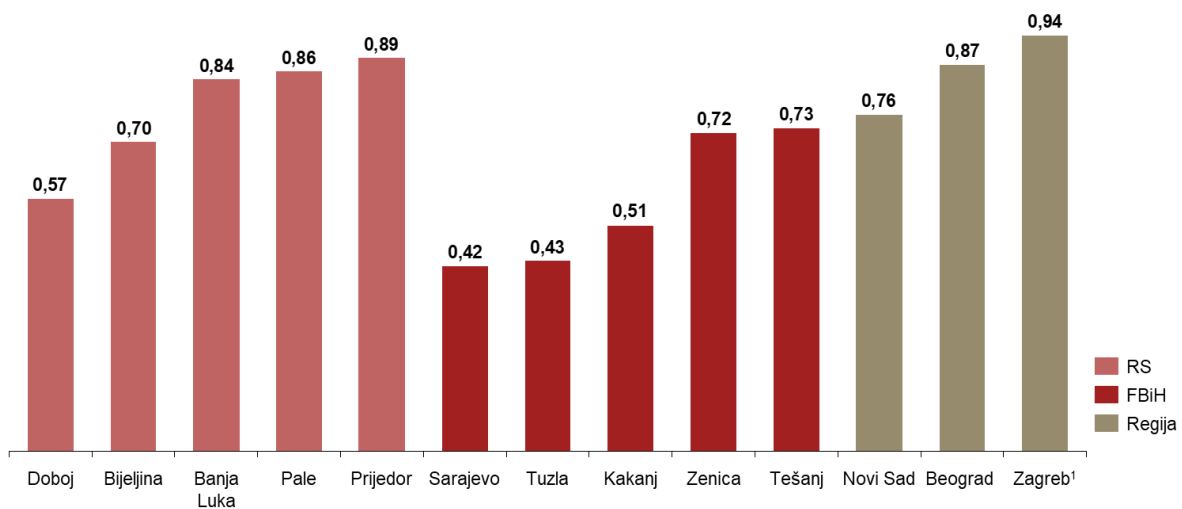
	Naziv preduzeća	Grad	Vlasništvo		Glavni energent
			Većinski javno	Većinski privatno	
RS	Toplana AD Banja Luka	Banja Luka	✓	✗	Mazut, biomasa
	“Gradska toplana” ODJP	Doboj	✓	✗	Ugalj (lignit)
	JP “Gradska toplana”	Pale	✓	✗	Biomasa (70%), ugalj (30%)
	“Centralna toplana”	Prijedor	✓	✗	Mazut, biomasa
	JODP “Toplane – INS” Istočno Sarajevo	Sarajevo	✓	✗	Mazut
	JP “Gradska toplana” Brod	Brod	✓	✗	LUT (mazut)
	IEE PJ “Toplana”	Gradiška	✓	✗	Biomasa
	JP “Nova toplana”	Sokolac	✓	✗	Biomasa
	JP “Gradsko grijanje”	Čelinac	✓	✗	Ugalj
	JP “Gradska toplana”	Bijeljina	✓	✗	Ugalj
	“Zvornik stan” a.d.	Zvornik	✓	✗	Prirodni gas
FBiH	JP “Rad”	Lukavac	✓	✗	Ugalj
	“Centralno grijanje” d.d.	Tuzla	✓	✗	Ugalj
	JP “Grijanje”	Kakanj	✓	✗	Ugalj
	JP “Grijanje”	Zenica	✓	✗	Ugalj (85%), pr. gas (15%)
	KJKP “Toplane Sarajevo” d.o.o.	Sarajevo	✓	✗	Prirodni gas
	JP “Toplana” d.d.	Tešanj	✓	✗	Ugalj

Izvori: Web-stranice preduzeća, ESSBiH, Modul 9 Daljinsko grijanje 2008.

Cijene daljinskog grijanja za fizičke osobe u Bosni i Hercegovini u rangu su s cijenama u gradovima u regiji ili niže od njih (Slika 5.7.6), te je najzastupljeniji način plaćanja paušalno prema površini prostora. Cijene se uglavnom utvrđuju na lokalnom nivou i ne temelje se na stvarnoj cijeni proizvodnje i isporuke toplinske energije, zbog čega većina toplinskih preduzeća 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 toplinskim mrežama,
- poteškoće u mjerenju, obračunu i naplati isporučene toplinske energije kod pojedinih subjekata,
- visoke cijene energenata (uglja, mazuta i prirodnog gasa),
- težak ekonomski položaj preduzeća, zbog čega obnova infrastrukture nije moguća.

**Slika 5.7.6** Prosječna mjesečna cijena grijanja za domaćinstva u EUR/m<sup>2</sup>, 2016. godina

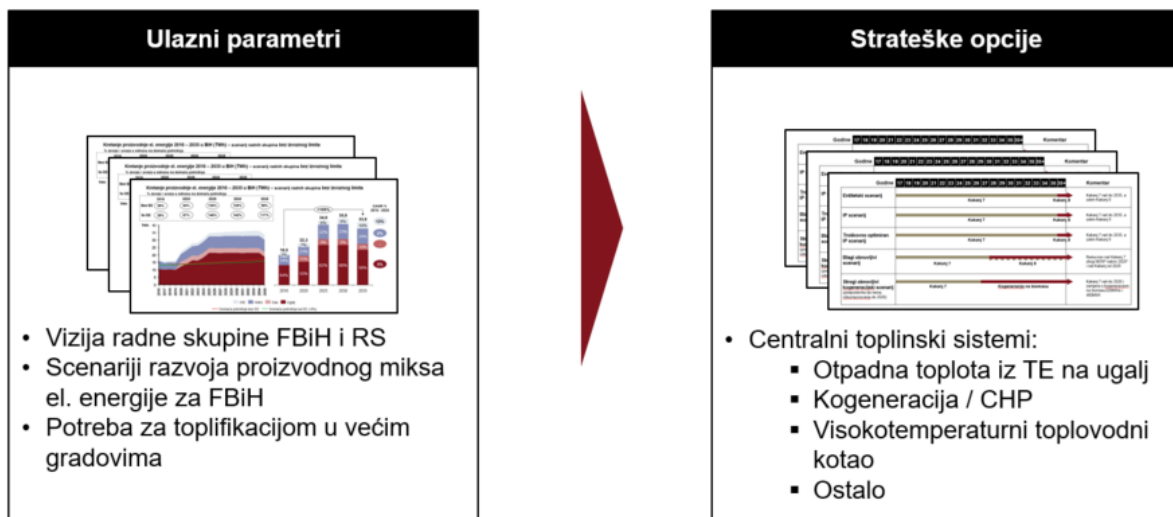


Napomena: 1) Izračunato prema prosječnom računu za grijanje stana od 50 m<sup>2</sup>; 2) Sve cijene svedene su na ekvivalentnu cijenu za dvanaest mjeseci fakturiranja, s uključenim PDV-om.  
Izvori: bltoplana.com, toplanapd.com, toplane-sa.co.ba, grijanjezenica.ba, zvanične informacije dobivene putem telefonskog intervjua (podaci za 2016. godinu), analiza Projektnog tima

### 5.7.3 Opcije razvoja sistema daljinskog grijanja

Okviri strateških opcija za toplinarstvo razrađeni su u skladu s vizijama radnih skupina Republike Srpske i Federacije Bosne i Hercegovine, scenarijima razvoja proizvodnog miksa i potreba u budućnosti (Slika 5.7.7). Strateške opcije za realizaciju razvoja daljinskog grijanja uzimaju u obzir korištenje otpadne toplinske energije iz termoelektrana na uglj, kogeneraciju toplinske 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. U kontekstu razvoja sistema daljinskih grijanja u EU, danas je tržišni udio sistema daljinskog grijanja 12%. Cilj je na nivou EU povećati tržišni udio na 30% do 2030. godine te na 50% do 2050. godine.

**Slika 5.7.7** Pretpostavke razvoja scenarija za toplinarstvo



Izvor: Analiza Projektnog tima

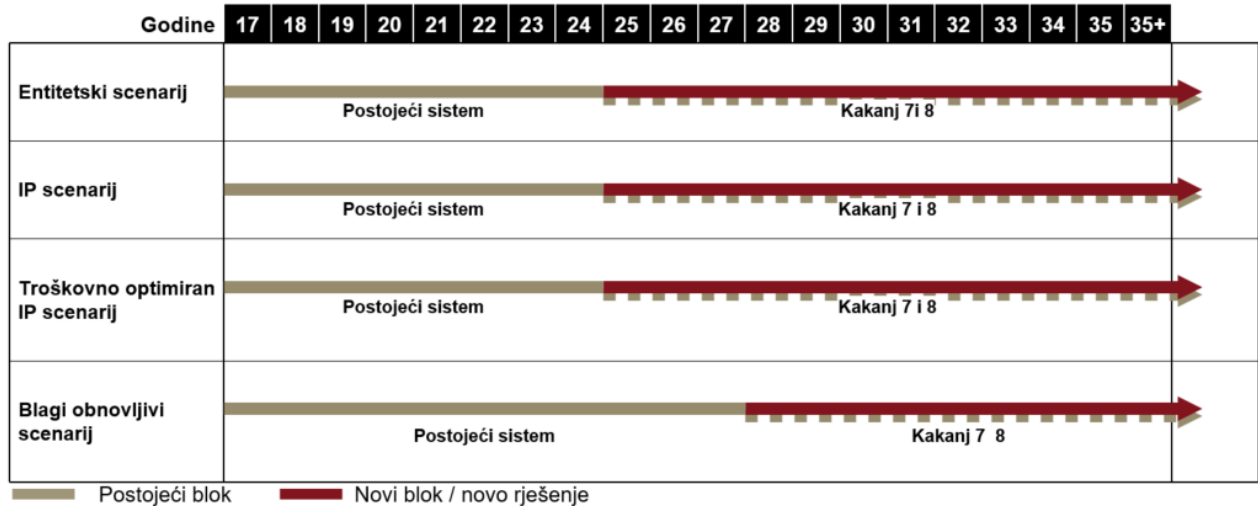
#### 5.7.3.1 Sarajevo

Trenutni sistem za toplifikaciju u Sarajevu sačinjavaju tri velika toplovodna kotla na gas i veliki broj malih sistema na gas. Takav sistem je najmoderniji u Bosni i Hercegovini, ali potrebno ga je kontinuirano održavati i prilagoditi planovima razvoja. U Sarajevu nije uvedena usluga snabdijevanja sanitarnom toplom vodom.

Prema svim scenarijima podrazumijeva se korištenje postojećeg sistema i nakon 2035. godine, jer je sistem u Sarajevu u posljednjih dvadeset godina obnovljen i u dobrom stanju. Osim korištenja gasa, kao dodatna moguća opcija je povezivanje Sarajeva i TE "Kakanj" toplovodom, 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 Kaknja do

Sarajeva. Prema tome, kao dodatni izvor grijanja za grad Sarajevo predviđa se novi blok 8 u termoelektrani “Kakanj”, dok bi blok 7 ostao kao rezerva. Predlaže se izgradnja fleksibilnog sistema pomoću modula za iskorištenje otpadne topline primjenom toplinskih pumpi. Time se iskorištava otpadna toplina bloka 8 i bloka 7, čime se razdvaja proizvodnja toplinske i električne energije, što čini sistem efikasnijim i fleksibilnijim.

**Slika 5.7.8 Sarajevo – Korištenje otpadne toplinske energije po blokovima prema scenarijima za el. energiju**



Izvori: EP BiH, analiza Projektnog tima, analiza Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine

### 5.7.3.2 Tuzla

Trenutno se grad Tuzla grije na blokove 3 i 4 TE “Tuzla”. Toplinska energija dobiva se oduzimanjem pare iz parne turbine, čime se smanjuje proizvodnja električne energije iz te turbine i čini sistem manje efikasnim. Korištenje otpadne topline ili topline iz ispušnih gasova se ne koristi.

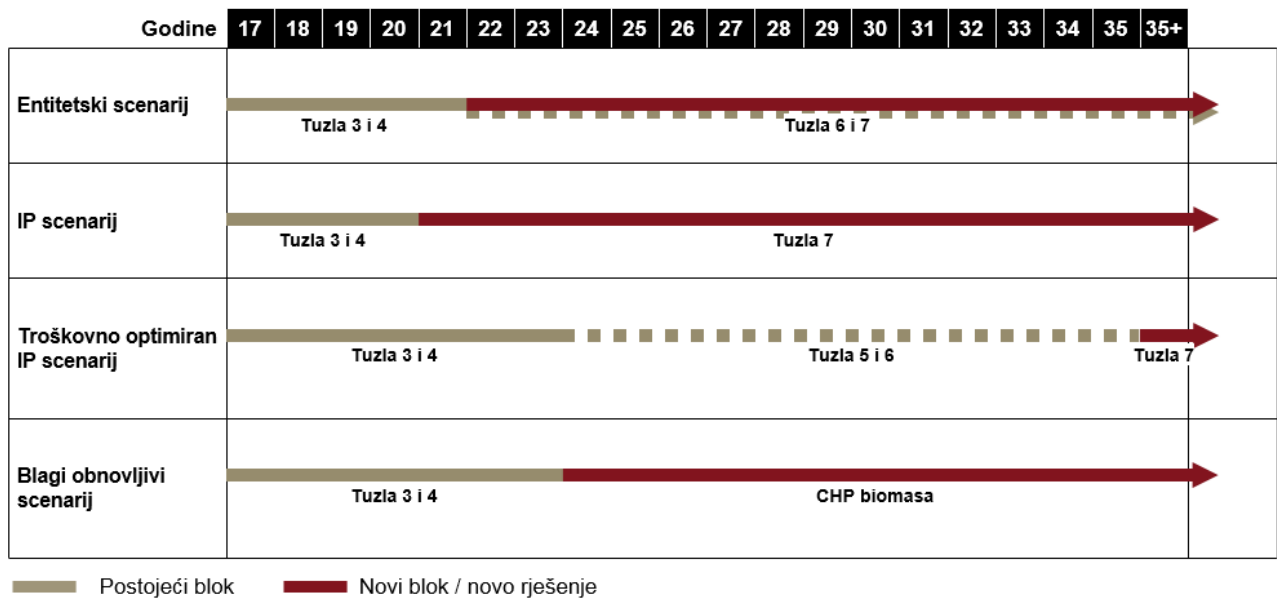
Prema entitetskom scenariju, dekomisija bloka 3 izvršit će se do 2021. godine, a bloka 4 do 2022. godine. Izgradnja novog bloka 7 očekuje se do 2021. godine i preuzet će proizvodnju toplinske energije nakon dekomisije blokova 3 i 4. U planu je priključenje naselja Živinice i Lukavac na toplifikacijski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

Prema indikativnim planu (IP), dekomisija postojećih blokova 3 i 4, kojima se trenutno snabdijevaju potrošači toplinskom energijom, izvršit će se do 2024. godine. Međutim, izgradnja novog bloka 7 bit će izvršena do 2020. godine i preuzet će generaciju toplinske energije.

Prema troškovno optimiranom indikativnom planu (IP), blokovi 3 i 4 bit će zaustavljeni do 2024. godine, te će novi blok 7 ući u pogon 2035. godine. U tom slučaju, kako ne bi došlo do prekida snabdijevanja potrošača toplinskom energijom, potrebno je izgraditi odvojeni modul toplinskih pumpi koje će koristiti otpadnu toplinu iz blokova 5 i 6. Ovako postavljenim sistemom odvaja se proizvodnja električne i toplinske energije, čime se povećava efikasnost i fleksibilnost sistema. Također, smanjuje se potreba za rashladnom vodom koja se koristi za hlađenje dimnjaka termoelektrane. Nakon dekomisije blokova 5 i 6, odvojeni modul toplinskih pumpi koristi otpadnu toplinu iz bloka 7 i nastavlja snabdijevati potrošače toplinskom 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 dovoljna je 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 sistema za snabdijevanje sanitarnom toplom vodom.

Slika 5.7.9 Tuzla – Korištenje otpadne toplinske energije po blokovima prema scenarijima za el. energiju



Izvori: EP BiH, analiza Projektnog tima, analiza Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine

### 5.7.3.3 Zenica

U Zenici se trenutno koristi visokotemperaturni 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 sistema mogu se realizirati u periodu od 2020. do 2024. godine.

U svim scenarijima predstavljena su zajednička rješenja, dok u scenariju Indikativnog plana (IP) postoji i dodatna mogućnost izgradnje TE-TO "Zenica". Kapacitet navedenog kogeneracijskog postrojenja na gas iznosio bi 385 MWe i 90 MWt, a osim modifikacije postojećeg distributivnog sistema 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 prema Indikativnom planu očekuje 2020. godine, no procjenjuje se 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 na to da se ne vežu direktno na razvoj proizvodnog miksa za električnu energiju. Prva opcija je korištenje toplinske 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 tim, nameće se da proizvodnja toplinske energije zavisi od proizvodnje željezare, što može utjecati na sigurnost snabdijevanja. Ova opcija iziskuje relativno najmanje promjene postojećeg sistema, pa je prema tome najizglednija u relativno kratkom roku do 2020. godine. Druga opcija je izgradnja novog visokotemperaturnog toplovodnog kotla na biomasu, kapaciteta 150 MWt, koji predstavlja prelazak na obnovljivi izvor energije i zadržava sigurnost snabdijevanja zbog nezavisnosti od rada 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 sistem predviđa se do 2024. godine. Kao treća opcija predlaže se razvijanje magistralnog vrelovoda od termoelektrane "Kakanj" do Zenice, koji predstavlja siguran i efikasan sistem snabdijevanja toplinskom energijom te omogućuje priključenje lokalnih naselja između Kakanja i Zenice na toplovodnu mrežu. Ova opcija podrazumijeva razvoj i prilagodbu postojećeg sistema u Zenici i izgradnju magistralnog vrelovoda između dva grada, za što se procjenjuje da je potrebno pet-šest godina za realizaciju. Prema tome, ta opcija postaje moguća nakon 2024. godine, odnosno u periodu završetka izgradnje bloka 8 u Kakanju.

Slika 5.7.10 Zenica – Korištenje otpadne toplinske energije po blokovima prema scenarijima za el. energiju



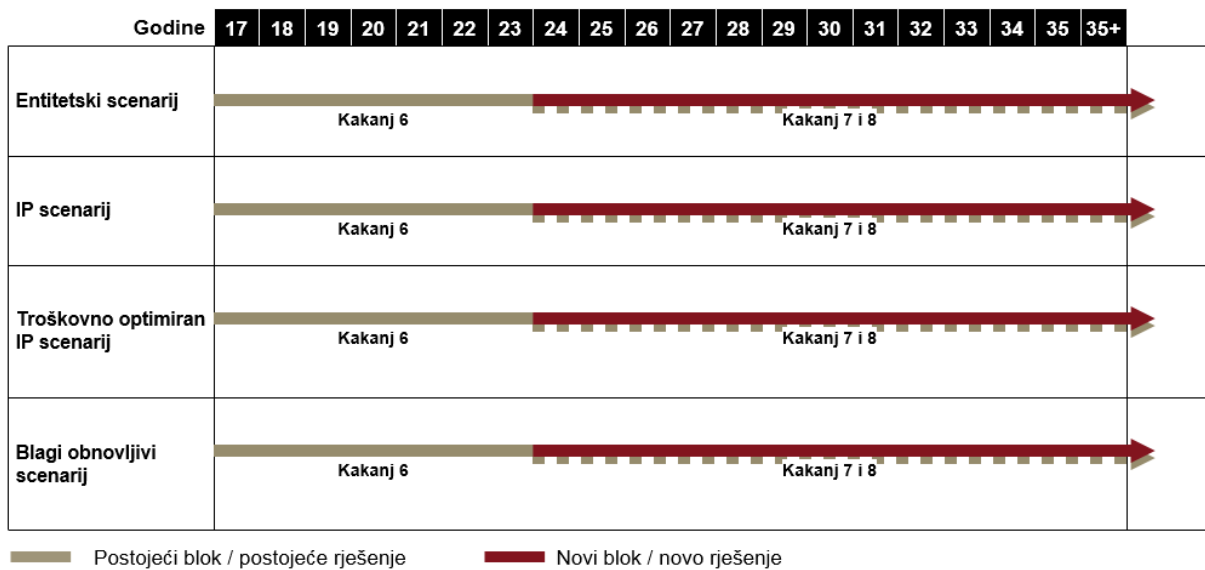


Izvori: EP BiH, analiza Projektnog tima, analiza Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine

#### 5.7.3.4 Kakanj

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

**Slika 5.7.11 Kakanj – Korištenje otpadne toplinske energije po blokovima prema scenarijima za el. Energiju**

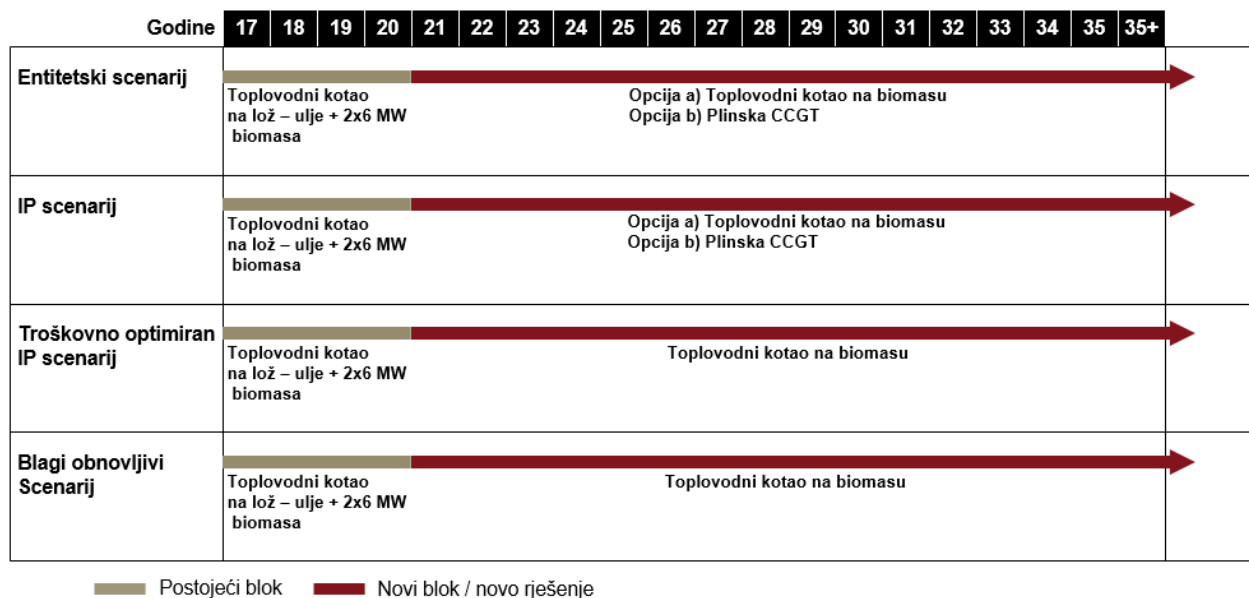


Izvori: EP BiH, analiza Projektnog tima, analiza Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine

## 5.7.3.5 Banja Luka

Postojeći toplinski sistem Banje Luke nije dugoročno održiv u sadašnjim okolnostima. Toplinska energija se u Banjoj Luci proizvodi iz toplovodnog kotla na lož-ulje i dva kotla po 6 MW na biomasu. Korištenje lož-ulja kao osnovnog goriva onemogućava korištenje niskotemperaturnog i fleksibilnog sistema distribucije topline zbog povećane koncentracije sumpora i dušikovih oksida (NO<sub>x</sub>) u ispušnim gasovima. Unapređenja koja se mogu postići boljim upravljanjem distribucijom topline nisu dovoljna da osiguraju konkurentnu cijenu grijanja.

Slika 5.7.12 Banja Luka – Korištenje toplinske energije po blokovima prema scenarijima za el. energiju



Izvori: Analiza Projektnog tima, Radna skupina Republike Srpske

Dvije opcije razvoja toplinskog sistema u Banjoj Luci predstavljene su kroz četiri scenarija, oslanjajući se na razvoj proizvodnog miksa za električnu energiju (Slika 5.7.12). Entitetski i IP scenariji uključuju izgradnju sistema više kondenzatnih kotlova na biomasu ili, u slučaju gasifikacije sjevernog dijela Republike Srpske, postoji mogućnost izgradnje gasnog postrojenja za kogeneraciju toplinske i električne energije (engl. *CCGT – combined cycle gas turbine*). Imajući u vidu napredak tehnologije i evoluciju finansijskog tržišta u pravcu obnovljivih izvora energije, može se pretpostaviti da ovakav objekt na biomasu treba smatrati potencijalnim rješenjem.

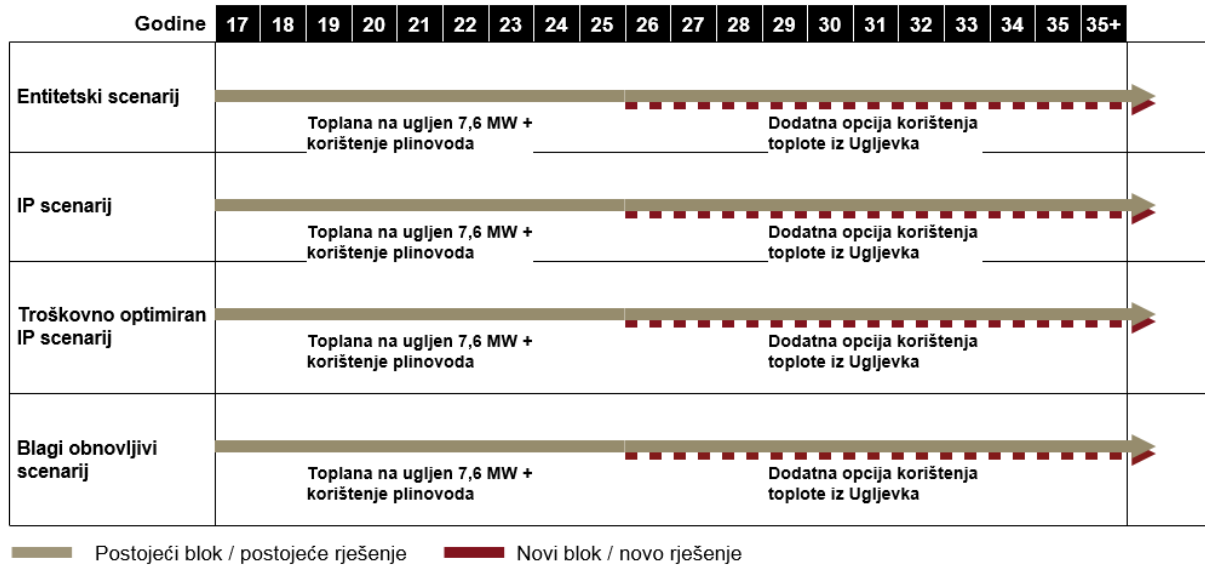
Potencijalnu izgradnju TE-TO “Banja Luka” na gas moguće je za očekivati nakon minimalno deset godina, s obzirom na plan izgradnje gasovoda prema Banjoj Luci do 2025. ili do 2030. godine.<sup>32</sup> Druga opcija, prema troškovno optimiranom IP scenariju i blago obnovljivom scenariju, uključuje izgradnju termoelektrane-toplane (TE-TO) na biomasu, s pripadajućim fleksibilnim toplinskim modulom. U obje opcije podrazumijeva se unapređenje energetske efikasnosti distribucijskih sistema primjenom alata za upravljanje distributivnim toplinskim sistemima, čime se postojeći toplinski sistem prevodi u niskotemperaturni sistem s regulacijom protoka. Razvitak toplinarstva u Banjoj Luci također podrazumijeva uvođenje mogućnosti snabdijevanja potrošača sanitarnom vodom i širenje toplovodne mreže na cijelo područje Banja Luka – Laktaši, čime bi se povećalo tržište i poboljšalo poslovanje toplinarskih preduzeća.

## 5.7.3.6 Bijeljina

U gradu Bijeljina uslugu daljinskog grijanja obnaša JP “Gradska toplana Bijeljina”, koja kao glavni energent koristi ugalj. S obzirom na povezivanje grada Bijeljine na transportni sistem za gas (predviđeno puštanje u rad krajem 2017. godine), omogućilo bi se korištenje gasa kao energenta za grijanje. Plan gasifikacije grada je u završnoj fazi te je uključen u sve scenarije razvoja proizvodnog miksa (Slika 5.7.13). Kao dodatna opcija razvoja novog toplinskog sistema za šire područje grada Bijeljina postoji potencijalna mogućnost korištenja otpadne topline iz termoelektrane “Ugljevik”. Podrazumijeva se razvoj niskotemperaturnog sistema distribucije toplinske energije, koji će biti razvijen u skladu s modernim standardima za upravljanje distribucijom topline. U navedenom sistemu predviđa se snabdijevanje svih potrošača sanitarnom toplom vodom, čime se povećava efikasnost i tržište. Dodatno, u okolini grada Bijeljine postoji perspektivnost korištenja geotermalne energije, koja se može iskoristiti kao izvor toplinske energije za pojedine dijelove grada. Zbog manjka istraživanja, komercijalni potencijal geotermalne energije na području Bijeljine nije poznat. Prema tome, potrebno je provesti istraživanja geotermalnih resursa na tom području.

<sup>32</sup> Opcija gasa u sklopu proizvodnje el. energije u Republici Srpskoj nije eksplicitno definirana, s obzirom na to da je uvjet izgradnja plinovodne infrastrukture do Banje Luke, koja je trenutno u nižoj fazi zrelosti.

Slika 5.7.13 Bijeljina – Korištenje toplinske energije po blokovima prema scenarijima za el. energiju



Izvor: Analiza Projektnog tima

### 5.7.3.7 Prijedor i Dobož

Grijanje u Prijedoru i Dobožu osigurano je izgrađenim novim postrojenjima. Konkretno, u gradu Prijedoru je izgrađeno kogeneracijsko (CHP) postrojenje na biomasu, dok je u gradu Dobožu moderniziran toplovodni kotao na uglj koji ima koncesijsku obavezu sa TE "Stanari" za korištenje uglja. Navedena rješenja adekvatna su u narednom periodu i ne očekuje se potreba za dodatnim opcijama za zadovoljenje toplinskog konzuma.

## 5.7.4 Ostali toplinski sistemi

### 5.7.4.1 Mali samostalni toplinski sistemi

Toplinski sistemi, izuzev prethodno opisanih sistema u velikim gradovima, spadaju u male samostalne toplinske sisteme (Tabela 5.7.2). Cilj za sve sisteme, pa tako i male samostalne toplinske sisteme, jeste da se u narednom periodu razvije napredni sistem upravljanja distribucijom toplinske energije, pripreme ili ostvare prijelazi na niskotemperaturne sisteme distribucije i omogući isporuka sanitarne tople vode. S obzirom na to da većina domaćinstava koristi električnu energiju za pripremu tople vode, uspješnom realizacijom isporuke sanitarne tople vode znatno bi se umanjila potrošnja električne energije. Za razvoj malih samostalnih toplinskih sistema (Tabela 5.7.2) lokalni izvori geotermalne energije ili biomase mogu se smatrati dovoljnim. Ovi sistemi se ne suočavaju s konkurencijom većih i efikasnijih potrošača biomase ni u jednom scenariju.

Tabela 5.7.2 Odabrani prikaz razvoja malih samostalnih toplinskih sistema

	Toplinski sistem	Predviđeni razvoj
<b>RS</b>	Brod	• Prelazak na kondenzacijski kotao na biomasu i niskotemperaturni režim
	Čelinac	
	Istočno Sarajevo	
	Pale	
	Sokolac	• Razmotriti korištenje geotermalne energije. Alternativno, prelazak na kondenzacijski kotao na biomasu i niskotemperaturni režim
	Derventa	
	Gradiška	
Zvornik	• Zadržavanje postojećeg rješenja, uz moguć prijelaz na kondenzacijski gasni kotao i niskotemperaturni režim	
<b>FBIH</b>	Tešanj	• Prelazi na kondenzacijski kotao na biomasu i niskotemperaturni režim
	Konjic	
	Sanski Most	
	Breza	• Priključenje na toplovodni sistem Kakanj ili prelazak na kondenzacijski kotao na biomasu i niskotemperaturni režim
	Banovići	
	Lukavac	

Izvor: Analiza Projektnog tima

#### 5.7.4.2 Razvoj toplinskog sistema u Brčko distriktu Bosne i Hercegovine

Prema Akcionom planu energetske održivog razvitka, koji je usvojila vlada Brčko distrikta Bosne i Hercegovine u 2015. godini, predviđena je izgradnja kogeneracijskog postrojenja i razvoj toplinskog sistema. Na teritoriju Brčko distrikta Bosne i Hercegovine, s obzirom na već postojeću infrastrukturu, postoji nekoliko lokacija za izgradnju kogeneracijskog postrojenja koje su povoljne za transport energije, pristup i utjecaj na okolinu te pružaju izvor rashladne vode. Prema trenutnim potrebama Distrikta Brčko i projekcijama budućeg razvoja, smatra se da bi dvije jedinice kapaciteta 2 x 20 MWe i 2 x 40 MWt, čime bi se osigurala isporuka 220 GWhe i 180 GWht energije, pokrile sve potrebe. Postrojenje na biomasu navedenog kapaciteta godišnje bi trošilo oko 20.000 t topole ili biomase ekvivalentne energetske vrijednosti, te se procjenjuje da postoje kapaciteti za proizvodnju navedene količine biomase na neiskorištenom zemljištu u Brčko distriktu Bosne i Hercegovine. Dodatno, postoji mogućnost iskorištenja ostataka iz drvne industrije i spaljivanja dijela gradskog otpada u energetske svrhe. Predviđeno vrijeme izgradnje navedenog kogeneracijskog postrojenja je četiri godine, te je u tom vremenu potrebno razviti toplinski sistem i plantaže biomase potrebne kao izvor energije.

#### 5.7.4.3 Individualno grijanje

Raspoloživi podaci pokazuju da većina stanovništva koristi individualne sisteme grijanja, od kojih su najzastupljeniji sistemi na biomasu i ugalj. Također, u većim gradovima, poput Banje Luke i Sarajeva, dolazi do napuštanja toplinskih sistema u korist individualnih rješenja. Individualne sisteme karakterizira mali broj efikasnih sistema, poput kondenzacijskih kotlova na pelet, akumulatora topline i integriranih sistema za proizvodnju sanitarne tople vode.

Potrebno je smanjiti energetska siromaštvo uzrokovano širokom zastupljenošću neučinkovitih individualnih sistema 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 deset godina potrebno je barem udvostručiti prosječnu efikasnost individualnih sistema grijanja na čvrsta i gasovita goriva primjenom kondenzacijskih kotlova, kaljevitih peći i peći s integriranim skladištenjem topline, kao i proizvodnjom sanitarne tople vode. Također, gdje god je moguće, treba razmotriti primjenu solarne energije, toplinskih pumpi i geotermalnih izvora. Ipak, očekuje se da će ruralna područja u najvećem dijelu zadržati individualno grijanje na ogrjevno drvo.

### 5.7.5 Regulatorni i institucionalni okvir

#### 5.7.5.1 Nivo Bosne i Hercegovine

Sektor toplinarstva reguliran je na entitetskom nivou. Na nivou Bosne i Hercegovine ne postoji regulativa koja uređuje ovaj sektor. MVTEO vrši aktivnosti u okviru svojih nadležnosti za obavljanje poslova i zadataka iz nadležnosti Bosne i Hercegovine, koji se odnose na definiranje 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.

#### 5.7.5.2 Regulativa u Federaciji Bosne i Hercegovine

Djelatnost toplinarstva regulirana je propisima kojima se definiraju komunalne djelatnosti i obavljaju je javna komunalna preduzeća (toplane), na kantonalnom i općinskom nivou. Mjerenje i naplata ne vrše se prema stvarnoj potrošnji kod dijela potrošača, što negativno utječe na racionalizaciju potrošnje i energetske efikasnosti. Postojeća infrastruktura ne podržava uvođenje sanitarne tople vode pomoću topline 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 Federaciji Bosne i Hercegovine donijeli su 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 s ciljem 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 realizirati na osnovu ovih zakona.

#### 5.7.5.3 Regulativa u Republici Srpskoj

Prema Zakonu o energetici, toplinarstvo je energetska djelatnost. Međutim, djelatnost toplinarstva obavljaju komunalna preduzeća, u skladu sa Zakonom o komunalnim djelatnostima i Zakonom o održavanju zgrada. Mjerenje i naplata ne vrše se prema stvarnoj potrošnji kod dijela potrošača, što negativno utječe na racionalizaciju potrošnje i energetske efikasnosti. Postojeća infrastruktura ne podržava uvođenje sanitarne tople vode pomoću topline iz sistema centralnog grijanja. Zbog zastarjele infrastrukture bilježe se veliki gubici energije.

Zakon o javno-privatnom partnerstvu u Republici Srpskoj daje okvir za ostvarivanje saradnje između privatnih investitora i lokalnih zajednica u pogledu realizacije infrastrukturnih projekata radi osiguranja finansiranja s ciljem 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 realizirati na osnovu ovog zakona.

## 5.7.6 Strateške smjernice

S obzirom na trenutno stanje u sektoru toplinarstva definirane su strateške smjernice strategije za toplinarstvo u domeni tržišta i regulative (Tabela 5.7.3).

Tabela 5.7.3 Strateške smjernice za sektor toplinarstva

	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište	Proširenje i unapređenje sektora toplinarstva kroz sisteme daljinskog grijanja	Planiranje i modernizacija infrastrukture u pogledu razvoja sistema daljinskog grijanja te uvođenja sanitarne tople vode iz sistema grijanja (korištenje toplinskih sistema u industrijskim procesima), što bi povećalo tržište
	Izrada studija izvodivosti optimalnih opcija za sisteme daljinskog grijanja	<p>Budući razvoj toplinarstva potrebno je graditi na bazi optimalnih tehnoloških odluka, međutim ipak imajući u vidu i osnovne potrebe za rješavanjem pitanja grijanja za domaćinstva i druge potrošače.</p> <p>Razmotriti modele razvoja toplinske mreže i ekspanzije sistema daljinskog grijanja:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Izrada i kontinuirano ažuriranje toplinske mape, s ciljem podloge za investicije u sisteme daljinskog grijanja</li> <li>○ Izrada sveobuhvatne procjene potencijala za primjenu VUK i efikasnih sistema daljinskih grijanja i hlađenja te utvrđivanje konkretnih mjera i ulaganja, u skladu sa zahtjevima Direktive za energetska efikasnost (rok je 30. 11. 2018)</li> <li>○ Rekonstrukcija postojećih kotlova te zamjena mazuta biomasom</li> <li>○ Praćenje EU trendova kojima je cilj povećanje sistema daljinskog grijanja na 30%, do 2030. godine, odnosno na 50%, do 2050. godine</li> <li>○ Povećanje udjela kogeneracijskih elektrana (npr. biomasa) koje će zadovoljiti potrebu za toplinskim konzumom</li> <li>○ Korištenje produkta otpadne topline iz kotlova na ugalj/ostalo (u skladu s razvojem TE sektora te iz industrije gdje je to moguće)</li> <li>○ Kroz kondenzacijske kotlove na biomasu gdje je to optimalno rješenje</li> <li>○ Daljnja integracija OIE u sisteme daljinskog grijanja</li> </ul>
	Implementacija mjera energetske efikasnosti prema EU Direktivi 2012/27/EU	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	Usvajanje zakona i podzakonskih akata kojima se uređuje sektor toplinarstva	Trenutno ne postoji legislativa koja posebno regulira sektor toplinarstva. Potrebno je donijeti zakone kako bi se normativno uredila pitanja proizvodnje, distribucije, snabdijevanja toplinskom energijom, politike tarifiranja te odnosa snabdjevača i potrošača topline i druga pitanja relevantna za ovaj sektor

## 5.8 Energetska efikasnost

### 5.8.1 Evropske direktive i akcioni planovi

Energetska efikasnost dobila je ulogu kao jedan od važnijih elemenata modernih energetskih sektora te inicijativa energetskih politika država članica Evropske unije. Za Bosnu i Hercegovinu, energetska efikasnost dobiva na sve većem značaju, stoga je u narednom periodu potrebno donijeti set odluka i mjera kojima bi se transponirale obavezujuće direktive EU prema Ugovoru o energetske zajednici te u punoj mjeri omogućila njihova implementacija.

Slika 5.8.1 Direktive vezane za energetske efikasnost



Izvor: EUR-lex

Direktiva 2012/27/EU o energetske efikasnosti uvedena je u okvir Ugovora o uspostavi Energetske zajednice, u oktobru 2015. godine, i od tada je obavezujuća za Bosnu i Hercegovinu. Rok za implementaciju je 15. oktobar 2017. godine. Transpozicija nove direktive se očekuje u vidu izmjena postojećeg Zakona o energetske efikasnosti te dopunama sekundarne legistative.

Direktiva 2012/27/EU uvodi pojam granične potrošnje (engl. *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 očekuju se uštede primarne energije u transformaciji, prijenosu i distribuciji te se promoviraju 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 postavila je 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, a 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 Bosna i Hercegovina, dužne su analizirati svoju predviđenu potrošnju u primarnoj i finalnoj energiji te usvojiti programe i planove kako bi ostale u predviđenim okvirima potrošnje.

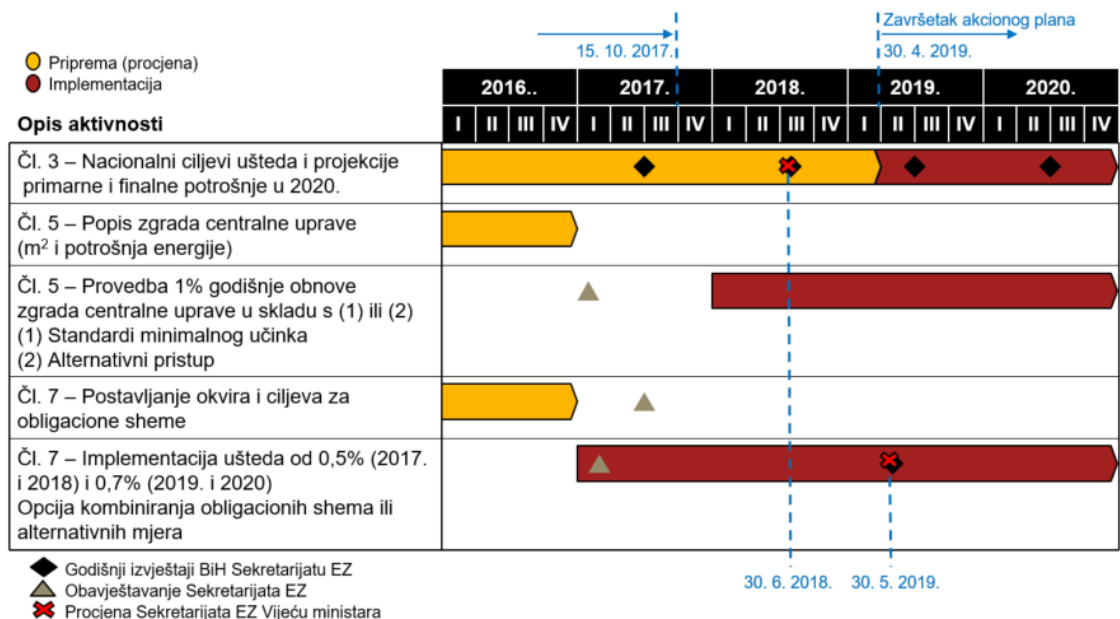
U Bosni i Hercegovini se trenutno radi na usvajanju Akcionog plana energetske efikasnosti, što je i obaveza države iz Ugovora o osnivanju Energetske zajednice. Akcioni plan se radi prema predlošku Sekretarijata EZ tako da bude usklađen s akcionim planovima na entitetskim nivoima, te bi trebao biti usklađen s novom Direktivom 2012/27/EZ.

U Republici Srpskoj trenutno se radi na pripremi Akcionog plana prema predlošku Sekretarijata Energetske zajednice, koji nije u potpunosti kompatibilan s nacionalnim planovima zemalja EU, te će iz tog razloga samo djelimično biti usklađen s novom Direktivom. Do 30. 4. 2019. godine očekuje se priprema novog Akcionog plana, koji će biti u potpunosti usklađen. U Federaciji Bosne i Hercegovine još nije donesen Akcioni plan za energetske efikasnost, te se trenutno radi na nacrtu Smjernica za energetske efikasnost.

Tri ključna člana nove Direktive na koje se trebaju vezati kvantificirani ciljevi su sljedeći:

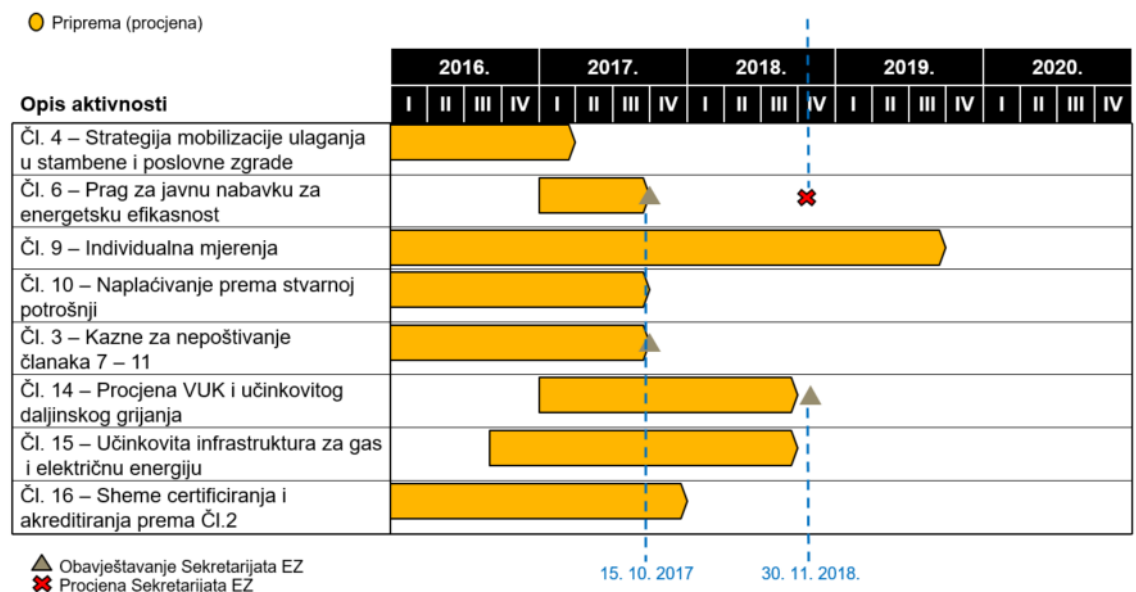
- Član 3 – odnosi se na indikativni cilj svake zemlje, izražen u potrošnji primarne ili finalne energije u 2020. godini, uštedama primarne ili finalne energije ili indikatorima energetske intenzivnosti;
- Član 5 – odnosi se na obnovu zgrada centralne uprave / javnih zgrada;
- Član 7 – odnosi se na obligacione sheme i/ili alternativne mjere te kvantificirane potrebne uštede, koje se očekuju već od početka 2017. godine.

Slika 5.8.2 Vremenski plan za tri ključna člana Direktive 2012/27/EU



Izvor: Analiza Projektnog tima, Direktiva 2012/27/EU

Slika 5.8.3 Vremenski plan za druge odabrane članove Direktive 2012/27/EU



Izvor: Analiza Projektnog tima, Direktiva 2012/27/EU

## 5.8.2 Ključni strateški elementi

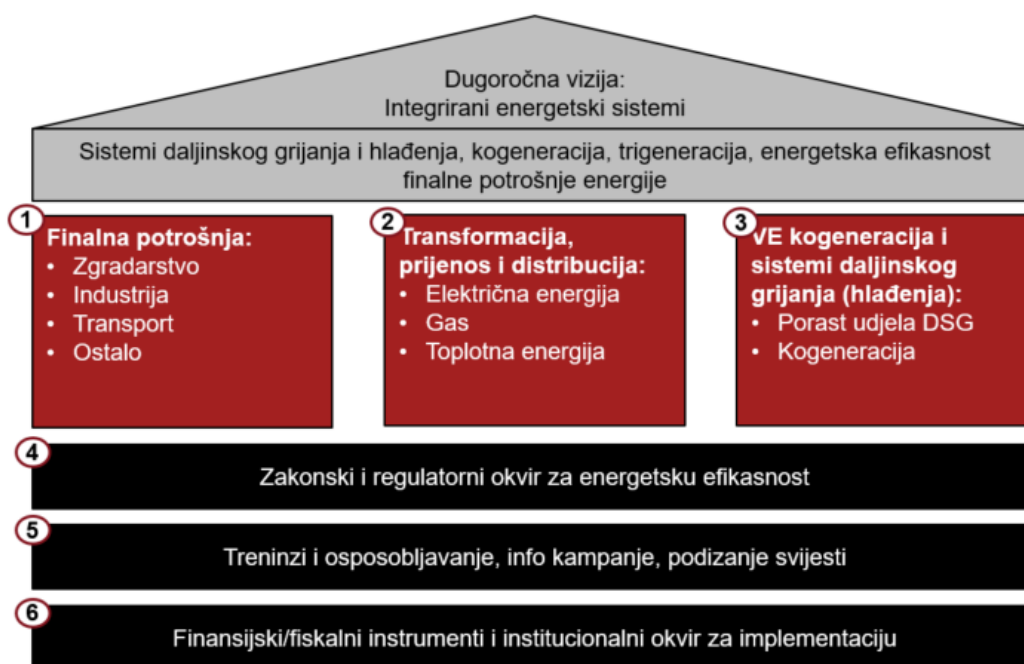
Ključni elementi strategije za energetske efikasnosti predloženi su po uzoru na dugoročnu viziju zemalja EU, i to tako da, prije svega, odgovore stvarnim potencijalnim interesima Bosne i Hercegovine te da zahtjevi Direktive 2012/27/EU budu zadovoljeni.

Dugoročna strategija u oblasti energetske efikasnosti ima tri ključna elementa (Slika 5.8.4):

- uštede u finalnoj potrošnji;
- uštede u procesu transformacije, prijenosa i distribucije električne energije, gasa i topline;
- stvaranje uvjeta za visokoefikasnu kogeneraciju i promociju i ekspanziju efikasnih sistema daljinskog grijanja.

Osim navedenih elemenata, bitno je poboljšati zakonski i regulatorni okvir za energetske efikasnosti, definirati finansijske mjere i institucionalni okvir za implementaciju, kao i provoditi informativne kampanje i razne treninge i osposobljavanja.

**Slika 5.8.4 Ključni elementi dugoročne strategije energetske efikasnosti**



Izvor: Analiza Projektnog tima

## 5.8.3 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 energetske efikasnosti, svaka zemlja dužna je implementirati projekte na strani finalne potrošnje, proporcionalno ukupnoj prodaji krajnjim kupcima, izuzimajući sektor transporta.

### 5.8.3.1 Postojeće stanje

Podaci o postojećim indikativnim ciljevima u finalnoj potrošnji dobiveni su kao zbir planiranih ušteda u Federaciji Bosne i Hercegovine, Republici Srpskoj i Brčko distriktu Bosne i Hercegovine. Prema trenutno važećoj Direktivi 2006/32/EC, Bosna i Hercegovina 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 12,47 PJ (0,3 Mtoe). Ukupni cilj podijeljen je na četiri sektorska cilja za:

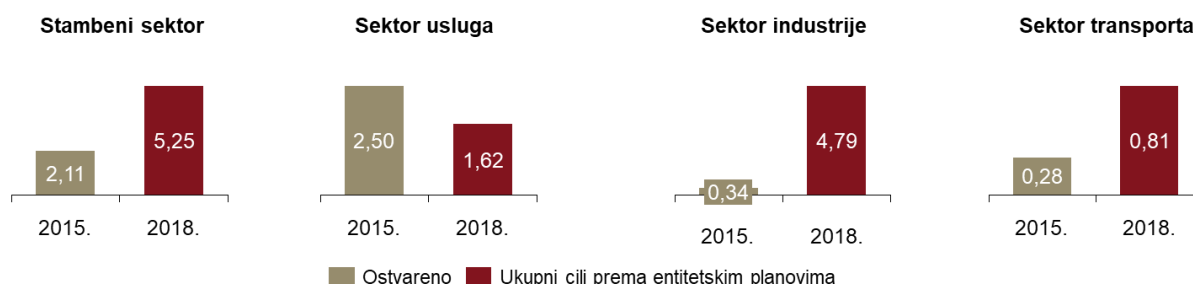
- stambeni sektor,
- sektor usluga,
- industriju,
- transport.

Najviše ušteda planira se ostvariti u stambenom sektoru i sektoru industrije.



Do sada je praćena realizacija ušteda ostvarenih u 2015. godini. Na nivou Bosne i Hercegovine ostvarene su uštede u iznosu od 5,23 PJ (od toga je na nivou Federacije Bosne i Hercegovine 3,71 PJ, a na nivou Republike Srpske 1,52 PJ). Najviše ušteda ostvareno je u sektoru usluga, s 2,50 PJ, i stambenom sektoru, s 2,11 PJ (Slika 5.8.5).

**Slika 5.8.5 Sektorski ciljevi i uštede u PJ, 2015. i 2018. godina**



Izvori: Akcioni plan energetske efikasnosti Republike Srpske do 2018. godine, Akcioni plan za korištenje OIE Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

### 5.8.3.2 Planirane uštede

Bosna i Hercegovina ima veliki potencijal za ostvarenje ušteda, naročito u sektoru zgradarstva, koji ima preko 50% udjela u finalnoj potrošnji energije. Kao prvi korak potrebno je napraviti pouzdanu bazu podataka o postojećem stanju stambenog fonda u cijeloj Bosni i Hercegovini te izraditi Dugoročnu strategiju za obnovu zgrada, koja je ujedno i sastavni član člana 4 nove Direktive, koja je priprema na osnovu postojećeg inventara zgrada, troškovno – optimalne metodologije, i uz analizu svih primjenjivih mjera. Uz obavezu za punom implementacijom Direktive 2010/31/EU, u sklopu programa potrebno je razmotriti sljedeće opcije:

- termalna sanacija objekata sa sobnim grijanjem i snižavanje njihovih energetskih potreba,
- razvod i instalacija centraliziranog sistema grijanja u ovim objektima (radijatori i cijevna mreža),
- priključak na novi sistem daljinskog grijanja.

Član 7 nove Direktive postavlja kvantificirane ciljeve za uštede u finalnoj potrošnji energije, bez obzira na to hoće li se kao instrument implementacije koristiti obligacione sheme ili alternativni pristup. Iznos očekivanih ušteda bazira se 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.

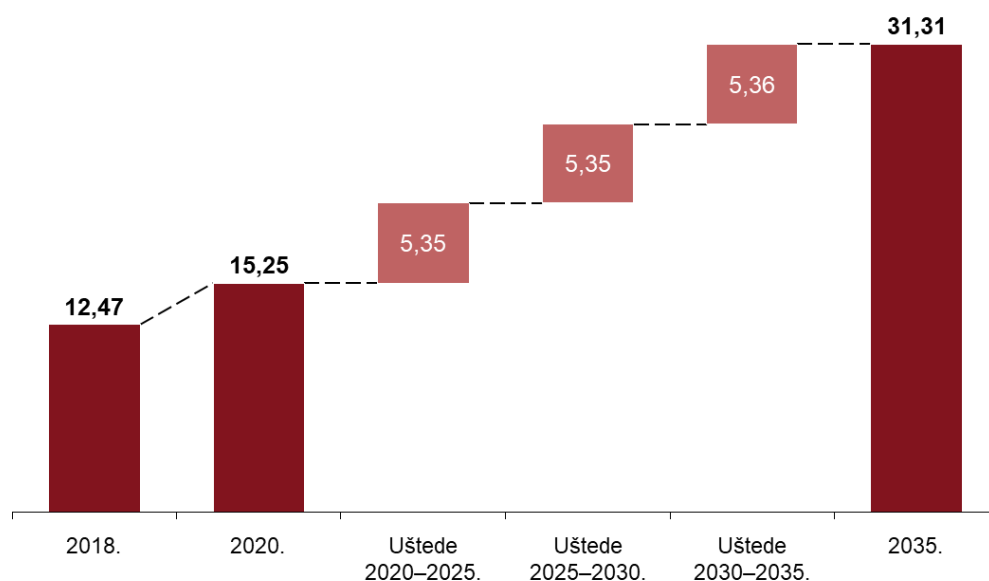
Za Bosnu i Hercegovinu planirano je da se u prve dvije godine implementacije (2017. i 2018) ostvaruju uštede od 0,5%, a da se u druge dvije godine implementacije (2019. i 2020) udio povećava na 0,7%. Prema tome se do 2020. godine očekuju ukupne uštede od 15,25 PJ.

Za oba entiteta i za Brčko distrikt Bosne i Hercegovine napravljene su preliminarne procjene za očekivane uštede za period od 2020. godine nadalje, po uzoru na zemlje EU. Prema tome, dobivene su i preliminarne procjene za uštede na nivou Bosne i Hercegovine. U periodu od 2020. do 2035. godine očekuje se godišnja ušteda od 1,5%, što na petogodišnjem nivou iznosi 5,35 PJ, pri čemu se ovih 1,5% odnosi na potrošnju u baznoj godini korištenu za ciljeve člana 7. Na ovaj način, previđeno smanjenje finalne potrošnje u 2035. godini bi u odnosu na BAU (engl. *business as usual*) scenarij iznosilo 31,31 PJ, u odnosu na referentnu 2010. godinu.

Konkretno, podjela prema kojoj su izračunate ukupne uštede je sljedeća:

- Federacija Bosne i Hercegovine – 20,76 PJ,
- Republika Srpska – 9,67 PJ,
- Brčko distrikt Bosne i Hercegovine – 0,88 PJ.

Slika 5.8.6 Planirane uštede u finalnoj potrošnji u Bosni i Hercegovini u PJ do 2035. godine



Izvor: Analiza Projektnog tima

Koristeći podatke iz APEE za Republiku Srpsku, procijenjene investicije za postizanje cilja u trogodišnjem periodu, 2016–2018, iznose 316 miliona KM, odnosno nešto više od 160 miliona EUR. Također, u okviru Akcionog plana, u dijelu koji se odnosi na obligacione sheme, jedinična investicija po uštedenom kWh procijenjena je na 0,781 KM/kWh (0,4 EUR/kWh). Uvažavajući ovu procjenu iz zvaničnog dokumenta te projicirajući ovaj odnos investicija po uštedenom kWh energije, proizlazi da je u periodu od 2021. do 2035. godine potrebno za očekivane uštede investirati 73,2 miliona KM (37,4 miliona EUR) na godišnje, dolazimo do znatnih iznosa koje bi trebalo investirati u energetska efikasnost. To znači da je, ako se želi ostvariti postavljeni cilj do 2035. godine, potrebno ukupno 1,1 milijarda KM (oko 560 miliona EUR).

Nakon što se u Federaciji Bosne i Hercegovine i Brčko distriktu Bosne i Hercegovine usvoje akcioni planovi za energetska efikasnost, sljedeći korak je procjena potrebnih investicija u energetska efikasnost, kako bi se postigli zadani ciljevi.

Analiziranjem ostvarenih ušteda vidljivo je da ih je najmanje ostvareno u industriji i transportu. Upravo je zato potrebno intenzivirati programe i projekte namijenjene navedenim sektorima kroz naredne akcione planove, kako na nivou Bosne i Hercegovine tako i na entitetskim nivoima. Imajući u vidu činjenicu da su projekti energetske efikasnosti u industriji, što je pokazalo iskustvo iz regije, znatno povoljniji sa stanovišta finansijske isplativosti, razumljivo je zašto se u okviru ove strategije fokus stavlja na energetska efikasnost u tom sektoru (Tabela 5.8.1).

Tabela 5.8.1 Predloženi programi za postizanje ušteda u finalnoj potrošnji

Područje	Mjere/programi za poboljšanje energetske efikasnosti
Zgradarstvo	Obnova zgrada centralne uprave / javnih zgrada
	Implementacija Dugoročne strategije obnove stambenog sektora
	Obnova javnih zgrada, uz pomoć donatora i projekata tehničke pomoći
	Uvođenje energetske menadžmenta u javne zgrade
Industrija	Povećanje energetske efikasnosti industrijskih procesa (zamjena goriva, optimizacija sagorijevanja, frekventna regulacija pumpi, kompresora i ventilatora, zamjena starih i predimenzioniranih pumpi i dr.)
	Promocija kogeneracije
	Uvođenje energetske menadžmenta u industrijska postrojenja
	Obavezni energetske pregledi velikih potrošača (preko 10 GWh godišnje)
	Promocija uvođenja energetske menadžmenta u mala i srednja preduzeća
Transport	Infrastrukturne mjere na putnoj mreži s efektima uštede energije (izgradnja zaobilaznica i kružnih tokova, unapređenje sistema saobraćajne signalizacije, poboljšanje infrastrukture javnog prijevoza i dr.)
	Zamjena starih vozila energetski efikasnim vozilima u javnom i teretnom transportu

#### 5.8.4 Transformacija, prijenos i distribucija

Nova Direktiva adresira energetska efikasnost na sve učesnike energetskog lanca, pa se tako mjere koje su planirane i implementirane kad su u pitanju transformacija, prijenos i distribucija stavljaju pod isti krov s uštedama finalne potrošnje prilikom izvještavanja o postignutim rezultatima.

Također, važno je naglasiti da novi pristup nalaže postizanje ušteda izraženih u primarnoj i finalnoj energiji, kako bi se potrošnja održala ispod predviđenih graničnih vrijednosti. Svakako, želi se postići integralno planiranje u čitavom energetskom lancu, od proizvodnje, preko prijenosa i distribucije, pa sve do krajnjih potrošača. S obzirom na to da su se do sada uštede planirale prema Direktivi o energetskim uslugama (2006/32/EC), mjere efikasnosti kad je u pitanju primarna energija nisu bile eksplicitno predviđene. U Akcionom planu, koji se treba pripremiti do 30. 4. 2019, bit će potrebno prijaviti ostvarene i adresirati planirane mjere ušteda u primarnoj energiji. Osim ušteda primarne energije, koje dolaze kao rezultat intervencija kad je u pitanju finalna potrošnja, važno je naglasiti da se u Federaciji Bosne i Hercegovine očekuju uštede u primarnoj energiji koje će se ostvariti ulaskom novih blokova u TE "Tuzla" i TE "Kakanj".

##### 5.8.4.1 Planirane uštede u transformaciji

Po energetskom bilansu za 2016. godinu, udio termoelektrana u ukupnoj proizvodnji električne energije u Republici Srpskoj iznosio je 65,4% (4.742 GWh), dok je prema energetskom bilansu iz 2016. godine udio u Federaciji Bosne i Hercegovine bio oko 66%. Prema izvještaju NOSBiH, specifična potrošnja blokova u TE "Gacko" iznosi 11.520 kJ/kWh, TE "Ugljevik" 11.470 kJ/kWh, a u TE "Stanari" 9.500 kJ/kWh, iz čega proizlazi da je srednja efikasnost elektrana (eta) 33,6%.<sup>33</sup> Treba naglasiti da je u sklopu scenarija radnih skupina entiteta u proizvodnom miksu planirana izgradnja novog bloka u TE "Gacko", kapaciteta 350 MW, čijim se ulaskom očekuju i dodatne znatne uštede u potrošnji primarne energije. Prema istom izvještaju, prosječna specifična potrošnja blokova TE "Tuzla" i TE "Kakanj" iznosi 12.248 kJ/kWh, dok je srednja efikasnost elektrana (eta) 29,4%.

Dugoročni je cilj u 2035. godini postići od 35% do 40% prosječne efikasnosti blokova. Za izračun planiranih ušteda napravljena su tri 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, s mjerama energetske efikasnosti i bez njih:

- Republika Srpska – srednja vrijednost potrošnje bez EE – 4.655 GWh;
- Republika Srpska – srednja vrijednost potrošnje sa EE – 4.431 GWh;
- Federacija Bosne i Hercegovine – srednja vrijednost potrošnje bez EE – 7.812 GWh;
- Federacija Bosne i Hercegovine – srednja vrijednost potrošnje sa EE – 7.435 GWh.

Podizanjem srednjeg stepena efikasnosti termoelektrana na strani primarne energije generiraju se uštede planirane na strani finalne potrošnje u periodu do 2035. godine.

**Tabela 5.8.2 Planirane uštede na strani transformacije do 2035. godine**

Scenarij	Uštede (PJ)	
	Procjena potrošnje bez mjera EE	Procjena potrošnje s mjerama EE
S1	13,19	12,56
S2	19,60	18,65
S3	23,33	22,20

Izvor: Analiza Projektnog tima

<sup>33</sup> Kao osnova za daljnji proračun uzeta je eta bez TE "Stanari", i iznosi 31,3%

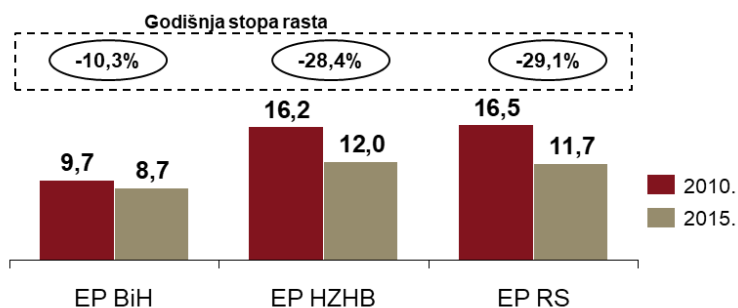
#### 5.8.4.2 Planirane uštede u prijenosu i distribuciji

Prijenosna mreža nivoom razvoja i izgrađenosti ispunjava sve trenutne potrebe EES-a Bosne i Hercegovine. Gubici u prijenosnoj mreži, o kojima je više riječi bilo u poglavlju o elektroenergetskom sektoru, su zadovoljavajući te su na nivou gubitaka razvijenih evropskih sistema. Stoga se eksplicitno nisu radile i planirane uštede za samu prijenosnu mrežu. Međutim, u narednom periodu sugerira se nastavak praćenja budućih trendova za smanjenjem gubitaka u prijenosnoj mreži, kroz daljnji razvoj IT sistema, modernizaciju mreže, uvođenje rada pod visokim naponom itd.

U Bosni i Hercegovini postoji trend konstantnog smanjenja distributivnih gubitaka, sa 16% u 2010. godini na otprilike 11,7% u 2015. godini za EP HZHB, s 9,7% na 8,7% za EP BiH, te sa 16,5% na 11,7% za EP RS (Slika 5.8.7). Smanjeni gubici dolaze kao rezultat brojnih regulatornih i tehničkih mjera i aktivnosti, koje su realizirane u oba entiteta 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 5.8.7 Distributivni gubici električne energije, 2010–2015.



Izvori: RERS godišnji izvještaji, Radna skupina Republike Srpske, Radna skupina FBiH

U distribucijskoj mreži, tehnički i netehnički, odnosno komercijalni gubici jedan su od najvećih problema operatera distributivne mreže, te je 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 (Tabela 5.8.3). Bitno je napomenuti da je EP BiH već u 2015. godini imala distributivne gubitke ispod 9%, 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, s mjerama energetske efikasnosti i bez njih:

- EP RS – srednja vrijednost potrošnje bez EE – 3.621 GWh,
- EP RS – srednja vrijednost potrošnje sa EE – 3.396 GWh,
- EP BiH – srednja vrijednost potrošnje bez EE – 6.778 GWh,
- EP BiH – srednja vrijednost potrošnje sa EE – 6.401 GWh,
- EP HZHB – srednja vrijednost potrošnje bez EE – 1.042 GWh,
- EP HZHB – srednja vrijednost potrošnje sa EE – 942 GWh.

Tabela 5.8.3 Planirane uštede na strani distribucije

Cilj		Uštede (PJ)	
		Procjena potrošnje bez mjera EE	Procjena potrošnje s mjerama EE
9% do 2020.	EP RS	0,35 (97 GWh)	0,33 (91 GWh)
	EP BiH	0	0
	EP HZHB	0,16 (43,4 GWh)	0,15 (41,3 GWh)
	<b>TOTAL</b>	<b>0,51 (140,4 GWh)</b>	<b>0,48 (132,3 GWh)</b>
6,5% do 2035.	EP RS	0,53 (146,2 GWh)	0,50 (138,3 GWh)
	EP HZHB	0,68 (187,6 GWh)	0,63 (175,9 GWh)
	EP HZHB	0,17 (47,8 GWh)	0,16 (43,2 GWh)
	<b>TOTAL</b>	<b>1,38 (381,8 GWh)</b>	<b>1,28 (357,4 GWh)</b>

Izvor: Analiza Projektnog tima

Ovi ciljevi postižu se realizacijom brojnih tehničkih investicionih mjera (Tabela 5.8.4), kao i raznim aktivnostima i programima, poput uvođenja sistema nagrađivanja i kažnjavanja distributivnih kompanija za postizanje ciljeva i izrade programa operatora distributivnog sistema, s ciljem smanjenja gubitaka, te nadzorom provođenja mjera i efekata od strane regulatorne komisije.

**Tabela 5.8.4 Instrumenti za postizanje ciljeva u distribucijskoj mreži**

Vrsta gubitaka	Mjere, aktivnosti i programi
<b>Tehnički</b>	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
<b>Komercijalni</b>	Rekonstrukcija priključaka
	Uvođenje multifunkcionalnih brojila s mogućnošću registracije neovlaštenog pristupa i djelovanja na brojilo
	Elektronsko daljinsko očitavanje i mjerenje potrošnje

Izvor: Analiza Projektnog tima

## 5.8.5 Sistemi daljinskog grijanja

### 5.8.5.1 Trenutno stanje

Prema podacima preuzetim iz energetske bilansa za 2016. godinu, daljinskim grijanjem se u Republici Srpskoj grije oko 2,3 miliona m<sup>2</sup> stambenog prostora te 460 hiljada m<sup>2</sup> poslovnog prostora, dok u Federaciji Bosne i Hercegovine ima oko 970 hiljada stanova koji se griju preko većih toplinarskih preduzeća. U Bosni i Hercegovini za sada nema sistema za pripremu tople vode i isporuka topline vrši se samo za grijanje.

Prema propisima Republike Srpske, proizvodnja i isporuka toplinske energije smatra se komunalnom djelatnošću od posebnog javnog interesa, za čije je obavljanje nadležna jedinica lokalne samouprave koja, prema Zakonu o komunalnim djelatnostima, osniva javno komunalno preduzeće. Članom 5. ovog zakona obavezane su jedinice lokalne samouprave, davaoci komunalnih usluga i korisnici komunalnih usluga da primjenjuju dugoročne mjere koje se odnose na energetske efikasnost, odnosno da smanjuju količinu energije i da prelaze na energiju iz obnovljivih izvora, te da osiguraju mjerenja isporučene energije i usluga kao i ugradnju inteligentnih sistema mjerenja u zgradama.

Kao primarno gorivo u Republici Srpskoj koristi se mazut, koji je najzastupljeniji, s udjelom od oko 42%, ugalj, prirodni gas te drveni otpad i drvo. U Federaciji Bosne i Hercegovine se kao primarno gorivo u većini gradova koriste kruta goriva i lož-ulje, osim u Sarajevu, gdje se kao primarni energent koristi prirodni gas. Trenutno u Bosni i Hercegovini postoji dvadeset tri toplane, od kojih je trinaest u Republici Srpskoj (Banja Luka, Prijedor, Doboj, Zvornik, Gradiška, Brod, Istočno Sarajevo, Čelinac, Bijeljina, Pale i Sokolac), a deset u Federaciji Bosne i Hercegovine (Sanski Most, Tešanj, Lukavac, Tuzla, Banovići, Zenica, Kakanj, Breza, Sarajevo i Konjic). Osim ovih toplana, u sistem snabdijevanja uključena je i TE "Ugljevik", koja osigurava toplinsku energiju za potrebe Ugljevika.

Osnovni problemi u radu sektora daljinskog grijanja su sljedeći:

- niska efikasnost i loše održavanje proizvodnih kapaciteta,
- loše stanje i gubici toplovodnih mreža,
- poteškoće u mjerenju, obračunu i naplati isporučene topline,
- niske prodajne cijene i težak ekonomski položaj distributivnih preduzeća.

### 5.8.5.2 Razvoj sistema daljinskog grijanja

Prema članu 14 nove Direktive, svaka zemlja obavezna je napraviti sveobuhvatnu analizu na svom teritoriju u svrhu promocije efikasne kogeneracije, uzimajući u obzir troškovno optimalna rješenja za daljinsko grijanje.

Na nivou EU, tržišni udio sistema daljinskog grijanja iznosi 12%. Cilj je povećati tržišni udio na 30% do 2030. godine, a 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 topline i obnovljivih izvora energije
  - Otpadna toplina iz industrijskih postrojenja
  - Spalionice otpada
  - Korištenje geotermalne energije
  - Korištenje solarne energije iz velikih postrojenja
  - Korištenje šumskog i poljoprivrednog ostatka u vidu biomase

Bitno je napomenuti da će tržišni udio sistema daljinskog grijanja u Bosni i Hercegovini biti manji od vizije razvijenih zemalja EU. Ipak, dugoročno gledano, to je, zbog potencijala kojim Bosna i Hercegovina raspolaže, prihvatljiva perspektiva.

U ovom segmentu, strateški ciljevi Bosne i Hercegovine su promocija i ekspanzija sistema daljinskog grijanja, gdje je god to moguće i ekonomski isplativo, na biomasu ili otpadnu toplinu iz postojećih industrijskih pogona.

Što se postojećih sistema daljinskog grijanja tiče, svakako postoji potencijal za ostvarivanje ušteda, prije svega u prijenosnoj i distributivnoj mreži, koji bi nakon donošenja zakonskog okvira koji uređuje ovu oblast trebalo da se bazira na sljedećim elementima:

- rekonstrukcija postojećih kotlova na mazut i zamjena mazuta biomasom;
- sanacija dotrajale prijenosne i distributivne mreže te zamjena fleksibilnim predizoliranim cijevima;
- automatska regulacija na podstanicama;
- optimizacija rada podstanica (klizanje prema vanjskoj temperaturi);
- hidrauličko balansiranje distributivne mreže (regulatori diferencijalnog pritiska) i pumpe s frekventnom regulacijom;
- usmjeravanje programa za obnovu zgrada na grupu zgrada vezanih za jednu podstanicu.

Za sada nisu izvršene procjene porasta udjela sistema daljinskog grijanja, te je sljedeći korak izrada studija kako bi se mogla napraviti detaljnija procjena. Tek tada će se steći uvjeti da se na osnovu odgovarajuće ekonomske analize utvrdi kakav je porast SDG-a dugoročno troškovno optimalan za Bosnu i Hercegovinu.

### 5.8.6 Međusektorske mjere

Međusektorske mjere, koje predstavljaju ključ za uspješnu implementaciju strategije, programa i akcionih planova za energetska efikasnost, obuhvataju izmjenu i nadogradnju postojećeg zakonskog okvira, izvore finansiranja, edukacije i osposobljavanje inženjera, tehničara i montera itd. te promociju i ciljane info kampanje za različite ciljane grupe. Dodatno, međusektorske mjere moraju potaknuti ekonomske aktivnosti povezanih industrijskih grana, kao i stvaranje "zelenih radnih mjesta".

#### 5.8.6.1 Zakonski i regulatorni okvir

Kako bi se omogućila primjena strategije u ključnim segmentima te izvršilo usklađivanje s novom Direktivom, potrebno je napraviti izmjene zakonskih okvira entiteta (Tabela 5.8.5 i Tabela 5.8.6).

**Tabela 5.8.5 Smjernice za izmjenu zakonskog okvira u Federaciji Bosne i Hercegovine**

Smjernica	Opis
<b>Donošenje Akcionog plana energetske efikasnosti</b>	Potrebno je što prije pristupiti izradi Akcionog plana i njegovom usvajanju
<b>Donošenje podzakonskih propisa definiranih u Zakonu o energetske efikasnosti</b>	Zakonom o energetske efikasnosti predviđeno je donošenje niza podzakonskih akata kojima će se detaljnije razraditi mjere energetske efikasnosti definirane zakonom. Podzakonski akti trebaju se donijeti u roku od šest mjeseci od stupanja Zakona na snagu te trebaju biti usklađeni sa zahtjevima iz nove Direktive 2012/27/EZ

Izvor: Analiza Projektnog tima

**Tabela 5.8.6 Smjernice za izmjenu zakonskog okvira u Republici Srpskoj**

Smjernica	Opis
<b>Usklađivanje primarne legislative</b>	Usklađivanje postojećeg zakona o energetske efikasnosti sa zahtjevima nove Direktive te izrada Zakona o toplotnoj energiji ili izmjena Zakona o komunalnim djelatnostima, s razradom dijela koji se odnosi na toplotnu energiju
<b>Usklađivanje sekundarne legislative</b>	Izrada pravilnika i metodologije za energetske preglede velikih potrošača
	Izrada pravilnika o mjerenju i verifikaciji (metodologija)
	Uvođenje <i>feed-in</i> tarifa za efikasne sisteme daljinskog grijanja u postojeći pravilnik
	Dopuna podzakonskih akata kod izgradnje novih postrojenja TE i snage SDG-a veće od 20 MW, uz obaveznu studiju isplativosti
	Izrada pravilnika i metodologija za ESCO tržište

Izvor: Analiza Projektnog tima

#### 5.8.6.2 Promocija, treninzi i osposobljavanje

Promocija predstavlja jedan od važnijih segmenata politike energetske efikasnosti, koji je u posljednje vrijeme polučio značajne rezultate, na što treba staviti naglasak u akcionom planu. U tom smislu, u akcionom planu bilo bi predloženo uvođenje informativnih javnih kampanja o energetske efikasnosti, kako bi se podigla svijest građana te pružile osnovne informacije o značaju energetske efikasnosti i podigao nivo motivacije za provođenje aktivnosti i postizanje ušteda.

Primjeri prioritarnih tema obuke su sljedeći:

- energetske karakteristike zgrada i najbolje tehnologije za povećanje EE vanjskog omotača zgrade, sistemi vodosnabdijevanja javne rasvjete, efikasna kogeneracije i trigeneracije;
- proizvodnja i primjena energije iz OIE u raznim sektorima finalne potrošnje;
- uvođenje i provođenje energetske menadžmenta u zgradama javne i komercijalne namjene, u sistemima komunalnih usluga, industrijskim postrojenjima i tehnološkim procesima;
- ekonomija energetske efikasnosti, analiza troškova i efekta mjera EE;
- urbanističko planiranje u funkciji transporta EE;
- nova platforma za monitoring i verifikaciju ušteda energije (MVP);
- kriteriji EE u javnim nabavkama – zakonske obaveze i dobre prakse;
- savremene metode projektiranja i regulacije niskotemperaturnih sistema za grijanje, napredna automatska regulacija KGH sistema itd.

Tabela 5.8.7 Smjernice za poboljšanje edukacije i komunikacije

Smjernica	Opis
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 curriculuma o energetskej efikasnosti i energetskej menadžmentu

Izvor: Analiza Projektnog tima

Energetska efikasnost predstavlja širok spektar prilika, kako iz konteksta ušteda u potrošnji električne energije tako i u poticanju privredne aktivnosti u drugim povezanim granama. Uz adekvatne finansijske modele i kapacitete, implementacija dobrih praksi u segmentu energetske efikasnosti može pozitivno utjecati i na nova radna mjesta, što je posebno važno za ekonomiju Bosne i Hercegovine. Tipična radna mjesta koja se potiču i otvaraju kroz implementaciju raznih programa i inicijativa energetske efikasnosti su: lokalni industrijski eksperti, arhitekti, građevinci, inženjeri, lokalni kooperanti i proizvođači građevinskog materijala itd. Dodatno, za mjere energetske efikasnosti u segmentu primarne potrošnje – zgradarstva, potrebno je, između ostalog, aktivirati i lokalne potencijale u proizvodnji održivih materijala, poput drva, vune, gline itd., koji se mogu koristiti kao sirovine u mjerama energetske efikasnosti.

### 5.8.6.3 Finansijski 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 shema i/ili drugih mjera finansiranja ključno je postaviti adekvatne mehanizme njihove provedbe. U kontekstu nadzora nad implementacijom mjera energetske efikasnosti, dobre prakse ukazuju na uvođenje procedura certificiranja i audita koje trebaju provoditi ovlaštena tijela i institucije.

Tabela 5.8.8 Smjernice za razvoj finansijskog okvira

Smjernica	Opis
Razvoj finansijskog okvira s ciljem finansiranja projekata energetske efikasnosti	Jačanje Fonda za zaštitu okoliša i njegove uloge u implementaciji programa i mjera energetske efikasnosti, <i>revolving</i> fonda, javnih ESCO kompanije uz modele otkupa potraživanja od privatnih ESCO kompanija
	Uvođenje obligacionih shema i, prema tome, pronalaženje optimalnog miksa obligacionih shema i alternativnih mjera
	Korištenje međunarodnih fondova za finansiranje – IDA, WeBDEFF, GGF

Izvor: Analiza Projektnog tima



## 5.8.7 Regulatorni i institucionalni okvir

### 5.8.7.1 Nivo Bosne i Hercegovine

Na nivou Bosne i Hercegovine intenzivno se provode aktivnosti ka usvajanju Akcionog plana energetske efikasnosti, što je obaveza iz Ugovora o osnivanju Energetske zajednice. Akcioni plan energetske efikasnosti u Bosni i Hercegovini trebao bi reflektirati ciljeve postavljene entitetskim akcionim planovima.

### 5.8.7.2 Regulatorna u Federaciji Bosne i Hercegovine

U Federaciji Bosne i Hercegovine nije donesen 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 značajna 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 usluge 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 usluge. O provedenim mjerama obavezni su izvještavati FMERI, jednom godišnje.

Zakonom je propisano da energetske usluge pruža privredno društvo za energetske usluge (engl. 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, u potpunosti ili djelimično, iz vlastitih izvora ili kroz finansiranje treće strane. Davalac energetske usluge ili treća strana preuzima, u cijelosti ili djelimično, finansijski, tehnički i komercijalni rizik pri pružanju energetske usluge, u skladu sa zaključenim ugovorom o energetske usluzi.

U skladu s propisima koji reguliraju oblast javnih nabavki, korisnici sredstava budžeta Federacije Bosne i Hercegovine ili budžeta kantona ili jedinica lokalne samouprave obavezni su pri odlučivanju o izboru dobavljača u postupku javne nabavke energetske usluge robe i usluga cijeniti zajedno s 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 s 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 reguliraju ovu oblast. Do sada je Zakon o prostornom planiranju i korištenju zemljišta na nivou Federacije Bosne i Hercegovine propisao obavezu energetske certificiranja zgrada, te je Ministarstvo donijelo i podzakonske akte o ovoj temi.

Fond za zaštitu okoliša obavlja poslove u vezi s 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.

### 5.8.7.3 Regulatorna Republike Srpske

Vlada Republike Srpske donijela je Akcioni plan energetske efikasnosti Republike Srpske 2013–2018, u skladu sa Zakonom o energetske efikasnosti. Ovaj akcioni plan baziran je na Direktivi 2006/32/EC, o energetske efikasnosti kod finalne potrošnje energije i energetske uslugama, Direktivi 2010/30/EU, o označavanju proizvoda koji koriste energiju i Direktivi 2010/31/EU, o energetske karakteristikama zgrada. Trenutno je u izradi novi Akcioni plan energetske efikasnosti u Republici Srpskoj.

Zakonski okvir za sektor energetske efikasnosti čine tri krovna zakona: Zakon o energetske efikasnosti, Zakon o uređenju prostora i građenja i Zakon o energetici Republike Srpske.

Ministarstvo za prostorno uređenje, građevinarstvo i ekologiju 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 reguliraju ovu oblast. Ovo ministarstvo usklađuje Zakon o uređenju prostora i građenju, koji, između ostalog, propisuje obaveze koje se odnose na energetske karakteristike zgrada, energetske preglede zgrada te energetske certificiranje zgrada. Prilikom građenja novih zgrada ili prilikom veće rekonstrukcije postojećih zgrada propisuje se obavezna ugradnja mjernih uređaja komunalnih proizvoda za svakog pojedinačnog etažnog vlasnika za sve nove zgrade, a kod postojećih zgrada da se osigura prilikom vršenja veće rekonstrukcije, ako to tehničke karakteristike zgrade dozvoljavaju i kada je to ekonomski prihvatljivo, ili da se osigura najmanje mjerni uređaj za mjerenje na nivou zgrade kao cjeline. Propisuje se stimuliranje korištenja daljinskog sistema grijanja ili hlađenja zgrade koji se u cijelosti ili djelimično zasniva na energiji iz obnovljivih izvora energije. Nameće se obaveza javnom sektoru koji koristi zgrade s korisnom površinom većom od 500 m<sup>2</sup> uvođenje sistema energetske menadžmenta, u skladu s odredbama propisa koji se odnose na energetske efikasnosti. U Republici Srpskoj je donesen set pravilnika kojima se zadovoljavaju zahtjevi Direktive 2010/31/EU, i to: Pravilnik o minimalnim zahtjevima za energetske karakteristike zgrada ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 30/15), Pravilnik o metodologiji za izračunavanje energetske karakteristike zgrada ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 30/15) i Pravilnik o vršenju energetske preglede zgrada i izdavanju energetske certifikata ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 30/15).

Fond za zaštitu životne sredine i energetske efikasnosti Republike Srpske (Fond) obavlja sljedeće djelatnosti u sektoru energetske efikasnosti:

1. učestvuje u provođenju postupka za izbor i finansiranje ili sufinansiranje projekata koji se odnose na smanjenje ukupne potrošnje energije u zgradama, a koja se za te namjere izdvajaju prema posebnim propisima, kao i iz donacija, grantova ili kreditnim zaduženjima Republike Srpske;
2. uspostavlja i vodi baze podataka o energetske efikasnosti zgrada i izdatim energetske certifikatima;
3. provodi nezavisnu kontrolu izdatih certifikata;
4. predlaže projekte energetske efikasnosti u javnom sektoru;
5. vrši promociju mjera energetske efikasnosti te informira i potiče interes javnosti o značaju i ciljevima energetske efikasnosti.

MIER je odgovorno za kreiranje politike u oblasti energetske efikasnosti. Zakon o energetske efikasnosti definira energetske usluge koja obuhvata aktivnosti i radnje koje dovode do mjerljivog ili procjenjivog poboljšanja energetske efikasnosti zgrada i drugih objekata, tehničkih sistema i proizvodnih procesa, odnosno ušteda energije koje se mogu izraziti u novcu, primjenom energetske efikasne tehnologije, odnosno postupaka kojima se postižu uštede energije. Energetske usluge pruža privredno društvo za energetske usluge (engl. 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 definira 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, u potpunosti ili djelimično, iz vlastitih izvora ili kroz finansiranje treće strane. Davalac energetske usluge ili treća strana preuzima, u cijelosti ili djelimično, finansijski, tehnički i komercijalni rizik pri pružanju energetske usluge, u skladu sa zaključenim ugovorom o energetske usluzi.

Zakon o energetske efikasnosti propisuje obavezu uspostavljanja energetske menadžmenta u javnim zgradama i velikim potrošačima s korisnom površinom većom od 500 m<sup>2</sup>.

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. U slučaju da ne ponude ovu uslugu, dužni su da uplate ekvivalentan iznos u Fond, u skladu s metodologijom propisanom Pravilnikom o metodologiji procjene troškova ponude energetske usluga ("Službeni glasnik Republike Srpske", broj 28/14). Snabdjevači energije imaju obavezu da na ispostavljenim računima za energiju jasno naznače ukupni trošak za energiju, trenutne cijene i stvarnu potrošnju energije u obračunskom periodu te poređenje sadašnje potrošnje energije krajnjeg kupca s potrošnjom u istom periodu prethodne godine, po mogućnosti u grafičkoj formi.

## 5.8.8 Strateške smjernice

Za period do 2035. godine potrebno je postaviti okvir ključnih mjera za postizanje ušteda kad su u pitanju finalna potrošnja i transformacija, promociju sistema daljinskog grijanja te usklađivanja regulative u entitetima.

Tabela 5.8.9 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 Bosni i Hercegovini
	Povećanje ostvarenih ušteda u sektoru industrije na godišnjem nivou, s ciljem dostizanja zadatog cilja	Povećanje energetske efikasnosti industrijskih procesa i obnova pogona (komprimirani zrak, kotlovi, ložišta, rashladni sistemi...)
		Promoviranje kogeneracije na biomasu
		Implementacija obaveza velikih potrošača, uvođenje energetskog 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 netehničkih gubitaka, uz stalni nadzor provođenja mjera za postizanje ciljeva, uspostavljenih za svako distribucijsko područje
		Prelazak na pogonski napon 20 kV
		Instalacija TS i redizajn mreže
		Izrada studije o instalaciji mjerača AMR te postavljanje cilja do 2035. godine (prijedlog – 90%)
		Daljnja modernizacija mreže, razvoj IT sistema itd.
Procjena potencijala za povećanje energetske efikasnosti infrastrukture za gas i el. energiju, u skladu sa zahtjevima Direktive za energetske efikasnosti (rok implementacije 9/2018)		
SDG	Ekspanzija SDG-a i uređivanje zakonske oblasti	Izrada toplinskih mapa za gradove u Bosni i Hercegovini
		Uređivanje zakonskog okvira koji će stimulirati promociju SDG-a (75% kogeneracija, 50% OIE, 50% otpadna toplina ili kombinacija)
Međusektorske mjere	Uvođenje informativnih 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. te uvođenje curriculumuma o energetskoj efikasnosti i menadžmentu
	Poticanje “zelenih” radnih mjesta i ekonomskih aktivnosti	Pokretanje mjera energetske efikasnosti pozitivno bi utjecalo na povećanje broja radnih mjesta i ekonomske aktivnosti u povezanim industrijama, poput građevinarstva, arhitekture, proizvodnje građevinskog materijala, proizvodnje sirovina itd.

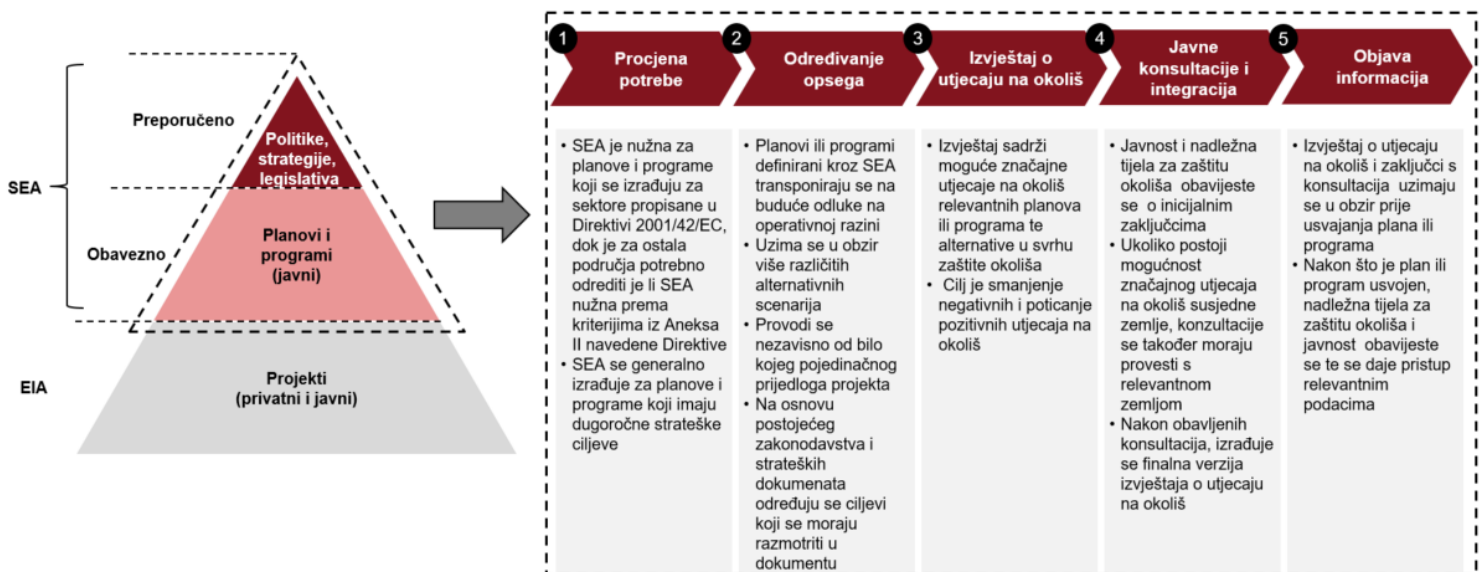
	<b>Razvoj finansijskog okvira za projekte en. efikasnosti</b>	Jačanje Fonda za zaštitu životne sredine/okoliša, stvaranje pogodnog okruženja za rast ESCO tržišta i kompanija te uvođenje optimalnog modela obligacionih shema, uz korištenje ostalih međunarodnih fondova za finansiranje
<b>Regulativa</b>	<b>Donošenje Akcionog plana energetske efikasnosti u Bosni i Hercegovini</b>	Potrebno je što prije usvojiti Akcioni plan energetske efikasnosti u Bosni i Hercegovini, koji će biti izrađen prema predlošku Sekretarijata Energetske zajednice
	<b>Donošenje Akcionog plana energetske efikasnosti u Federaciji Bosne i Hercegovine</b>	U Federaciji Bosne i Hercegovine nije donesen Akcioni plan energetske efikasnosti. Potrebno je što prije pristupiti izradi Akcionog plana i njegovom usvajanju (uz direktnu uključenost kantona, u skladu s ustavnim nadležnostima)
	<b>Usklađivanje legislative o EE u Federaciji Bosne i Hercegovine i donošenje podzakonskih propisa definiranih Zakonom o energetske efikasnosti u Federaciji Bosne i Hercegovine, a koji će biti usklađeni sa zahtjevima iz nove Direktive 2012/27/EU o energetske efikasnosti</b>	Zakonom o energetske efikasnosti predviđeno je donošenje niza podzakonskih akata kojima će se detaljnije razraditi mjere energetske efikasnosti definirane zakonom. Podzakonski akti trebaju se 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
	<b>Usklađivanje legislative u Republici Srpskoj sa zahtjevima iz nove Direktive 2012/27/EU o energetske efikasnosti</b>	Postojeći zakonodavni okvir koji regulira sektor energetske efikasnosti u Republici Srpskoj nije u potpunosti usklađen sa zahtjevima iz nove Direktive, pa je potrebno izvršiti usklađivanje

## 5.9 Pregled ključnih koraka za kreiranje Strateške procjene utjecaja na okoliš

### 5.9.1 Ocjena potrebe i koraci kreiranja Strateške procjene utjecaja na okoliš

Strateška procjena utjecaja na okoliš (engl. SEA – *Strategic Environmental Assessment*) provodi se za javne planove ili programe te se preporučuje njena izrada za politike, strategije i legislative prema Direktivi 2001/42/EC. Cilj provođenja Strateške procjene utjecaja na okoliš jeste da se utvrde problemi i potencijali te razmotre ključni trendovi i ocijene ekološki prihvatljive i održive opcije za ostvarenje ciljeva strategije. Planovi i programi koji podliježu SEA direktivi moraju biti pripremljeni ili usvojeni od strane vladajućeg tijela (na nacionalnom, regionalnom ili lokalnom nivou) te moraju biti propisani zakonodavnim, regulatornim ili upravnim odredbama. Prema navedenoj direktivi, potrebno je provesti stratešku procjenu utjecaja na okoliš, između ostalog, za projekte ili planove u energetici koji predstavljaju okvir razvoja projekata koji podliježu EIA direktivi (85/337/EEC). Faze u izradi strateške procjene utjecaja na okoliš uključuju određene korake (Slika 5.9.1).

Slika 5.9.1 Koraci u kreiranju strateške procjene utjecaja na okoliš



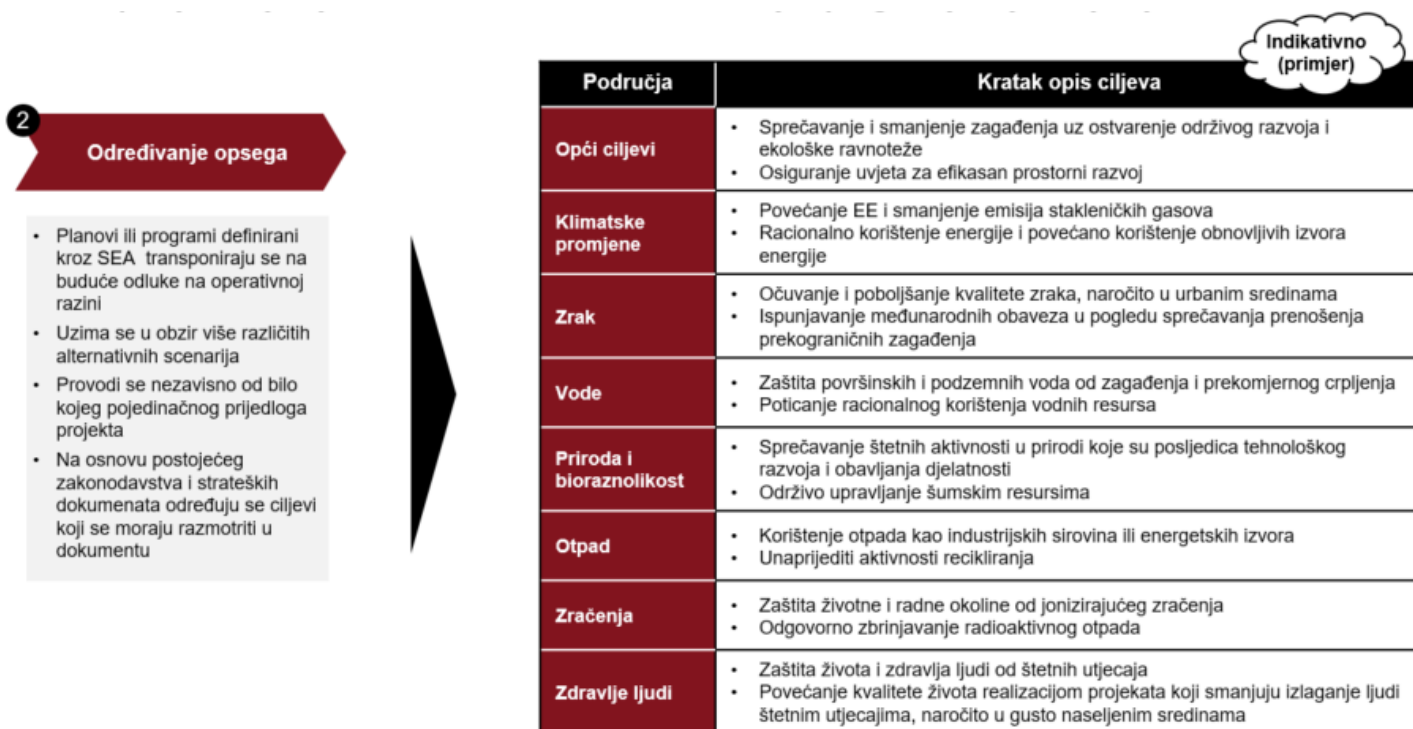
Napomena: Strateška procjena utjecaja na okoliš (engl. SEA – *Strategic Environmental Assessment*); Procjena utjecaja na okoliš (engl. EIA – *Environmental Impact Assessment*)

Izvor: SEA direktiva 2001/42/EC – Strategic Environmental Assessment overview, analiza Projektnog tima

### 5.9.2 Indikativna područja i ciljevi

U nastavku su data indikativna područja i primjeri ciljeva koje je, između ostalog, preporučeno provesti u sklopu Strateške procjene utjecaja na okoliš (Slika 5.9.2). Sva područja moraju imati definirane ciljeve te pridružene zakone i programe koji će osigurati njihovu provedbu u praksi. Kao sljedeći korak za Bosnu i Hercegovinu i entitete preporučuje se izrada Strateške procjene utjecaja na okoliš u kojoj će se definirati sva relevantna područja s pridruženim ciljevima te taksativno navesti trenutne i buduće zakone/programe kojima će se urediti pitanje očuvanja okoliša i životne sredine u Bosni i Hercegovini.

Slika 5.9.2 Indikativno utvrđivanje opsega izvještaja o utjecaju na okoliš



Izvor: SEA direktiva 2001/42/EC, analiza Projektnog tima

### 5.9.3 Sugerirane mjere zaštite okoliša u Okvirnoj energetskej strategiji

U sklopu Okvirne energetske strategije obrađuju se područja i daju strateške smjernice koje se direktno ili indirektno dotiču ciljeva za zaštitu okoliša, a koje su u pravilu sastavni dio Strateške procjene utjecaja na okoliš. U sklopu pregleda globalnih i evropskih trendova, u obzir su uzeti opći ciljevi i trendovi smanjenja stepena zagađenja te ostvarenje održivog razvoja. Također se preporučuje daljnja harmonizacija s EU direktivama koje promoviraju stvaranje niskougljičnog energetskog sistema u Evropi (npr. “20-20-20” EU ciljevi, “Zimski paket” i energetska strategija Evropske komisije do 2050. godine). Konkretno, za Bosnu i Hercegovinu i entitete naglašava se potreba za daljnjim smanjenjem količina emisija štetnih za okoliš iz termoelektrana te postizanjem većeg udjela čistije energije u budućem proizvodnom miksu. Pritom se u kontekstu dekarbonizacije spominju i faktori koji se očekuju u skorijoj budućnosti za Bosnu i Hercegovinu – ulazak u sistem trgovanja CO<sub>2</sub> emisija, novi strožiji standardi oko lokalnih emisija i sl. Kod razrade mogućih opcija razvoja proizvodnog miksa do 2035. godine analiziran je, između ostalog, i obnovljivi scenarij koji predviđa postepeno smanjenje udjela uglja u proizvodnom miksu te povećanje udjela obnovljivih izvora.

U narednom periodu, Bosna i Hercegovina treba staviti fokus na izradu pravne legislativne koja će adekvatno adresirati pitanje klimatske promjene, zatim izgraditi institucionalne kapacitete te formalno definirati nadležnosti i obaveze u tog domeni, uključujući uspostavu sistema evidencije izvora stakleničkih gasova.

Kroz buduću snažniju orijentaciju prema čistijoj energiji sugerira se dobro upravljanje prirodnim potencijalima i iskorištavanje obnovljivih izvora energije. U segmentu nafte i naftnih derivata, naglašava se daljnje osiguranje kvaliteta naftnih derivata koji se koriste u transportu, industriji i domaćinstvima u skladu s evropskim standardima. Predviđeno je povećanje uloge gasa kao niskougljičnog goriva, zbog karakteristike gasa da izgaranjem ispušta upola manje stakleničkih gasova u odnosu na ugalj. Što se tiče potražnje i korištenja resursa, definirane su smjernice u vezi s povećanjem uloge energetske efikasnosti kroz novu EU Direktivu primjenjivu za Bosnu i Hercegovinu, koja obuhvata strateške smjernice za smanjenje finalne potrošnje, ali isto tako i manjih gubitaka u transformaciji, prijenosu i distribuciji energije. Dodatno, u sklopu energetske efikasnosti i toplinarstva naglašena je važnost uloge sistema daljinskog grijanja. Konkretno, predlaže se veća promocija visokoučinkovite kogeneracije i daljnji razvoj toplivodne mreže u urbanim sredinama. Kod zaštite životne sredine i zdravlja ljudi, definirane su direktive EU o jonizirajućem zračenju prema kojima bi se trebala harmonizirati legislativa Bosne i Hercegovine do 2020. godine.

## 6 INDIKATIVNA MAPA STRATEŠKIH SMJERNICA

### 6.1 Okvir transformacije energetskog sektora Bosne i Hercegovine

Okvir transformacije energetskog sektora Bosne i Hercegovine zasniva se na nekoliko ključnih elemenata, koji omogućuju sistematičan i komplementaran razvoj te daljnju integraciju Bosne i Hercegovine u evropsko tržište i trendove. Okvirnom energetskom strategijom identificirana je vizija te ključni strateški ciljevi i smjernice, uzimajući u obzir resurse i kompetencije Bosne i Hercegovine. U narednim koracima potrebno je razraditi i usaglasiti i implementirati specifična usmjerenja koja će imati implikacije na operativnom, tehničkom i legislativnom nivou.

Prilikom transformacije sektora potrebno je detaljno razraditi mehanizme i rokove te mjeriti postavljene rezultate unapređenja efikasnosti i kvaliteta. Na taj će se način moći alocirati investicije na prioritarna područja, koja će stvoriti najveću dodanu vrijednost za energetiku i privredu Bosne i Hercegovine.

Transparentna investicijska politika bazirana na jasnim ciljevima energetskog razvoja stvorit će stabilan okvir domaćim i, naročito, stranim investitorima. Dodatno, može se očekivati da će se ostvariti znatnije koristi i kod privlačenja sredstava od strane međunarodnih i EU finansijskih institucija te fondova. Kao podloga za transformaciju cijelog energetskog sektora potreban je aktivan angažman zakonodavno-institucionalnog okvira na međusektorskim nivoima, s ciljem efikasnijeg upravljanja i poticanja konkurentnosti.

### 6.2 Indikativna mapa strateških smjernica

Indikativnom strateškom mapom napravljena je podjela strateških smjernica na pet elemenata: efikasno korištenje resursa, sigurna i pristupačna energija, efikasno korištenje energije, energetska tranzicija i odgovornost prema okolišu te razvoj i usklađenje regulatorno-institucionalnog okvira. Svakoj strateškoj smjernici pridružen je odgovoran administrativni nivo zadužen za provedbu (Bosna i Hercegovina, Federacija Bosne i Hercegovine, Republika Srpska ili Brčko distrikt Bosne i Hercegovine) te procijenjeni vremenski okvir za implementaciju, koji je podijeljen na tri nivoa: kratkoročni period (K – do 2021. godine), srednjoročni period (S – do 2026. godine) i dugoročni period (D – do 2035. godine). Bitno je napomenuti da se vremenskim kategorijama ne ograničava i raniji završetak ili realizacija pojedine strateške smjernice.

Strateškom mapom aktivnosti definirane su smjernice koje su vezane za koordinirano upravljanje i razvoj energetskog sistema, kao i potrebne reforme u zakonodavno-institucionalnom okviru Bosne i Hercegovine i entiteta. Za postizanje navedenih smjernica potreban je aktivan angažman institucija i ostalih kreatora energetske politike.

Dobre prakse upravljanja upućuju na potrebu za koordinacijskim tijelom i mehanizmom (i/ili više njih), koji će vršiti nadzor aktivnosti te izvještavati o napretku implementacije usaglašenih strateških prioriteta. U slučaju Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine, daljnja koordinacija i nadzor nad implementacijom važna je iz nekoliko razloga:

- S obzirom na to da Okvirna energetska strategija nudi više različitih opcija i smjerova razvoja infrastrukture, potrebno je provođenje dodatnih analiza i odabira optimalnih projekata na strateškom nivou. Planiranje mora biti relativno brzo i koordinirano jer su brojni sektori međusobno zavisni. Stoga je narednih nekoliko godina ključno za uspješnu transformaciju i prilagodbu investicijskih planova u energetskom sektoru.
- Za očekivati je da će se postići značajne koristi te stvoriti dodatna vrijednost u srednjem i dugom roku nakon identifikacije i razrade međuzavisnih poveznica po pojedinim sektorima (npr. odabir razvoja proizvodnog miksa el. energije i restrukturiranja sektora uglja prema odabranom scenariju i sl.). Međutim, potencijalni otkloni u planiranim međusektorskim poveznicama mogu prouzrokovati zastoje koji će utjecati na pojavu propuštenih prilika, iziskivati dodatne troškove i duže vrijeme za implementaciju. Stoga, održivi i balansirani razvoj u srednjem i dugom roku iziskuje dodatne napore institucija i ostalih relevantnih dionika radi dosljednog provođenja mjera u praksi.
- Potrebno je u što kraćem roku nastaviti s implementacijom i/ili prilagodbom regulatornog i institucionalnog okvira u skladu s EU direktivama te obavezama Bosne i Hercegovine prema Energetskoj zajednici. Jedan od pozitivnih učinaka daljnjeg usklađenja i razvoja institucionalnog okvira manifestirat će se i kroz veću stabilnost sektora, što je preduvjet za snažnije privlačenje stranih i privatnih investicija, diversifikaciju i poticanje poduzetništva te novih ekonomskih aktivnosti.

Tabela 6.2.1 Indikativna mapa strateških smjernica

Strateški prioriteti	Br.	Područje / sektor	Specifične strateške smjernice	Ključni nositelj				Rok	Stupanj prioriteta	Međuzavisnost mjera	
				BiH	FBiH	RS	DB				
Efikasno korištenje resursa	1	Električna energija	Transformacija sektora električne energije s ciljem smanjenja neučinkovitosti, povećanja vrijednosti za krajnje korisnike, te oslobađanje resursa za investicije u nove vrijednosti (nove tehnologije, proizvodi i usluge) na tržištu	✓	✓	✓		S	●	3, 6, 8	
	2	OIE	Adekvatno korištenje i upravljanje potencijalima obnovljivih izvora energije te postizanje većeg udjela čistije energije u sektoru električne energije, grijanju i hlađenju te transportu kroz izradu akcionih planova		✓	✓	✓	D	●	30, 32, 33, 34	
	3	Ugalj	Restrukturiranje sektora rudarstva, nastavno na odabranu strategiju razvoja termosektora (uzimajući u obzir socijalnu komponentu), te alokacija investicijskih kapaciteta u modernizaciju i nove tehnologije radi rasta produktivnosti i efikasnosti		✓	✓		K,S	●	1, 5, 6	
	4	Nafta i gas	Povećati stepen istraživanja potencijala ugljikovodika te stvarati povoljno investicijsko okruženje za ulagače	✓	✓	✓		S, D	●	-	
Sigurna i pristupačna energija	5	Električna energija	Finalna razrada i odabir scenarija razvoja proizvodnog miksa (u skladu s obavezama) kroz dodatne kriterije i analize (kretanje cijena el. energije i energenata, emisija CO <sub>2</sub> , razvoj kapaciteta u regiji, kogeneracije i sl.) te odabir optimalnog proizvodnog miksa		✓	✓		K	●	2, 21, 22	
	6		Prilagodba investicijskih planova razvoja proizvodnog miksa, u skladu s realnim domaćim potrebama i stanju u okruženju, kroz sveobuhvatno sagledavanje benefita i rizika. Cilj je ostvariti balans konkurentnosti, sigurnosti snabdijevanja i dugoročne održivosti		✓	✓		K, S	●	5	
	7		Daljnji razvoj prijenosne mreže, prema planovima izgradnje novih kapaciteta, analizi tokova snage i kriterija sigurnosti te integracije tržišta sa susjednim zemljama	✓				D	●	5, 6	
	8		Razvoj moderne infrastrukture te uvođenje novih tehnologija u distribucijske sisteme za električnu energiju (platforma za nove poslovne modele i razvoj tržišta usluga)		✓	✓	✓	D	●	1, 5	
	9		Daljnje unapređenje tržišta veleprodaje kroz uspostavu aukcijskog načina nabavke el. energije te tržišta uravnoteženja	✓				K	●	1	
	10		Izrada studije s ciljem definiranja optimalnog modela daljnje organizacije tržišta električne energije	✓				K	●	-	
	11		Nafta i naftni derivati	Provesti dubinsku analizu stanja postojećih skladišnih kapaciteta te izraditi plan modernizacije / prenamjene prema potrebama		✓	✓		K	●	-
	12			Vođenje i održavanje obaveznih rezervi nafte i naftnih derivata, s ciljem sigurnosti snabdijevanja naftom i naftnim derivatima	✓	✓	✓		D	●	36, 37
	13		Gas	Izrada studije za utvrđivanje projekcija potrošnje gasa i izračun kretanja potencijalnih cijena za kupce (cijene gasa i tarifa za transport i distribuciju), u entitetima i na nivou Bosne i Hercegovine, kroz sagledavanje razvoja ponude i potražnje te infrastrukture	✓	✓	✓	✓	K	●	-
	14			Izgradnja novih dobavnih pravaca uz modernizaciju i adekvatno održavanje postojeće infrastrukture za gas u kontekstu sigurnosti snabdijevanja i diversifikacije	✓	✓	✓	✓	S, D	●	13
	15			Upravljanje cjenovnom konkurentnosti gasa i nastavak konvergencije prema cijenama u regiji, kao i provođenje elemenata liberalizacije tržišta u praksi		✓	✓		D	●	14, 38, 39, 40



Efikasno korištenje energije	16	Energetska efikasnost	Daljnji razvoj i implementaciju mjera energetske efikasnosti u području ušteda za finalnu potrošnju zgradarstva, industrije, transporta i ostalih područja prema novoj Direktivi 2012/27/EU	✓	✓	✓	✓	S, D	●	2, 19, 20, 42, 43
	17		Razvoj i unapređenje mjera efikasnosti u transformaciji, prijenosu i distribuciji električne energije kao na novi integralni pristup u čitavom energetskom lancu za postizanje ušteda u primarnoj i finalnoj potrošnji	✓	✓	✓	✓	S, D	●	7, 8, 19, 20, 42, 43
	18		Promocija i ekspanzija sistema daljinskog grijanja te visokoefikasne kogeneracije korištenjem otpadne topline, otpada i obnovljivih izvora energije gdje god je to moguće i ekonomski isplativo		✓	✓	✓	S, D	●	6, 19, 20, 42, 43
	19		Aktivno informiranje krajnjih korisnika o mjerama i koristima energetske efikasnosti te uspostava finansijskog okvira s ciljem uspješne implementacije (kroz jačanje uloge fondova za područje energetske efikasnosti, uvođenje ESCO kompanija i obligacionih shema te korištenje međunarodnih fondova za finansiranje)	✓	✓	✓	✓	S, D	○	42, 43
	20		Stvaranje novih "zelenih" radnih mjesta te poticanje nove ekonomske aktivnosti industrijskih grana koje mogu doprinijeti u provedbi mjera energetske efikasnosti	✓	✓	✓	✓	S, D	●	16, 17, 18, 19, 42, 43
Energetska tranzicija i odgovornost prema okolišu	21	Električna energija	Smanjenje lokalnih emisija postojećih velikih postrojenja za sagorijevanje, u skladu s preuzetim obavezama Nacionalnog plana za smanjenje emisija Bosne i Hercegovine (NERP), te nastavak daljnjeg monitoringa i smanjenja emisija u slučaju ekspanzije termosektora prema praksama u EU	✓	✓	✓		S, D	●	5, 6, 16, 17, 18
	22		Doprinos termosektora konvergiranju ciljevima za redukciju emisija CO <sub>2</sub> prema INDC scenarijima postavljenim na nivou Bosne i Hercegovine do 1990. godine kao preventivni instrument u slučaju ulaska Bosne i Hercegovine i entiteta u sistem trgovanja emisijama (ETS)	✓	✓	✓	✓	S, D	●	5, 6, 16, 17, 18
	23	Nafta i naftni derivati	Unapređenje kontrole i kvaliteta naftnih derivata na fragmentiranom maloprodajnom tržištu u Bosni i Hercegovini		✓	✓	✓	K	○	37
	24	Općenito	Izrada Strateške procjene utjecaja na okoliš (SEA) kako bi se postavili temelji za dugoročno održivi razvoj okoliša i životne sredine za Bosnu i Hercegovinu	✓	✓	✓	✓	K	●	5
Razvoj i usklađenje regulatorno-institucionalnog okvira	25	Električna energija	Organiziranje operatora prijenosnog sistema električne energije u skladu s jednim od tri modela propisanih Direktivom 2009/72/EC (vlasničko razdvajanje, nezavisni operator prijenosa, nezavisni operator sistema) te certificiranje operatora prijenosnog sistema	✓	✓	✓		K	●	1
	26		Nastavak razdvajanja djelatnosti distribucije i snabdijevanja el. energije prema Trećem energetskom paketu		✓	✓	✓	K	●	1
	27		Deregulacija cijena električne energije javnih snabdjevača za kategorije domaćinstva, malih privrednih subjekata i komercijalne kupce kako bi se prešlo na tržišne cijene, štiteći pritom socijalne kategorije posebnim programom		✓	✓		K	○	1
	28		Konkurentnost cijene proizvodnje električne energije na pragu proizvodnih jedinica radi usmjeravanja subjekata prema tržišnim načelima		✓	✓		K	●	1
	29		Izrada programa zaštite socijalne kategorije, koji 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		✓	✓	✓	K	●	-
	30	OIE	Izrada legislative koja regulira mehanizme saradnje s drugim državama članicama Energetske zajednice koji bi omogućili dogovor o mjerama i programima poticanja proizvodnje energije iz OIE i postizanja ciljeva postavljenih akcionim planovima, što je propisano Direktivom 2009/28/EC	✓				K	●	-
	31	Potrebno je na nivou BiH propisati prioritet i kriterije pristupa na prijenosnu mrežu postrojenjima koja proizvode energiju iz obnovljivih izvora energije, u skladu sa zahtjevima iz Direktive 2009/28/EC	✓	✓	✓		K	●	34	

32		Normiranje upotrebe minimalnih nivoa energije iz OIE prilikom izgradnje novih ili renoviranja postojećih objekata, donošenje propisa o primjeni kogeneracije te donošenje mjera za povećanje udjela OIE u finalnoj potrošnji u sektorima grijanja i hlađenja, u skladu s Direktivom 2009/28/EC	✓	✓		K	☐	-	
33		Donošenje propisa kojim bi se utvrdili kriteriji održivosti za pogonska biogoriva i druga tekuća biogoriva, kako bi se ispunili ciljevi iz Akcionog plana te ispravno transponirali zahtjevi iz Direktive 2009/28/EC	✓	✓		K	☐	-	
34		Daljnji razvoj tržišnih mehanizama i modaliteta proizvodnje baziranih na tržišnim principima te prodaje i balansiranje el. energije iz OIE	✓	✓	✓	K, S	☐	31	
35	<b>Ugalj</b>	Kontinuirano ažurirati i usaglašavati rudarsko-geološku i drugu povezanu legislativu i regulativu, u skladu s dobrim praksama i standardima, uključujući i strategiju postojećih / razvoja novih ležišta s prostornim strategijama i planovima		✓	✓	K, S	☐	3, 5, 6	
36	<b>Nafta i naftni derivati</b>	Uspostava zakonodavnog okvira za obavezne naftne rezerve, na nivou Bosne i Hercegovine i entiteta, prema EU Direktivi 2009/119/EC, te propisivanje načina i metodologije formiranja i čuvanja obaveznih zaliha naftnih derivata (implementacija metodologije i sistema prijave podataka 90/61 dan te implementacija sistema naplate)	✓	✓	✓	K	☐	-	
37		Odluka o kvalitetu tečnih naftnih goriva u Bosni i Hercegovini se donosi na nivou Bosne i Hercegovine. Potrebno je i dalje kontinuirano i ujednačeno propisivati kvalitetu nafte i naftnih derivata na tržištu, u skladu sa standardima EU.	✓			K	☐	-	
38	<b>Gas</b>	Davanje određenih usaglašanih nadležnosti DERK-u u sektoru gasa, u skladu s Direktivom 2009/72/EC i Direktivom 2009/73/EC o postojanju jednog regulatornog tijela za električnu energiju i gas na nivou Bosne i Hercegovine.	✓			K	●	-	
39		Potrebno je usklađenje s Trećim energetskim paketom za razdvajanje djelatnosti transporta i distribucije od snabdijevanja i trgovine, korištenjem jednog od predviđenih EU modela za razdvajanje operatora za gas (vlasničko razdvajanje, nezavisni operator prijenosa, nezavisni operator sistema)		✓	✓	K, S	●	-	
40		Potrebno je rješavanje pitanja duga za gas s Ruskom Federacijom	✓			K, S	●	15	
41	<b>Toplinarstvo</b>	Donošenje zakona kako bi se normativno uredila pitanja proizvodnje, distribucije i snabdijevanja toplinskom energijom, politike tarifiranja te odnosa snabdjevača i potrošača toplinske en. i druga relevantna pitanja		✓	✓	K, S	☐	-	
42	<b>Energetska efikasnost</b>	Potrebno je donošenje Akcionog plana energetske efikasnosti Bosne i Hercegovine (izrađen prema predlošku Sekretarijata EZ) te Akcionog plana za Federaciju Bosne i Hercegovine	✓	✓		K	☐	-	
43		Donošenje podzakonskih propisa definiranih u Zakonu o energetske efikasnosti koji će biti usklađeni sa zahtjevima iz nove Direktive 2012/27/EU o energetske efikasnosti			✓	K	☐	42	
44	<b>Općenito</b>	Dubinsko snimanje usklađenosti zakonodavstva na nivou entiteta s nivoom BiH te s pravnom stečevinom EU i obavezama prema Energetskoj zajednici. Nakon provođenja dubinskog snimanja potrebno je izraditi akcione planove te provesti daljnju harmonizaciju zakonodavstva na svim nivoima	✓	✓	✓	✓	K	●	-

Izvori: Analiza Projektnog tima, smjernice Radne skupine

**Legenda:**

Rok implementacije: K – kratkoročno, S – srednjoročno, D – dugoročno

Stupanj prioriteta: ☐ - Niži, ● - Viši

\*\*\*

## Popis skraćenica

<b>10G</b>	desetogodišnji
<b>AMR</b>	automatic meter reading (inteligentni mjerni sistemi)
<b>APOEF</b>	Akcion plan Federacije Bosne i Hercegovine za korištenje OIE
<b>BAU</b>	business as usual (nastavak dosadašnje prakse)
<b>Bbl</b>	barrel (barel)
<b>bcm</b>	billion cubic meters (milijarda metara kubnih)
<b>BD BiH</b>	Brčko distrikt Bosne i Hercegovine
<b>BDP</b>	bruto domaći proizvod
<b>BHAS</b>	Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine
<b>BiH</b>	Bosna i Hercegovina
<b>BTM</b>	behind the meter (usluge iza brojila)
<b>BTU</b>	british thermal unit
<b>CAGR</b>	compound annual growth rate (složena godišnja stopa rasta)
<b>CAPEX</b>	capital expenditure (kapitalni izdaci)
<b>CCGT</b>	combined cycle gas turbine
<b>CEE</b>	Central East Europe
<b>CHP</b>	combined heat and power
<b>CO<sub>2</sub></b>	ugljični dioksid
<b>DERK</b>	Državna regulatorna komisija za električnu energiju
<b>DFID</b>	Department for international development (Odjel za međunarodni razvoj Vlade Velike Britanije)
<b>DG</b>	daljinsko grijanje
<b>DSO</b>	operator distribucijskog sistema
<b>DSU</b>	direktna strana ulaganja
<b>DV</b>	dalekovod
<b>EE</b>	energetska efikasnost
<b>EEA</b>	European Economic Area (evropski ekonomski prostor)
<b>EED</b>	Direktiva o energetskej efikasnosti
<b>EEO shema</b>	Obligaciona shema za energetskej efikasnost
<b>EES</b>	elektroenergetski sistem
<b>EEX</b>	European Energy Exchange
<b>EMS</b>	Elektromreža Srbije
<b>ENTSO-E</b>	European network of transmission system operators for electricity
<b>ENTSO-G</b>	European network of transmission system operators for gas
<b>Enz/EZ</b>	Energetska zajednica
<b>EP BiH</b>	Elektroprivreda Bosne i Hercegovine
<b>EP HZHB</b>	Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg-Bosne
<b>ERS</b>	Elektroprivreda Republike Srpske
<b>ESCO</b>	Energy Service Company
<b>ETS</b>	emission trading system (sistem trgovanja emisijama)
<b>EU</b>	Evropska unija
<b>EUR</b>	euro
<b>EUR/PC</b>	euro po stanovniku
<b>EV</b>	električna vozila
<b>FBiH</b>	Federacija Bosne i Hercegovine
<b>FERK</b>	Regulatorna komisija za energiju u Federaciji Bosne i Hercegovine
<b>FMERI</b>	Federalno ministarstvo energije, rudarstva i industrije
<b>FTE</b>	full time equivalent (ekvivalent punog radnog vremena)
<b>GW</b>	gigavat
<b>GWh</b>	gigavatsat
<b>HE</b>	hidroelektrana
<b>IAP</b>	Ionian Adriatic Pipeline (Jonsko-jadranski gasovod)
<b>IBRD</b>	International Bank for Reconstruction and Development (Međunarodna banka za obnovu i razvoj)

<b>IEA</b>	International Energy Agency (Međunarodna agencija za energiju)
<b>INDC</b>	Intended Nationally Determined Contributions
<b>IPA</b>	Instrument for Pre-accession Assistance
<b>ISO</b>	independent system operator (nezavisni operator sistema)
<b>IT</b>	informacijska tehnologija
<b>ITO</b>	independent transmission operator (nezavisni operator prijenosa)
<b>JIE</b>	Jugoistočna Evropa
<b>JP</b>	javno preduzeće
<b>JPP</b>	javno-privatno partnerstvo
<b>KGH</b>	klimatizacija, grijanje, hlađenje
<b>KM</b>	konvertibilna marka
<b>KPI</b>	Key Performance Indicators (ključni pokazatelji uspješnosti)
<b>kt</b>	kilotona
<b>Ktoe</b>	kilotona ekvivalentne nafte
<b>kV</b>	kilovolt
<b>kW</b>	kilovat
<b>kWh</b>	kilovatsat
<b>LCOE</b>	Levelised cost of electricity
<b>LNG</b>	Liquified natural gas (ukapljeni prirodni gas)
<b>m<sup>2</sup></b>	kvadratni metar
<b>mcm</b>	milijon metara kubnih
<b>MHE</b>	mala hidroelektrana
<b>MIER</b>	Ministarstvo industrije, energetike i rudarstva
<b>mil.</b>	milijon
<b>Mlrd.</b>	milijarda
<b>MVTEO</b>	Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa
<b>Mtoe</b>	megatona ekvivalentne nafte
<b>MW</b>	megavat
<b>MWe</b>	megavat električne energije
<b>MWh</b>	megavatsat
<b>MWt</b>	megavat toplinske energije
<b>n/a</b>	not available (nije dostupno)
<b>NE</b>	nuklearna elektrana
<b>NERP</b>	National Emission Reduction Plan (Nacionalni plan smanjenja emisija)
<b>NN</b>	niski napon
<b>NOSBiH</b>	Nezavisan operator sistema u Bosni i Hercegovini
<b>NO<sub>x</sub></b>	dušikovi oksidi
<b>O&amp;M</b>	operation and maintenance (upravljanje i održavanje)
<b>ODS</b>	operator distribucijskog sistema
<b>OECD</b>	Organization for Economic Cooperation and Development
<b>OES</b>	Okvirna energetska strategija
<b>OIE</b>	obnovljivi izvori energije
<b>OIEiEK</b>	obnovljivi izvori energije i efikasna kogeneracija
<b>OPEX</b>	Operating expenses (operativni troškovi)
<b>OPS</b>	operator prijenosnog sistema
<b>OU</b>	ownership unbundling (vlasničko razdvajanje)
<b>p.p.</b>	postotni poen
<b>PECI</b>	Project of energy community interest
<b>PJ</b>	petadžul
<b>PMI</b>	Project of mutual interest
<b>PPP</b>	purchasing power parity (paritet kupovne moći)
<b>PSA</b>	Production sharing agreement (Ugovor o podjeli proizvodnje)
<b>PV</b>	solarni panel
<b>R&amp;D</b>	research and development (istraživanje i razvoj)

<b>RERS</b>	Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske
<b>RiTE</b>	rudnik i termoelektrana
<b>RMU</b>	rudnik mrkog uglja
<b>RS</b>	Republika Srpska
<b>SAIDI</b>	system average interruption duration index (prosječno trajanje prekida napajanja u minutama po kupcu)
<b>SAIFI</b>	system average interruption frequency index (prosječan broj prekida napajanja po kupcu)
<b>SCGT</b>	simple cycle gas turbine
<b>SDG</b>	sistemi daljinskog grijanja
<b>SE</b>	solarna elektrana
<b>SEA</b>	Strategic Environmental Assessment (Strateška procjena utjecaja na okoliš)
<b>SEE</b>	South East Europe
<b>SN</b>	srednji napon
<b>SO<sub>2</sub></b>	sumpordioksid
<b>t</b>	tona
<b>TE</b>	termoelektrana
<b>TE-TO</b>	termoelektrana-toplana
<b>hilj.</b>	hiljada
<b>TJ</b>	teradžul
<b>TS</b>	tona ekvivalentne nafte
<b>TS</b>	trafostanica
<b>TSO</b>	Operator prijenosnog sistema
<b>TWh</b>	teravatsat
<b>UNFCC</b>	United Nations Framework Convention on Climate Change
<b>US\$/USD</b>	američki dolar
<b>USAID</b>	US Agency for international development
<b>VE</b>	vjetroelektrana
<b>VEK</b>	visokoefikasna kogeneracija
<b>VN</b>	visoki napon
<b>VUK</b>	visokoučinkovita kogeneracija
<b>WACC</b>	Weighted Average Cost of Capital (ponderirani prosječni trošak kapitala)
<b>WB</b>	World Bank (Svjetska banka)
<b>WBIF</b>	World Western Balkans Investment Framework Bank (Svjetska banka)
<b>ZP</b>	zavisno preduzeće

## Popis slika

Slika 1.3.1 Životni ciklus strateškog planiranja .....	7
Slika 1.3.2 Presjek ključnih segmenata energetskog tržišta i lanca vrijednosti .....	8
Slika 2.2.1 Ilustrativan prikaz strateških prioriteta Bosne i Hercegovine .....	10
Slika 3.2.1 Historijsko kretanje i procjena stope rasta BDP-a u milijardama eura, 2010–2035.....	13
Slika 3.2.2 Komparativna analiza BDP-a i BDP-a po stanovniku, 2010–2015. godina.....	13
Slika 3.2.3 Kretanje stope nezaposlenosti u hiljadama stanovnika, 2010–2015. godina.....	14
Slika 3.2.4 Prosječna godišnja direktna strana ulaganja u milionima eura, 2010–2015. ....	14
Slika 3.2.5 Struktura zemalja koje su ulagale u Bosnu i Hercegovinu, 2015. godina .....	15
Slika 3.2.6 Rang po lakoći poslovanja, 2016. godina .....	16
Slika 4.1.1 Struktura globalne potražnje za primarnom energijom, 2015–2040. ....	17
Slika 4.1.2 Globalna struktura proizvodnog miksa, 2015–2040. ....	18
Slika 4.1.3 Proizvodnja električne energije po regijama u Evropi, u TWh, 2012–2015. godina .....	18
Slika 4.1.4 Projekcija kretanja strukture proizvodnog miksa proizvodnje u Evropi, 2010–2040.....	19
Slika 4.1.5 Evropske energetske politike (primjer).....	20
Slika 4.1.6 Ilustrativan prikaz razvoja evropske energetske infrastrukture .....	21
Slika 4.1.7 Proizvodnja iz OIE i udio u ukupnoj proizvodnji, u TWh, 2012–2015.....	22
Slika 4.1.8 Projekcije instalirane snage OIE u Evropi u GW, 2025–2030.....	23
Slika 4.1.9 Troškovi ulaganja u hiljadama EUR/kW, 2015–2025.....	24
Slika 4.1.10 Prosječna cijena proizvodnje električne energije u EUR/kWh, 2015–2020.....	24
Slika 4.1.11 Kretanje cijena električne energije na različitim evropskim berzama u EUR/MWh, 2008–2015.....	25
Slika 4.1.12 Krajnja cijena električne energije za domaćinstva u Evropi u EUR cent/kWh, 2012–2015.....	25
Slika 4.1.13 Promjena poslovnih modela i strukture prihoda .....	26
Slika 4.1.14 Ilustrativan prikaz trendova u domeni investicijskih odluka elektroprivreda .....	27
Slika 4.1.15 Ilustrativni primjer restrukturiranja elektroprivrede i promjene fokusa u poslovnim modelima .....	28
Slika 4.1.16 Ilustrativni prikaz potencijala različitih poslovnih modela.....	28
Slika 4.1.17 Prilagodba mrežnih kompanija .....	29
Slika 4.2.1 Dnevne spot cijene Brenta u US\$/bbl, januar 2006. – august 2016. ....	30
Slika 4.2.2 Globalna potražnja za naftom i godišnja stopa rasta, 1966–2015. ....	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, januar 2009. – august 2016.....	32
Slika 4.2.5 Tržišna dinamika koja oblikuje tržište gasa .....	33
Slika 4.2.6 NWE rafinerijske marže u US\$/bbl, januar 2013. – august 2016.....	34
Slika 4.2.7 Globalni bilans proizvodnje i potražnje naftnih derivata u mil. bbl/d, 2012–2016. ....	34
Slika 4.2.8 Količine naftnih derivata u skladištima u zemljama OECD-a u mil. bbl, 2012–2016. godina.....	34
Slika 4.2.9 Potražnja za naftnim derivatima u kt, 2010– 2030. ....	35
Slika 4.2.10 Kapacitet prerade u Evropi, 2004–2015.....	35
Slika 4.2.11 Globalni upstream CAPEX po regijama u US\$, 2010–2017.....	36
Slika 4.2.12 Razlika u CAPEX-u, 2014. i 2016. godina .....	36
Slika 4.2.13 Globalni rast potražnje za energentima u mil. t, 1990–2040.....	36
Slika 4.2.14 Globalna ulaganja u čistu energiju u US\$, 2004–2015.....	36
Slika 5.2.1 Struktura tržišta električne energije u Bosni i Hercegovini, 2016. godina .....	45
Slika 5.2.2 Ostvarene bilansne veličine el. energije u zemljama regije, u TWh, prosječno za period 2010–2015.....	46
Slika 5.2.3 Proizvodni miks domaće proizvodnje el. energije u zemljama regije, u TWh, prosječno za period 2010–2015.....	46
Slika 5.2.4 Ostvarene bilansne veličine za el. energiju u Bosni i Hercegovini, u TWh, 2010–2016. ....	47
Slika 5.2.5 Potrošnja el. energije u Bosni i Hercegovini po područjima, u TWh, 2010–2016.....	47
Slika 5.2.6 Instalirani kapaciteti u Bosni i Hercegovini po izvoru, u MW, 2010–2016.....	47
Slika 5.2.7 Instalirani kapaciteti na nivou Bosne i Hercegovine po elektroprivredi, u MW, 2010–2016.....	47
Slika 5.2.8 Instalirani kapaciteti u Republici Srpskoj po izvoru, u MW, 2010–2016.....	48
Slika 5.2.9 Instalirani kapaciteti u Federaciji Bosne i Hercegovine po izvoru, u MW, 2010–2016.....	48
Slika 5.2.10 Proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini po izvoru, u TWh, 2010–2016.....	48
Slika 5.2.11 Proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini po subjektima, u TWh, 2010–2016. godina .....	48
Slika 5.2.12 Proizvodnja i potrošnja el. energije u Federaciji Bosne i Hercegovine, u TWh, 2010–2016.....	49
Slika 5.2.13 Proizvodnja i potrošnja el. energije u Republici Srpskoj, u TWh, 2010–2016.....	49
Slika 5.2.14 Prekogranična trgovina električne energije, uključujući i registrirani tranzit u Bosni i Hercegovini, u TWh, 2010–2016.....	50
Slika 5.2.15 Količine na berzi za “dan unaprijed” u GWh, 1. mart – 1. april 2016. godine .....	51
Slika 5.2.16 Smjernice razvoja veleprodajnog tržišta .....	51
Slika 5.2.17 Pregled modela razdvajanja TSO-a za električnu energiju.....	52
Slika 5.2.18 Prikaz trenutnog stanja i planiranih interkonektivnih vodova prijenosne mreže Bosne i Hercegovine sa susjednim zemljama .....	53
Slika 5.2.19 Gubici u prijenosnoj mreži u procentima, .....	54
Slika 5.2.20 Raspoloživa energija u prijenosnoj mreži u GWh, 2014–2016. ....	54
Slika 5.2.21 SAIFI pokazatelj na prijenosnoj mreži u broju prekida po kupcu, 2014–2016.....	54
Slika 5.2.22 SAIDI pokazatelj na prijenosnoj mreži u minutama, 2014–2016.....	54
Slika 5.2.23 Potencijalne promjene u metodologiji tarifiranja .....	56
Slika 5.2.24 Indikativni SAIDI i SAIFI pokazatelji.....	57
Slika 5.2.25 Poređenje distributivnih gubitaka u Bosni i Hercegovini s ostalim zemljama, 2015. godina .....	58
Slika 5.2.26 Implikacije digitalnih mreža na strateško pozicioniranje na tržištu .....	59
Slika 5.2.27 Prosječna cijena električne energije u elektroprivredama u EUR/MWh, 2016. godina .....	59
Slika 5.2.28 Cijene električne energije za industriju u široj regiji, bez PDV-a i nameta u PPP i EUR/MWh, 2010–2016.....	60
Slika 5.2.29 Cijene električne energije za domaćinstva u široj regiji, ukupna cijena u PPP i EUR/MWh, 2010–2016. godina .....	60
Slika 5.2.30 Cijene električne energije za industriju u široj regiji, bez PDV-a i nameta u PPP i EUR/MWh, 2016. godina .....	61
Slika 5.2.31 Cijene električne energije za domaćinstva u široj regiji, ukupna cijena u PPP i EUR/MWh, 2016. godina .....	61
Slika 5.2.32 Strateške smjernice .....	61
Slika 5.2.33 Ilustrativan prikaz Bosne i Hercegovine u sklopu energetske trileme danas.....	62
Slika 5.2.34 Stvarna cijena proizvodnje elektrana u Bosni i Hercegovini u EUR/MWh, 2015. godina .....	65

Slika 5.2.35 Stvarna cijena proizvodnje elektrana u Bosni i Hercegovini uz CO <sub>2</sub> u EUR/MWh, 2015. godina .....	65
Slika 5.2.36 Procjena kretanja potrošnje električne energije u Bosni i Hercegovini, sa EE i bez EE, u TWh, 2017–2035 .....	66
Slika 5.2.37 Razvoj kapaciteta u regiji i konkurentnost proizvodnog miksa u izvozu .....	66
Slika 5.2.38 Instalirani kapacitet po tehnologiji, u MW, 2016–2035. (entitetski scenarij) .....	71
Slika 5.2.39 Kretanje proizvodnje električne energije bez izvoznog limita, u TWh, 2016–2035. (entitetski scenarij) .....	71
Slika 5.2.40 Kretanje proizvodnje električne energije s izvoznim limitom, u TWh, 2016–2035. (entitetski scenarij) .....	72
Slika 5.2.41 Instalirani kapaciteti po tehnologiji, u MW, 2016–2035. (IP scenarij) .....	72
Slika 5.2.42 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016–2035. (IP scenarij) .....	73
Slika 5.2.43 Instalirani kapaciteti po tehnologiji, u MW, 2016–2035. (troškovno optimiran IP scenarij) .....	73
Slika 5.2.44 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016–2035. (troškovno optimiran IP scenarij) .....	74
Slika 5.2.45 Instalirani kapaciteti po tehnologiji, u MW, 2016–2035. godina (blaži obnovljivi scenarij s EE) .....	74
Slika 5.2.46 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016–2035. (blaži obnovljivi scenarij s EE) .....	75
Slika 5.2.47 Procjena ukupnih CO <sub>2</sub> i lokalnih emisija za termosektor po scenarijima na nivou Bosne i Hercegovine, kumulativ 2016–2035 .....	77
Slika 5.3.1 Ilustrativni prikaz ključnih rudnika u Bosni i Hercegovini .....	89
Slika 5.3.2 Struktura rezervi rudnika u Bosni i Hercegovini u milijardama tona, 2015. godina .....	92
Slika 5.3.3 Bilansne rezerve uglja ključnih rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine, u hiljadama tona, 2015. godina .....	92
Slika 5.3.4 Bilansne rezerve uglja ključnih rudnika u Republici Srpskoj, u hiljadama tona, 2015. godina .....	93
Slika 5.3.5 Dinamika proizvodnje uglja iz ključnih rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine, u hiljadama tona, 2015. godina .....	93
Slika 5.3.6 Dinamika proizvodnje uglja iz ključnih rudnika u Republici Srpskoj, u hiljadama tona, 2015. godina .....	94
Slika 5.3.7 Kretanje proizvodnje uglja i broja zaposlenih u ključnim rudnicima u Federaciji Bosne i Hercegovine, 2005–2015. ....	95
Slika 5.3.8 Kretanje proizvodnje uglja i broja zaposlenih u ključnim rudnicima u Republici Srpskoj, 2005.-2015. godina .....	95
Slika 5.3.9 Kretanje produktivnosti rada u rudnicima Federacije Bosne i Hercegovine vs. EU, proizvedene tone po FTE .....	95
Slika 5.3.10 Kretanje produktivnosti rada u rudnicima Republike Srpske vs. EU, proizvedene tone po FTE .....	95
Slika 5.3.11 Poređenje produktivnosti i efikasnosti rada rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine vs. EU, 2015. godina .....	96
Slika 5.3.12 Poređenje produktivnosti i efikasnosti rada rudnika Republike Srpske vs. EU, 2015. godina .....	97
Slika 5.3.13 Presjek finansijskog rezultata rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine u milionima EUR, 2015. godina .....	98
Slika 5.3.14 Scenariji proizvodnje iz TE i implikacija na potrebu za proizvodnjom uglja u Bosni i Hercegovini, 2016–2035. ....	100
Slika 5.3.15 Procjena kumulativne potrebe za ugljem, zavisno od scenarija razvoja termosektora u Bosni i Hercegovini, u milionima tona, 2016–2035. ....	101
Slika 5.4.1 Ciljevi udjela OIE u Evropskoj uniji, 2040. godina .....	104
Slika 5.4.2 Doprinos sektora za udio OIE u finalnoj potrošnji energije u Bosni i Hercegovini, 2020. godina .....	105
Slika 5.4.3 Plan i realizacija OIE u finalnoj potrošnji u kt, 2014. godina .....	105
Slika 5.4.4 Dinamika OIE u finalnoj potrošnji sektora električne energije i realizacija u kt, 2010–2020. ....	106
Slika 5.4.5 Doprinos tehnologija OIE u sektoru električne energije – plan i realizacija u procentima (GWh), 2015. godina .....	106
Slika 5.4.6 Doprinos tehnologija OIE u sektoru električne energije – plan u procentima (GWh), 2020. godina .....	106
Slika 5.4.7 Vizija kretanja doprinosa OIE u sektoru električne energije kao prosjek scenarija u procentima (GWh), 2035. godina .....	107
Slika 5.4.8 Iznos instalirane snage OIE u Bosni i Hercegovini u postojećim i novim kapacitetima u sistemu poticaja, u MW, 2015–2035. ....	108
Slika 5.4.9 Iznos proizvodnje po pojedinom izvoru OIE u Bosni i Hercegovini u postojećim i novim kapacitetima u sistemu poticaja, u GWh, 2015–2035. ....	108
Slika 5.4.10 Procjena rasta planiranih troškova naknada za OIE u milionima eura, 2017–2035. ....	109
Slika 5.4.11 Utjecaj planiranih OIE naknada na krajnju cijenu električne energije u EUR/kWh, 2017–2035. ....	109
Slika 5.4.12 Modeli poticaja u evropskim zemljama .....	111
Slika 5.4.13 Dinamika OIE u finalnoj potrošnji sektora grijanja i hlađenja i realizacija u kt, 2010–2020. ....	113
Slika 5.4.14 Doprinos tehnologija OIE u sektoru grijanja i hlađenja – plan i realizacija, 2014. godina .....	114
Slika 5.4.15 Doprinos tehnologija OIE u sektoru grijanja i hlađenja – plan, 2020. godina .....	114
Slika 5.4.16 Vizija kretanja doprinosa OIE u sektoru grijanja i hlađenja – blago obnovljivi scenarij u procentima, 2035. godina .....	114
Slika 5.4.17 Vizija kretanja doprinosa OIE u sektoru grijanja i hlađenja – kogeneracijski obnovljivi scenarij u procentima, 2035. godina .....	114
Slika 5.4.18 Dinamika OIE u finalnoj potrošnji sektora transporta i realizacija u kt, 2010–2020. ....	115
Slika 5.4.19 Doprinos tehnologije OIE u sektoru transporta – plan i realizacija, 2015. godina .....	115
Slika 5.4.20 Doprinos tehnologija OIE u sektoru transporta – plan, 2020. godina .....	115
Slika 5.4.21 Vizija kretanja doprinosa OIE u sektoru transporta – bazni scenarij, 2035. godina .....	115
Slika 5.4.22 Vizija kretanja doprinosa OIE u sektoru transporta – scenarij jačeg rasta el. vozila, 2035. godina .....	115
Slika 5.5.1 Struktura naftnog tržišta Bosne i Hercegovine, 2015. godina (procjena) .....	121
Slika 5.5.2 Područja projekta istraživanja ugljikovodika u Bosni i Hercegovini .....	122
Slika 5.5.3 Finalna potrošnja naftnih derivata po sektoru u kt, 2014. i 2015. godina .....	124
Slika 5.5.4 Finalna potrošnja naftnih derivata po derivatu u kt, 2014. i 2015. godina .....	124
Slika 5.5.5 Ukupna potrošnja naftnih derivata po sektoru u Bosni i Hercegovini u kt, 2015. godina .....	125
Slika 5.5.6 Godišnja potražnja naftnih derivata u Bosni i Hercegovini u kt, 2000–2015. ....	125
Slika 5.5.7 Uvoz i izvoz naftnih derivata u Bosni i Hercegovini u kt/god., 2012–2015. ....	126
Slika 5.5.8 Kapaciteti prerade sirove nafte rafinerija u regiji, u milionima tona/god. ....	127
Slika 5.5.9 Analiza proizvodnje derivata u rafinerijama prema posljednjim podacima o proizvodnji .....	127
Slika 5.5.10 Proizvodnja derivata u rafineriji "Brod", u hiljadama t/g., 2011–2015. ....	128
Slika 5.5.11 Proizvodnja derivata u rafineriji "Brod", 2015. godina .....	128
Slika 5.5.12 Kapaciteti skladišta za sirovu naftu i derivate u Bosni i Hercegovini, u m <sup>3</sup> .....	129
Slika 5.5.13 Temeljne pretpostavke za uspostavu programa obaveznih rezervi .....	130
Slika 5.5.14 Broj benzinskih stanica u Bosni i Hercegovini, procjena za 2016. godinu .....	131
Slika 5.5.15 Tržišni udjeli glavnih maloprodajnih kompanija u Bosni i Hercegovini u procentima, 2011–2015. (procjena) .....	132
Slika 5.5.16 Poređenje strukture maloprodajnog tržišta u regiji u procentima, 2015. godina .....	132
Slika 5.5.17 Pravni okvir za eksploataciju i istraživanje ugljikovodika u Bosni i Hercegovini .....	133
Slika 5.5.18 Maksimalne stope rudne rente ili ekvivalentne naknade, u procentima, za Federaciju Bosne i Hercegovine .....	134
Slika 5.5.19 Maksimalne stope rudne rente ili ekvivalentne naknade, u procentima, za Republiku Srpsku .....	136
Slika 5.6.1 Udio gasa u bruto domaćoj potrošnji energenata u mtoe, 2015. godina <sup>1</sup> .....	139
Slika 5.6.2 Udio gasa u instaliranoj snazi proizvodnog miksa u GW, 2015. godina <sup>1</sup> .....	139
Slika 5.6.3 Snabdijevanje gasom na proširenom tržištu, po zemljama i izvoru u milijardama m <sup>3</sup> (bcm), 2017. godina .....	140
Slika 5.6.4 Razvoj snabdijevanja gasom na proširenom tržištu, po izvoru, u milijardama m <sup>3</sup> (bcm), 2017–2035. ....	140



Slika 5.6.5 ENTSO-G scenariji razvoja potražnje za gasom u Bosni i Hercegovini, u milijardama m <sup>3</sup> (bcm), 2017–2035.....	140
Slika 5.6.6 Izvori gasa na proširenom tržištu (procent od ukupnog uvoza, procjena), 2014. godina.....	141
Slika 5.6.7 Rezultati evropskog stress testa za snabdijevanje gasom i ključne aktivnosti oko EU sigurnosti snabdijevanja .....	142
Slika 5.6.8 Struktura tržišta gasa u Bosni i Hercegovini, 2014. i 2015. godina.....	143
Slika 5.6.9 Ukupna potrošnja gasa u Bosni i Hercegovini, po kategorijama u milijardama m <sup>3</sup> (bcm), 2010–2015. godina.....	143
Slika 5.6.10 Potrošnja gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine u milionima m <sup>3</sup> (mcm), 2010–2016.....	144
Slika 5.6.11 Potrošnja gasa u Republici Srpskoj u milionima m <sup>3</sup> (mcm), 2010–2016.....	144
Slika 5.6.12 Snabdijevanje gasom u Bosni i Hercegovini u milijardama m <sup>3</sup> (bcm), 2010–2015.....	145
Slika 5.6.13 Cijene gasa za industriju za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u EUR/MWh, 2010–2016. .....	145
Slika 5.6.14 Cijene gasa za industriju za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u PPP/MWh, 2010–2016. .....	145
Slika 5.6.15 Cijene gasa za industriju za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u EUR/MWh, 2016. godina .....	146
Slika 5.6.16 Cijene gasa za industriju za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u PPP/MWh, 2016. godina .....	146
Slika 5.6.17 Cijena gasa za domaćinstva u Bosni i Hercegovini i proširenoj regiji, s PDV-om i ostalim nametima u EUR/MWh, 2010– 2016.....	146
Slika 5.6.18 Cijena gasa za domaćinstva u Bosni i Hercegovini i proširenoj regiji, s PDV-om i ostalim nametima u PPP/MWh, 2010– 2016.....	146
Slika 5.6.19 Cijena gasa za domaćinstva za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, s PDV-om i ostalim nametima u EUR/MWh, 2010– 2016.....	147
Slika 5.6.20 Cijena gasa za domaćinstva za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, s PDV-om i ostalim nametima u PPP/MWh, 2010– 2016.....	147
Slika 5.6.21 Potencijalni dobavni prekogranični pravci gasa za diversifikaciju portfelja .....	147
Slika 5.6.22 Gasovodi u Bosni i Hercegovini (trenutno stanje i plan) .....	148
Slika 5.7.1 Lokacija toplifikacijskih sistema u Bosni i Hercegovini .....	155
Slika 5.7.2 Trend finalne potrošnje toplinske energije u Bosni i Hercegovini, u TJ, 2011–2015.....	156
Slika 5.7.3 Trend strukture ukupne potrošnje toplinske energije u Bosni i Hercegovini, u TJ, 2011–2015.....	156
Slika 5.7.4 Proizvodnja toplinske energije u Bosni i Hercegovini, u TJ, 2011–2015.....	156
Slika 5.7.5 Proizvodnja toplinske energije po energentu u Bosni i Hercegovini, u procentima, 2015. godina.....	156
Slika 5.7.6 Prosječna mjesečna cijena grijanja za domaćinstva u EUR/m <sup>2</sup> , 2016. godina.....	158
Slika 5.7.7 Pretpostavke razvoja scenarija za toplinarstvo .....	158
Slika 5.7.8 Sarajevo – Korištenje otpadne toplinske energije po blokovima prema scenarijima za el. energiju .....	159
Slika 5.7.9 Tuzla – Korištenje otpadne toplinske energije po blokovima prema scenarijima za el. energiju .....	160
Slika 5.7.10 Zenica – Korištenje otpadne toplinske energije po blokovima prema scenarijima za el. energiju.....	160
Slika 5.7.11 Kakanj – Korištenje otpadne toplinske energije po blokovima prema scenarijima za el. energiju .....	161
Slika 5.7.12 Banja Luka – Korištenje toplinske energije po blokovima prema scenarijima za el. energiju .....	162
Slika 5.7.13 Bijeljina – Korištenje toplinske energije po blokovima prema scenarijima za el. energiju.....	163
Slika 5.8.1 Direktive vezane za energetska efikasnost .....	166
Slika 5.8.2 Vremenski plan za tri ključna člana Direktive 2012/27/EU .....	167
Slika 5.8.3 Vremenski plan za druge odabrane članove Direktive 2012/27/EU.....	167
Slika 5.8.4 Ključni elementi dugoročne strategije energetske efikasnosti .....	168
Slika 5.8.5 Sektorski ciljevi i uštede u PJ, 2015. i 2018. godina.....	169
Slika 5.8.6 Planirane uštede u finalnoj potrošnji u Bosni i Hercegovini u PJ do 2035. godine .....	170
Slika 5.8.7 Distributivni gubici električne energije, 2010–2015.....	172
Slika 5.9.1 Koraci u kreiranju strateške procjene utjecaja na okoliš.....	181
Slika 5.9.2 Indikativno utvrđivanje opsega izvještaja o utjecaju na okoliš.....	182

## Popis tabela

Tabela 3.1.1 Osnovne informacije .....	12
Tabela 3.2.1 Presjek postojećeg stanja i smjernica za smanjenje prepreka za ulaganje .....	16
Tabela 4.2.1 Poslovni modeli naftnih kompanija .....	37
Tabela 4.2.2 Primjeri promjene modela .....	37
Tabela 5.1.1 Obavezujuće direktive i uredbe za Bosnu i Hercegovinu .....	39
Tabela 5.2.1 Pregled postojećih proizvodnih objekata po subjektima, bez malih i ostalih elektrana u Bosni i Hercegovini, 2016. godina .....	50
Tabela 5.2.2 Planirane interkonekcije prijenosne mreže Bosne i Hercegovine .....	53
Tabela 5.2.3 Status izdvajanja elektrodistribucijske djelatnosti u Bosni i Hercegovini .....	55
Tabela 5.2.4 Indikativno poređenje ključnih karakteristika regulatornih modela .....	56
Tabela 5.2.5 Ilustrativna vizija strateških ciljeva u Bosni i Hercegovini .....	63
Tabela 5.2.6 Ciljevi Bosne i Hercegovine prema EU ciljevima do 2020. i 2030. ....	64
Tabela 5.2.7 Dekomisija postojećih termoobjekata .....	69
Tabela 5.2.8 Puštanje u rad novih termoobjekata prema scenarijima .....	69
Tabela 5.2.9 Kriterij i kvalitativan sažetak scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije u Bosni i Hercegovini .....	70
Tabela 5.2.10 Ključni efekti scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije, 2016–2035. ....	76
Tabela 5.2.11 Popis potencijalnih novih većih objekata u Federaciji Bosne i Hercegovine .....	78
Tabela 5.2.12 Popis potencijalnih novih većih objekata u Republici Srpskoj .....	79
Tabela 5.2.13 Potrebna količina goriva za optimalni portfelj termoelektrana-toplana (indikativno) .....	80
Tabela 5.2.14: Predviđena proizvodnja električne i toplinske energije (indikativno) .....	81
Tabela 5.2.15 Strateške smjernice za razvoj tržišta .....	88
Tabela 5.3.1 Osnovne informacije o ključnim rudnicima u Bosni i Hercegovini, 2015. godina .....	90
Tabela 5.3.2 Presjek povijesnog stanja rezervi uglja u Bosni i Hercegovini, 2009/2010. godina .....	91
Tabela 5.3.3 Korelacija rudnika i termoelektrana, 2015. godina .....	94
Tabela 5.3.4 Strateške smjernice za razvoj sektora rudnika .....	103
Tabela 5.4.1 Regulatorni okvir za poticanje OIE u Federaciji Bosne i Hercegovine .....	110
Tabela 5.4.2 Regulatorni okvir za poticanje OIE u Republici Srpskoj .....	110
Tabela 5.4.3 Tok načina prodaje električne energije iz OIE u odabranim zemljama .....	113
Tabela 5.4.4 Strateške smjernice .....	120
Tabela 5.5.1 Proizvodnja ugljikovodika i pravni modeli u regiji .....	122
Tabela 5.5.2 Potencijalne rezerve sirove nafte i gasa na području sjeverne Bosne .....	123
Tabela 5.5.3 Provedene aktivnosti na kojima se temelji perspektivnost pronalaska komercijalnih rezervi nafte na području Dinarida ..	123
Tabela 5.5.4 Skladišni kapaciteti za naftne derivate u Bosni i Hercegovini .....	130
Tabela 5.5.5 Glavne kompanije u maloprodaji u Bosni i Hercegovini .....	131
Tabela 5.5.6 Strateške smjernice strategije za sektor nafte i naftnih derivata u Bosni i Hercegovini .....	138
Tabela 5.6.1 Dinamika i fokus izgradnje gasovodnih projekata u Bosni i Hercegovini .....	149
Tabela 5.6.2 Sažetak strateških smjernica na nivou entiteta i Bosne i Hercegovine u području gasa .....	153
Tabela 5.7.1 Pregled glavnih toplinskih preduzeća u Bosni i Hercegovini .....	157
Tabela 5.7.2 Odabrani prikaz razvoja malih samostalnih toplinskih sistema .....	163
Tabela 5.7.3 Strateške smjernice za sektor toplinarstva .....	165
Tabela 5.8.1 Predloženi programi za postizanje ušteda u finalnoj potrošnji .....	170
Tabela 5.8.2 Planirane uštede na strani transformacije do 2035. godine .....	171
Tabela 5.8.3 Planirane uštede na strani distribucije .....	172
Tabela 5.8.4 Instrumenti za postizanje ciljeva u distribucijskoj mreži .....	173
Tabela 5.8.5 Smjernice za izmjenu zakonskog okvira u Federaciji Bosne i Hercegovine .....	175
Tabela 5.8.6 Smjernice za izmjenu zakonskog okvira u Republici Srpskoj .....	175
Tabela 5.8.7 Smjernice za poboljšanje edukacije i komunikacije .....	176
Tabela 5.8.8 Smjernice za razvoj finansijskog okvira .....	176
Tabela 5.8.9 Strateške smjernice .....	179
Tabela 6.2.1 Indikativna mapa strateških smjernica .....	184

**Kraj dokumenta**