

**РЕПУБЛИКА СРПСКА
ВЛАДА**

**СТРАТЕГИЈА
РАЗВОЈА ЕНЕРГЕТИКЕ РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ
ДО 2035. ГОДИНЕ**

Бања Лука, јун 2018. године

УВОД

Законом о енергетици („Службени гласник Републике Српске“ број 49/09) дефинисано је да стратегију развоја енергетике доноси Народна скупштина Републике Српске на приједлог Владе Републике Српске, те да се Стратегија усклађује са Просторним планом Републике Српске и економско-развојим плановима Републике Српске.

Народна скупштина Републике Српске је 2012. године усвојила Стратегију развоја енергетике Републике Српске до 2030. године.

С обзиром на то да је од усвајања актуелне Стратегије развоја енергетике Републике Српске до 2030. године, прошло шест година, а у међувремену је дошло до измјена и допуна Просторног плана Републике Српске, као и до одређених промјена у секторским политикама Европске уније које су прихваћене кроз измјене Уговора о оснивању Енергетске заједнице југоисточне Европе, неопходно је било осавременити, прилагодити и ажурирати стратешки документ за енергетику, у складу са новонасталим околностима.

Будући да је технички било неизводљиво извршити измјене и допуне постојећег стратешког документа, нити је такав начин измјена стратешких докумената пракса у правном систему Републике Српске, то се израдио нови стратешки документ под називом: „Стратегија развоја енергетике Републике Српске до 2035. године“, који уствари представља иновирани постојећи стратешки документ.

Стратегија развоја енергетике Републике Српске до 2035. године (у даљем тексту: Стратегија) представља скуп циљева и мјера за имплементацију политике Владе Републике Српске у енергетском сектору. Политика Владе је изражена стратешким циљевима на нивоу енергетског сектора, као и специфичним циљевима за поједине дијелове енергетике.

Стратегијом је дефинисано пет кључних стратешких циљева до 2035. године, а то су:

- 1) ефикасно коришћење (експлоатација) ресурса;
- 2) сигурна и приступачна енергија;
- 3) ефикасно коришћење енергије;
- 4) енергетска транзиција и одговорност према животној средини и
- 5) развој и усклађивање регулаторно-институционалног оквира.

Стратегија је заснована на уставним надлежностима Републике Српске, задржава усвојене принципе из постојећег стратешког документа, као и принципе најбоље свјетске праксе, уважавајући свјетска кретања у енергетици, енергетску политику и легислативу Европске уније за сектор енергетике, документ „Основе енергетске политике Републике Српске“ из новембра 2008. године, те одређене ставове и препоруке невладиних организација које дјелују на подручју Републике Српске и Босне и Херцеговине.

Једна од основних идеја водилца Стратегије је одрживи развој енергетског сектора, тј. принцип подмирења савремених потреба за енергијом, стварајући такав амбијент у енергетском сектору да се овај принцип не доведе у питање ни за будуће генерације. Једна од специфичности Републике Српске у овом смислу, је да треба одабрати разумну мјеру у искоришћењу локалних енергетских ресурса (примарно угља) за производњу електричне енергије која је намјењена извозу.

Стратегијом се развој енергетике Републике Српске усмјерава на коришћење домаћих ресурса, укључивање обновљивих извора у подмиревање потреба за енергијом, увођење и подстицање мјера енергетске ефикасности те примјену савремених енергетских технологија. Истовремено се захтијева очување животне средине и смањење штетних утицаја енергетског сектора на најмању могућу мјеру.

Развој енергетике Републике Српске се посматра у условима постепеног отварања тржишта, увођења конкуренције и постављања цијена енергије на економски одрживи ниво. Узете су у обзир економске могућности Републике Српске и њених грађана, јер то има примаран утицај на могућности развоја енергетског сектора.

Стратегија обухвата све елементе енергетског сектора, од појединих сектора (угаљ, нафта, гас, електрична енергија и др.) до законских, организационих и институционалних момената важних за успјешан рад и развој енергетике у посматраном периоду (до 2035. године).

На основу напријед наведеног важно је истаћи да овај иновирани стратешки документ представља наставак већ започетих активности Републике Српске на стварању и очувању савременог и одрживог енергетског сектора као једног од најважнијих привредних сектора који ће имати кључну улогу у унапређењу цијелокупне економије Републике Српске, а које су активности дефинисане већ у самом Закону о енергетици, затим разрађене кроз постојећи стратешки документ и коначно, унапређене и кроз овај иновирани стратешки документ.

Садржај

1	ПРИСТУП И МЕТОДОЛОГИЈА.....	5
1.1	Додјела институционалних надлежности у енергетском сектору Републике Српске те Босне и Херцеговине.....	5
1.2	Кључне информације, те приступ изради Енергетске стратегије.....	5
1.3	Методологија израде Енергетске стратегије.....	6
1.4	Подаци.....	7
2	САЖЕТАК.....	8
2.1	Улазне смјернице за израду Енергетске стратегије.....	8
2.2	Сажетак визије и приоритета Енергетске стратегије Републике Српске.....	8
3	ОПШТИ ПОДАЦИ И МАКРОЕКОНОМСКА КРЕТАЊА.....	12
3.1	Организација и општи подаци.....	12
3.2	Макроекономска кретања.....	12
3.2.1	Бруто домаћи производ.....	12
3.2.2	Незапосленост.....	13
3.2.3	Директна страна улагања у Републику Српску и инвестициона клима.....	14
4	ГЛОБАЛНИ ЕНЕРГЕТСКИ ТРЕНДОВИ.....	17
4.1	Електрична енергија.....	17
4.1.1	Глобални трендови.....	17
4.1.2	Европски трендови.....	18
4.1.3	Европске енергетске политике.....	20
4.1.4	Досадашњи раст производње из ОИЕ-а.....	22
4.1.5	Будући сценарији развоја инсталиране снаге из ОИЕ-а.....	22
4.1.6	Технологије обновљивих извора енергије.....	24
4.1.7	Трендови у сегменту велепродаје и снабдијевања електричном енергијом.....	25
4.1.8	Утицај трендова на трансформацију сектора и нове пословне моделе.....	26
4.1.9	Кључне импликације глобалних трендова на енергетску стратегију.....	29
4.2	Нафта и гас.....	30
4.2.1	Тржиште сирове нафте.....	30
4.2.2	Тржиште природног гаса.....	32
4.2.3	Прерада сирове нафте.....	33
4.2.4	Трендови улагања и пословни модели нафтних компанија.....	35
4.2.5	Кључне импликације глобалних трендова нафте и гаса на енергетску стратегију.....	37
5	ЕНЕРГЕТСКИ СЕКТОР РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ.....	38
5.1	Пресјек регулаторно-институционалног оквира.....	38
5.1.1	Уговор о оснивању Енергетске заједнице.....	38
5.1.2	Иницијатива <i>West Balkan 6</i> (Западни Балкан 6).....	42
5.1.3	Законодавни оквир енергетског сектора.....	43
5.2	Електроенергетски сектор.....	44
5.2.1	Структура тржишта електричне енергије.....	44
5.2.2	Инсталирана снага и производња електричне енергије.....	46
5.2.3	Велепродајно тржиште.....	49
5.2.4	Пренос електричне енергије.....	51
5.2.5	Дистрибуција и снабдијевања.....	54
5.2.6	Цијене електричне енергије.....	58
5.2.7	Индикативни сценарији развоја производног микса Републике Српске.....	59
5.2.8	Разрада сценарија развоја производног микса Републике Српске до 2035. године.....	65
5.2.9	Регулаторни и институционални оквир.....	76
5.2.10	Стратешке смјернице.....	78
5.3	Сектор угља.....	79
5.3.1	Увод.....	79

5.3.2	Резерве угља	80
5.3.3	Производња угља и ефикасност рудника	81
5.3.4	Сценарији развоја сектора рудника у Републици Српској	84
5.3.5	Кумулативни ефекти индикативних сценарија развоја ТЕ сектора	87
5.3.6	Регулаторни и институционални оквир	88
5.3.7	Стратешке смјернице	88
5.4	Обновљиви извори енергије	89
5.4.1	Увод	89
5.4.2	Учешће енергије из ОИЕ у бруто финалној потрошњи	89
5.4.3	Регулаторни и институционални оквир	98
5.4.4	Стратешке смјернице	100
5.5	Сектор нафте и нафтних деривата	101
5.5.1	Структура нафтног тржишта у Републици Српској	101
5.5.2	Истраживање и производња угљен-диоксида	101
5.5.3	Потрошња нафтних деривата	104
5.5.4	Прерада нафтних деривата	107
5.5.5	Програм обавезних резерви нафтних деривата	109
5.5.6	Тржиште малопродаје нафтних деривата	111
5.5.7	Регулаторни и институционални оквир	113
5.5.8	Стратешке смјернице	115
5.6	Сектор гаса	116
5.6.1	Стање и трендови у сектору гаса за ширу регију	116
5.6.2	Структура тржишта гаса у Босни и Херцеговини и Републици Српској	118
5.6.3	Развој гасоводне инфраструктуре у регији и Републици Српској	123
5.6.4	Регулаторни и институционални оквир	125
5.6.5	Стратешке смјернице	127
5.7	Топлификација	128
5.7.1	Потрошња и производња топлотне енергије	128
5.7.2	Топлане у Републици Српској	130
5.7.3	Сценарији развоја система даљинског гријања	131
5.7.4	Остали топлификациони системи	133
5.7.5	Регулаторни и институционални оквир	134
5.7.6	Стратешке смјернице	135
5.8	Енергетска ефикасност	136
5.8.1	Европске директиве и Акциони планови	136
5.8.2	Кључни стратешки елементи	138
5.8.3	Финална потрошња	138
5.8.4	Трансформација, пренос и дистрибуција	141
5.8.5	Системи даљинског гријања	143
5.8.6	Међусекторске мјере	144
5.8.7	Регулаторни и институционални оквир	146
5.8.8	Стратешке смјернице	147
	Списак скраћеница	149
	Попис слика	152
	Попис табела	155

1 ПРИСТУП И МЕТОДОЛОГИЈА

1.1 Додјела институционалних надлежности у енергетском сектору Републике Српске, те Босне и Херцеговине

Босна и Херцеговина (БиХ) је држава која се састоји од двају ентитета – Републике Српске (РС) и Федерације Босне и Херцеговине (ФБиХ), те Брчко Дистрикта Босне и Херцеговине (БД БиХ) као засебне управне јединице. Енергетски сектор је у надлежности ентитета. Имајући у виду напријед наведено, у контексту овог документа, у наставку се даје пресјек надлежних институција у енергетском сектору:

- **Министарство индустрије, енергетике и рударства Републике Српске (МИЕР)** има овлашћења прописана Законом о републичкој управи Републике Српске („Службени гласник РС”, бр. 118/08, 11/09, 74/10, 86/10 – испр., 24/12, 121/12, 15/16 и 57/16) која, између осталих, укључују вођење енергетске политике генерално, планирање и вођење енергетске стратегије, енергетско билансирање и дугорочно планирање, додјелу концесија за истраживање, градњу и експлоатацију енергетских објеката, геолошка истраживања и експлоатацију природних и технолошких минералних сировина, надзор над радом јавних предузећа и осталих предузећа са већинским државним власништвом из ресорне надлежности, учешће у изради и доношење техничких прописа из ресорних надлежности и њихово усклађивање са законодавством ЕУ, те друге послове из области индустрије, енергетике, рударства и геологије. У оквиру МИЕР организовани су Ресор за електроенергетику, Ресор за енергенте и Ресор за рударство и геологију.
- **Министарство спољне трговине и економских односа Босне и Херцеговине (МСТЕО)** дио је Савјета министара Босне и Херцеговине, који остварује своја права и обављају дужности као органи државне власти. Као што је наведено у Закону о министарствима и другим органима управе Босне и Херцеговине („Службени гласник Босне и Херцеговине”, бр. 5/03, 42/03, 26/04, 42/04, 45/06, 88/07, 35/09 и 103/09), МСТЕО је надлежно, између осталог, за обављање послова и задатака из надлежности Босне и Херцеговине који се односе на дефинисање политике, основних принципа, координацију дјелатности и усклађивање планова ентитетских тијела власти и институција на међународном плану у подручју енергетике.

1.2 Кључне информације, те приступ изради Енергетске стратегије

Израда Енергетске стратегије дио је пројекта који финансира Канцеларија за међународни развој (*DFID*) Влада Велике Британије, а предводи га *PricewaterhouseCoopers* у сарадњи са осталим партнерима. Крајњи циљ пројекта је израда Оквирне енергетске стратегије Босне и Херцеговине на основу ажуриране Енергетске стратегије Републике Српске, Оквирне енергетске стратегије Федерације Босне и Херцеговине, те Брчко Дистрикта Босне и Херцеговине (у склопу Оквирне енергетске стратегије Босне и Херцеговине).

У оквиру пројекта израдиће се:

- **Стратешка анализа постојећег стања енергетског тржишта,**
- **ажурирање постојеће Енергетске стратегије Републике Српске новим документом Приједлога Стратегије развоја енергетике Републике Српске до 2035. године,**
- **израда енергетске стратегије Федерације Босне и Херцеговине кроз документ Оквирна енергетска стратегија Федерације Босне и Херцеговине,**
- **израда енергетске стратегије Брчко Дистрикта Босне и Херцеговине кроз документ Оквирна енергетска стратегија Босне и Херцеговине,**
- **методолошко усклађивање ентитетских докумената, те израда Оквирне енергетске стратегије Босне и Херцеговине.**

Временски оквир за израду нацрта стратешких докумената је пет мјесеци. У процес израде Стратегије укључене су радне групе на свим нивоима, а свако од надлежних тијела на пројекту именovalo је и овластило за рад своје радне групе на овом пројекту. Ниво Републике Српске представља Радна група коју предводи Министарство индустрије, енергетике и рударства (МИЕР), у коју су укључени представници других релевантних субјеката на енергетском тржишту попут електропривреде, регулатора итд. Будући да ће Стратегија Републике Српске, заједно са Оквирном енергетском стратегијом Федерације Босне и Херцеговине и Брчко Дистрикта Босне и Херцеговине чинити окосницу Оквирне енергетске стратегије Босне и Херцеговине, важно је напоменути да на изради Оквирне енергетске стратегије Босне и Херцеговине Радну групу предводи Министарство спољне трговине и економских односа (МСТЕО), а у коју су укључени и водитељи ентитетских радних група.

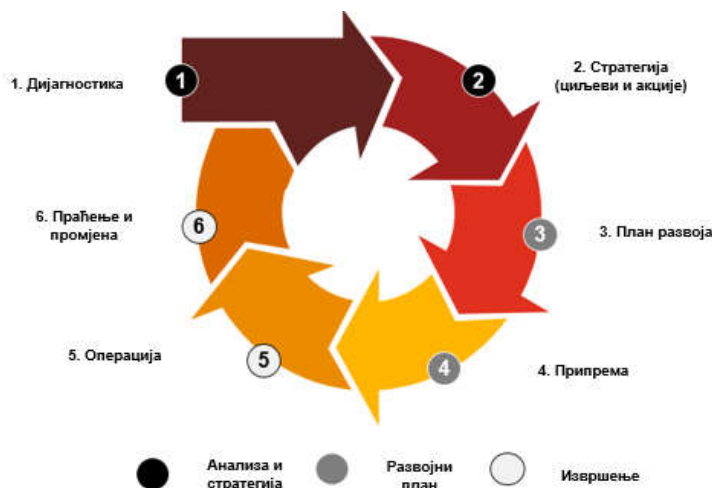
Током процеса израде Стратегије активно се сарађивало са представницима Радне групе Министарства индустрије, енергије и рударства Републике Српске, а у контексту израде документа Оквирне енергетске стратегије Босне и Херцеговине, сарадња се проширивала на Радну групу Министарства спољне трговине и економских односа Босне и Херцеговине, те Министарства енергије, рударства и индустрије Федерације Босне и Херцеговине. Додатно, у процесу су учествовали и представници донатора (Британска амбасада у Босни и Херцеговини), те друге заинтересоване стране, попут делегације ЕУ у Босни и Херцеговини и енергетске заједнице.

1.3 Методологија израде Стратегије развоја енергетике Републике Српске до 2035. године

Циљ Стратегије је идентификација кључних приоритета потребних за развој енергетског система у Републици Српској као једне од кључних саставница енергетске стратегије на нивоу Босне и Херцеговине. Стратегија је алат за пројектовање и планирање чији је циљ, међу осталим, прављење смјерница за будуће одлуке и инвестиције у вези са енергетиком.

Цјелокупан приступ животног циклуса укључује шест задатака, који су представљени на сљедећој слици и описани у наставку.

Слика 1.3.1 Животни циклус стратешког планирања



Извор: методологија Пројектног тима

- Дијагностика:** стратешка анализа на основу које је направљен пресјек тренутног стања и јасно разумијевање тренутне ситуације енергетског сектора Републике Српске. Овај задатак састојао се од активности прикупљања података, разговора са кључним учесницима, анализу ширег регионалног и европског енергетског контекста, те од идентификације кључних хипотеза и стратешких приоритета. Дијагностика, односно стратешка анализа односила се на кључне сегменте енергетике.
- Стратегија:** идентификација стратешких циљева, визије, разрада кључних стратешких приоритета у свим сегментима енергетике (електрична енергија, нафта, гас, топлификација, енергетска ефикасност, обновљиви извори енергије, регулаторно-законодавни оквир, крајњи корисник итд.), засновани су на разумијевању тренутног стања, те глобалних трендова који мијењају индустрију. Овај корак рађен је на основу извршених анализа и постављених хипотеза током фазе дијагностике, те у складу с тим даје осврт на кључне теме. Циљ овог задатка је идентификација кључних стратешких приоритета и опција као подлога за даље одлучивање и спровођење енергетских политика у Републици Српској, која чини једну од кључних саставница Оквирне енергетске стратегије на државном нивоу.
- План развоја:** ова саставница стратешког планирања ставља фокус на даљу и детаљнију разраду специфичних стратешких тема до нивоа оперативних, техничких и законских планова. Она представља оперативну подлогу за спровођење инвестиција и мјера у енергетици. Акциони план укључује дефиниције индикатора за праћење и евалуацију енергетске политике, те инвестиција изабраних од креатора политике.
- Припрема:** припрема и спровођење акционог плана (детаљни пројекат и планирање).
- Спровођење:** примјена програма дефинисаног на програмским нивоима.
- Праћење и процјена:** праћење резултата и утицаја програма и поређење са стратешким циљевима дефинисаним током планирања.

Овај документ укључује развој прва два елемента животног циклуса стратешког планирања:

- Фаза 1 – Дијагностика,**
- Фаза 2 – Израда Стратегије развоја енергетике Републике Српске до 2035. године.**

У склопу пројекта, сагледани су кључни сегменти енергетског тржишта дуж ланца вриједности, као што је приказано на сљедећој слици (Слика 1.3.2).

Слика 1.3.2 Пресјек кључних сегмената енергетског тржишта и ланца вриједности



Напомена: 1) Укључени су и подсектори
Извор: анализа Пројектног тима

За сваки од обрађених дијелова енергетског тржишта, документ даје стратешки осврт на регулаторно-законодавни оквир.

У дијелу документа који се односи на сегмент електричне енергије обрађени су: европски и регионални трендови, тематика рудника угља, тржишно уређење, биланс увоза и извоза електричне енергије, производња и производни микс, електроенергетска инфраструктура односно дистрибуција и пренос, велепродајно тржиште, трговина и снабдијевање те изабране импликације на крајњег корисника. Додатно, у контексту тржишта електричне енергије, обрађује се и тема обновљивих извора енергије и топлификације, те енергетске ефикасности као једне од темељних принципа и обавеза енергетске политике ЕУ, како из перспективе крајњег корисника (потрошача), тако и кроз остале елементе ланца вриједности.

У сегменту нафте, уз глобални контекст, документ је структуриран на „upstream“ сегмент нафтне индустрије који се односи на процес истраживања и експлоатације, те увоз нафте и нафтних деривата, и на „downstream“ сегмент који се односи на прераду и рафинеријско пословање, складиштење и резерве, дистрибуцију и снабдијевање тржишта нафтом и нафтним дериватима, те импликације на крајњег корисника.

У сегменту гаса, уз глобалне, европске и регионалне трендове, документ даје осврт на цјелокупно тржиште и тржишно уређење, пресјек увозних активности, план развоја инфраструктуре гаса, кретање цијена за крајње кориснике итд.

Стратегија својим анализама и смјерницама фокус ставља и на проблематику тзв. „енергетске трилеме“, гдје се кроз призме сигурности снабдијевања, ценовне прихватљивости, те декарбонизације, односно чисте и одрживе енергије обрађују кључни енергетски сегменти и питања.

1.4 Подаци

Током израде Стратегије користили су се:

- 1) јавно доступни подаци (нпр. подаци завода за статистику на нивоу ентитета, државе и ЕУ, интернетске странице институција и привредних субјеката, регулаторни извјештаји, финансијски и ревизорски извјештаји, глобалне енергетске базе података итд.),
- 2) достављени подаци Радне групе, укључујући и резултате оперативних и стратешких радионица,
- 3) анализе и базе података Пројектног тима.

Пројектни тим ГГФ-а током израде ове стратегије није обављао ревизорске процедуре, нити је, осим ако није другачије наведено, добијене финансијске и оперативне податке од радних група или преузете из службених докумената, подвргавао процедурама провјере или потврде.

2 САЖЕТАК

2.1 Улазне смјернице за израду Стратегије развоја енергетике Републике Српске до 2035. године

У периоду економске несигурности, сви ресурси и напори треба да буду усмјерени на идентификацију извора и омогућавање **одрживог раста**. То је могуће једино уз јасно дефинисане приоритете, са фокусом на ефикасности и развоју и уз досљедно спровођење. Кохерентност стратешких циљева и спровођења има за циљ ефикасно коришћење оскудних ресурса, како финансијских, тако и стручних (људских), те природних. У складу са наведеним контекстом, енергетски систем Републике Српске може и мора носити кључну улогу у унапређењу укупне економије. За суочавање са кључним изазовима које сектор има и очекује, потребан је фокусиран и досљедан сет структурних реформи, понекад и изван области енергетике.

Узевши у обзир специфичну економску ситуацију Републике Српске, те Босне и Херцеговине у потпуности, један од основних приоритета уграђен у cjелокупну секторску стратегију мора бити **конкурентна** енергетика која у значајној мјери чува стандард грађана, те позитивно утиче на конкурентност других привредних грана. Ту се јављају два кључна изазова; потреба за реструктурирањем кључних дијелова сектора с циљем стварања предуслова за стварање веће вриједности за крајње кориснике и друге учеснике на тржишту, те проналазак нових економских вриједности кроз трансформацију и развој нових производа и услуга.

Протекли период је показао да је електроенергетски сектор Републике Српске, уз обезбјеђивање сигурности снабдијевања, **извозно** оријентисан. Такав пословни модел омогућила је конкурентна производна цијена електричне енергије, а извозне активности допринијеле су финансијском резултату cjелокупног сектора, имајући у виду релативно ниске малопродајне цијене електричне енергије на домаћем тржишту. Ипак, потребно је имати на уму да велики инвестициони пројекти у временима трансформације индустрије енергетике повећавају ризике задржавања високе конкурентности.

Иако аспирације за период до 2035. године и даље стављају извоз на листи приоритета, том циљу је потребно приступити опрезно, узимајући у обзир будуће притиске на производну цијену, ниске veleпродајне цијене на берзама са неизвјесним трендом, те негативна искуства неких европских земаља у сценаријима прекапацитетности.

Стратешки циљеви одржавања конкурентног енергетског система, те извозне активности, не смију угрозити агенду **одрживог развоја и смањења негативних утицаја на животну средину**, посебно имајући у виду данашњу позицију Републике Српске у односу на иницијативе ЕУ, енергетске трендове, те преузете и будуће обавезе према Енергетској заједници и другим тијелима, укључујући и смјернице Паришког споразума.

2.2 Сажетак визије и приоритета Стратегије развоја енергетике Републике Српске до 2035. године

Дугорочна визија или циљ енергетике Републике Српске је стварање конкурентног и дугорочно одрживог енергетског система, имајући у виду аспект сигурности снабдијевања. Наведену визију је потребно реализовати у оквирима доступних капацитета, ресурса и адекватне динамике. Јасан смјер развоја енергетике важан је предуслов за јачање инвестицијских активности у енергетику, а то ће посљедиочно довести и до раста инвестицијских активности и у другим, повезаним привредним гранама, те имати шири позитиван ефект на cjелокупну економију. С намјером постизања наведеног циља, дефинисано је пет кључних приоритета и повезаних фокус подручја.

Ефикасно коришћење ресурса – угаљ је доминантан природни ресурс у производњи електричне енергије и као такав представља једну од кључних основа енергетике. Иако дугорочни развој енергетског сектора Републике Српске подразумева смањење емисија штетних гасова и производње електричне енергије из фосилних горива, и даље је изузетно важно да се будуће активности експлоатације и производње угља спроводе ефикасније, примјењујући адекватну технологију и методе рада. Природни потенцијали у сегменту нафте и гаса данас су потпуно неискоришћени, због тога је наставак истражних радњи с циљем доказивања комерцијалних резерви, те потенцијалном експлоатацијом свакако допринијело данашњем билансу. С друге стране, будућа снажнија оријентација према чишћој енергији, која је данас базирана доминантно на хидроенергетским потенцијалима, захтијева добро управљање природним потенцијалима. То подразумева идентификацију и мапирање природних ресурса и капацитета у свим сегментима обновљивих извора енергије, процјену могућности искоришћења, имајући у виду одрживост и утицај на животну средину (нпр. рјешавање питања поплава), али и дугорочне циљеве декарбонизације и одрживог система. Будући да ефикасна трансформација обновљивих извора енергије у електричну енергију подразумева и искоришћавање нових, иновативних, технологија (које постају комерцијално све доступније), важно је створити оптималне услове који ће подстакнути коришћење тих технологија. Исто правило вриједи и за остатак енергетског сектора у којем дигитализација, нове технологије и ИТ системи омогућавају смањење трошкова, квалитетнији рад и нове пословне моделе.

Сигурна и приступачна енергија – двије изузетно важне компоненте тзв. енергетске трилеме у контексту економске ситуације и геополитичке позиције Републике Српске. Када говоримо о енергетској сигурности, важно је разумјети да Република Српска данас не може самостално постићи енергетску сигурност у свим сегментима, примарно због непостојања властите производње нафте и гаса. Ту је, прије свега, важно активно управљати физичком интеграцијом тржишта са земљама у окружењу (фокус према Републици Србији), разумјети опције диверсификације набавних праваца, те развијати партнерске односе са привредним субјектима који

снабдијевају домаће тржиште. У сегменту нафте и нафтних деривата, потребно је успоставити систем обавезних резерви. Исто тако, не смије се занемарити и адекватно управљање домаћом инфраструктуром због унапређења квалитета и сигурности снабдијевања. Када говоримо о електричној енергији, онда у контексту Републике Српске говоримо о енергетској независности која је постигнута кроз намиривање домаће потражње властитом производњом. Важно је нагласити да је извоз електричне енергије постављен као један од циљева Републике Српске, међутим, управо због управљања ризицима и одржавања дугорочне цјеновне конкурентности електричне енергије, овај циљ треба посматрати у ширем контексту.

Слика 2.2.1 Илустративан приказ стратешких приоритета Републике Српске



Извор: анализа Пројектног тима, Радна група Републике Српске

Производни микс Републике Српске је релативно цјеновно конкурентан, те се креће око 37 EUR/MWh. Међутим, у наредном периоду могу се очекивати даљи цјеновни притисци (цијена производње угља, „ETS“ (енг. *Emission trading system* – систем трговања емисијама), дерегулација производне цијене итд.). Додатно, планирана снажна изградња (термо) капацитета у данашњим условима цијена и ЕУ политика подиже ризик раста фиксних трошкова и потенцијалног пада искоришћености електрана, а то ствара притисак на будућу цјеновну конкурентност. Стога је развој производног портфеља потребно ускладити с економским могућностима, те тржишним и регионалним контекстом. Процесе прилагођавања на нову тржишну реалност потребно је покренути на вријеме, кроз свеобухватну трансформацију енергетског сектора и њених кључних субјеката, а са циљем постизања ефикасности, те ослобађања ресурса за улагања у нове тржишне сегменте и изградњу модерних компетенција. Задржавање просјечне производне цијене у дугом року, на нивоима данашње цијене *HUPX*-а сматра се добрим резултатом, имајући у виду све притиске.

Уз велике инвестиционе пројекте, Република Српска има солидан хидроенергетски потенцијал, те прилику изградње других ОИЕ пројеката, чиме се може створити позитиван мултипликаторски ефекат на економију, те подстаћи мање и средње предузетништво. У том контексту важно је активно управљати моделима, односно трошковима накнада за подстицање ОИЕ пројеката који стварају притисак на крајњу цијену електричне енергије, те побољшати законски и регулаторни оквир у циљу лакшег и бржег постизања дозвола за градњу и експлоатацију ОИЕ-а.

Ефикасно коришћење енергије – Кључни елементи Стратегије за енергетску ефикасност предложени су по узору на дугорочну визију ЕУ земаља на начин да, прије свега, одговоре стварним потенцијалним интересима Републике Српске, те да захтјеви Директиве 2012/27/EU буду задовољени. Три су кључне стратешке полуге за постизање циљева енергетске ефикасности, односно уштеда у интервалу од 13,81 до 18,01 PJ, у зависности од сценарија, до 2035. године, а то је детаљније разрађено у поглављу Енергетске ефикасности. Полуге се односе на уштеде у финалној потрошњи, уштеде у процесу трансформације, преноса и дистрибуције електричне енергије, гаса и топлоте (учинак на примарну потрошњу), те кроз стварање услова за високоефикасну когенерацију, промоцију и експанзију ефикасних система даљинског гријања. Осим наведених елемената, битно је побољшати законски и регулаторни оквир за енергетску ефикасност, дефинисати финансијске мјере и институционални оквир за спровођење, као и спроводити информативне кампање, едукације и оспособљавања.

Енергетска транзиција и одговорности према животној средини – Циљеви постизања чишће енергије и смањење негативних утицаја на животну средину високо су на агенди Републике Српске, која је усвојила и спроводи одређене иницијативе које су директно и индиректно повезане с очувањем животне средине. Конкретно, Република Српска је до 2028. године преузела обавезу смањења SO₂ за 94%, NO_x за 57% и чврстих честица за 94% у односу на 2014. годину за велика постројења за сагореивање. У терминима учешћа ОИЕ-а у бруто финалној потрошњи енергије до 2020. године, усвојен је циљ остварења учешћа од 48%. На страни потрошње, дефинисане су и мјере енергетске ефикасности од 9% до 2018. године, уз нови транзициони Акциони план до 2020. године у фази припреме. Наведене иницијативе изискују снажне инвестиционе захвате, а то са стратешким циљем извоза електричне енергије повећава комплексност транзиције сектора. За успјешну енергетску транзицију потребно је систематски и досљедно спроводити мјере очувања животне средине и рационалнијег коришћења ресурса. Конкретно, потребно је праћење остварених резултата и дефинисање нових механизма за њихово спровођење у пракси (нпр. достизање учешћа ОИЕ-а у транспорту од 10% до 2020. године кроз адекватније регулисање био-горива). Уз већ дефинисане иницијативе и акционе планове Републике Српске, потребно је у виду имати даље трендове у Европској унији који се већ спроводе, а који ће посљедиčno обухватити Босну и Херцеговину и Републику Српску. У складу са тиме, потребно је конвергирати према *INDC* сценаријима за редукацију емисија CO₂ постављенима на нивоу Босне и Херцегове у односу на 1990. годину уз континуирану ревизију циљева у складу са будућим ЕУ политикама, те се припремати и за улазак у систем трговања емисијама CO₂ које ће трошковно додатно оптеретити сектор термоелектрана у будућем периоду. За сектор термоелектрана, ЕУ је одобрила нове строже стандарде смањења емисија *LCP BREF* у 2017. години које ће исто тако бити потребно узети у обзир код стратешког планирања производног микса. У сегменту нафтних деривата, потребно је обезбиједити квалитет увозних и прерађених производа који се пласирају на тржиште Републике Српске и Босне и Херцеговине. Енергетска транзиција Републике Српске, посебно у сегменту електричне енергије, представља комплексан процес у којем је кроз досљедно спровођење потребно конвергирати заданим циљевима и обавезама, имајући у виду социјалну компоненту и потребну динамику. Као идући корак, свакако се предлаже израда анализа стратешког утицаја на животну средину („SEA“), те стратегије заштите животне средине и природе, која ће адекватно пратити и Стратегију.

Развој и усклађивање регулаторно-институционалног оквира – Усклађивање законодавства са правном тековином Европске уније је комплексан задатак, с обзиром на то да подразумијева обимне и суштинске промјене, те свеобухватну реформу енергетског сектора. Основни стратешки циљ јесте убрзано усклађивање законодавства са *acquis*, односно транспонување и спровођење обавеза преузетих Уговором о успостављању Енергетске заједнице. Циљ Републике Српске је да се усклади енергетски сектор са Трећим енергетским пакетом, те будућим ЕУ директивама. Адекватно уређење тржишта у средњем и дугом року подстаћи ће већу ефикасност и конкурентност, а највећу добробит тога имаће крајњи корисници. Модеран енергетски сектор захтијева да сви његови учесници активно доприносе у његовом развоју, јавне службе кроз постављање транспарентног и ефикасног законског оквира, те праћење његовог спровођења, регулатори кроз транспарентну примјену подстицајних регулаторних механизма који ће адекватном динамиком подстицати регулисане привредне субјекте да унапређују своје пословање. Изузетно важно је постављање нових стандарда културе управљања према циљевима који треба да се транспонују на јавне привредне субјекте. Јавне институције морају бити адекватно капацитиране, те у континуитету градити своје компетенције да би могли пратити развој сектора и пружати адекватну подршку.

3 ОПШТИ ПОДАЦИ И МАКРОЕКОНОМСКА КРЕТАЊА

3.1 Организација и општи подаци

Ово поглавље даје пресјек неколико кључних информација о организацији Босне и Херцеговине и Републике Српске, те основна макроекономска кретања. Макроекономски подаци важан су елемент у изради стратешких докумената, у контексту развоја привреде и економског стандарда, те будућих економских кретања која имају снажну корелацију са сектором енергетике. Босна и Херцеговина се састоји од ентитета Републике Српске (48,09% територија) и Федерације Босне и Херцеговине (50,95% територија), те Брчко Дистрикта Босне и Херцеговине (0,96% територија). Република Српска и Федерација Босне и Херцеговине су ентитети који имају сопствене уставе у сагласности с Уставом Босне и Херцеговине.

Табела 3.1.1 Основне информације

	Република Српска
Површина (km ²)	24.641
Становништво	1.415.776
Уређење	64 јединице локалне самоуправе (7 градова и 57 општина)

Извор: веб-страница, Републички завод за статистику Републике Српске

Република Српска има 64 јединице локалне самоуправе и то 7 градова и 57 општина. Јединице локалне самоуправе које имају статус Града су: Бања Лука, Бијељина, Добој, Приједор, Требиње, Зворник и Источно Сарајево које обухвата шест општина (Соколац, Пале, Источно Ново Сарајево, Источна Илица, Трново и Источни Стари Град). Општине у Републици Српској су: Берковићи, Билећа, Братунац, Брод, Вишеград, Власеница, Вукосавље, Гацко, Градишка, Дервента, Доњи Жабар, Источна Илица, Источни Дрвар, Источни Мостар, Источни Стари Град, Источно Ново Сарајево, Језеро, Калиновик, Кнежево, Козарска Дубица, Костајница, Котор Варош, Крупа на Уни, Купрес, Лакташи, Лопаре, Љубиње, Милићи, Модрича, Мркоњић Град, Невесиње, Нови Град, Ново Горажде, Осмаци, Оштра Лука, Пале, Пелагићево, Петровац, Петрово, Прњавор, Рибник, Рогатица, Рудо, Соколац, Србац, Сребреница, Станари, Теслић, Трново, Угљеви, Фоча, Хан Пијесак, Чајниче, Челинац, Шамац, Шековићи и Шипово.

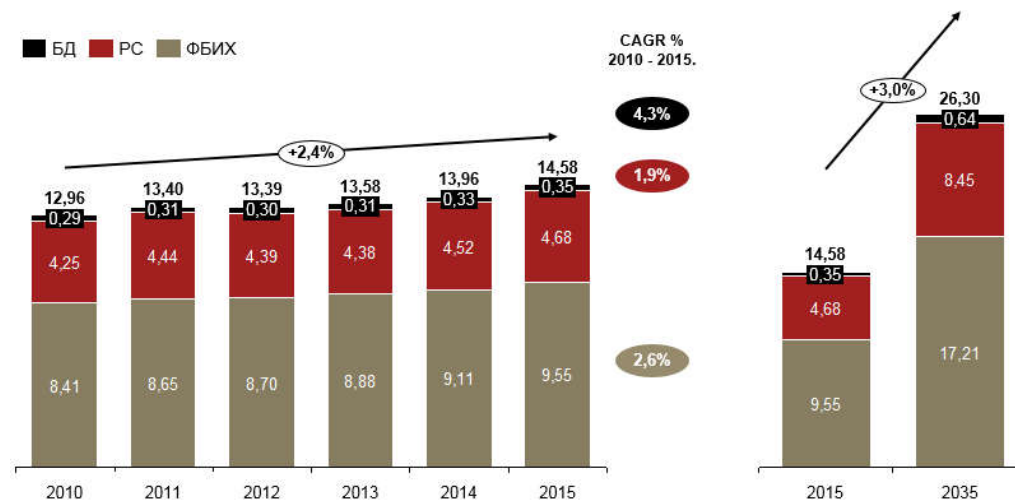
У Републици Српској, законодавну власт врше Народна скупштина Републике Српске и Вијеће народа. Закони и други прописи које изгласа Народна скупштина, а који се тичу питања виталног националног интереса било којег од конститутивних народа ступају на снагу тек након усвајања у Вијећу народа. Републику Српску представља и њено државно јединство изражава председник Републике, док извршну власт врши Влада. Судска власт припада судовима. Заштиту уставности и законодавности осигурава Уставни суд. Културни и административни центар Републике Српске је Бања Лука.

3.2 Макроекономска кретања

3.2.1 Бруто домаћи производ

Као главни макроекономски показатељ развијености неке земље се узима бруто домаћи производ (БДП). Слика 3.2.1 приказује кретање БДП-а у текућим цијенама у Босни и Херцеговини, изражено у милијардама евра, са подјелом по ентитетима и Брчко Дистрикту Босне и Херцеговине. За 2015. годину БДП-а Босне и Херцеговине износио је 14,6 милијарди евра, од тога је БДП за Републику Српску износио 4,7 милијарди евра. Иако БДП Босне и Херцеговине у периоду од 2010. до 2015. године остварује стабилан раст – у просјеку од 2,4% годишње, у истом периоду просјечна стопа раста БДП-а у Републици Српској износи око 1,9% годишње. Такође, направљена је и базна процјена раста БДП-а 2035. аплицирана и на Републику Српску. Резултати процјене развоја БДП-а до 2035. године за Републику Српску указују на просјечну годишњу стопу раста од 3% у базном сценарију, а то би довело до износа БДП-а од 8,45 милијарде евра.

Слика 3.2.1 Историјско кретање и процјена стопе раста БДП-а у милијардама EUR у Босни и Херцеговини и Републици Српској, 2010–2035. године

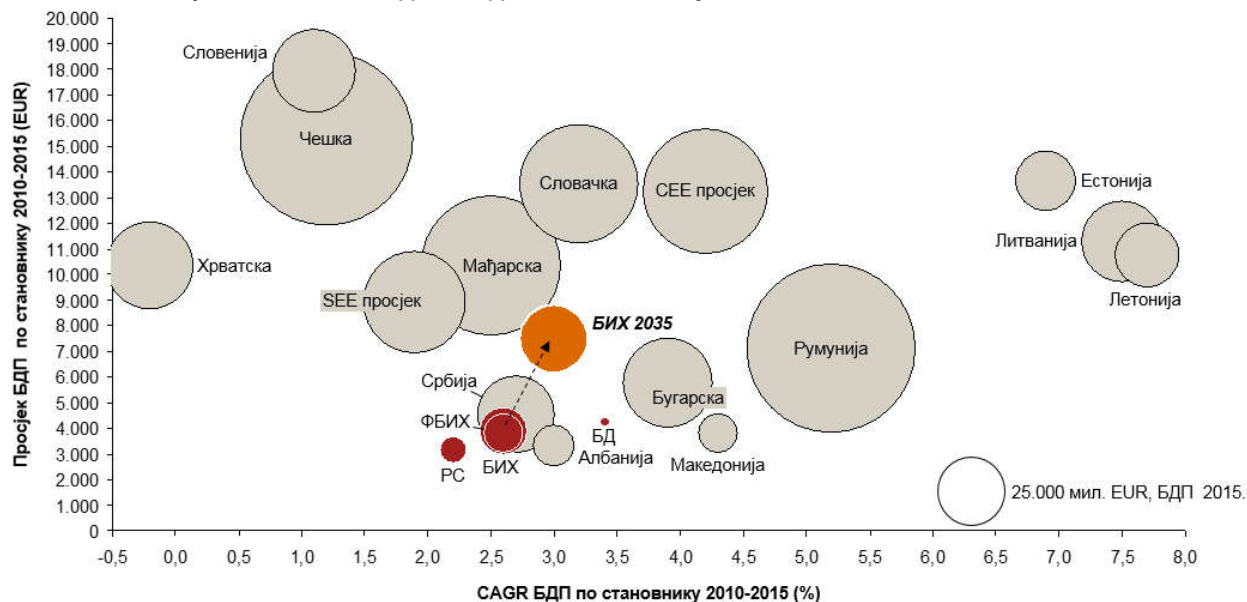


Напомена: прогноза до 2035. године је консензус дугорочне стопе раста БДП-а Босне и Херцеговине према *Oxford Economics*, *Economist intelligence unit*, *Dun & Bradstreet*

Извор: БДП према производном, доходном и расходном приступу 2015, БХАС, анализа Пројектног тима БДП по становнику 2015. године у Босни и Херцеговини је износио 4,2 хиљаде евра, док је у истом периоду у Републици Српској био значајно нижи, на нивоу од око 3300 евра. Република Српска је у периоду од 2010. до 2015. године забиљежила просјечну стопу раста БДП-а по становнику од 2,2%, док је у истом периоду резултат на нивоу Босне и Херцеговине био 3%.

Упоредјујући са економијама југоисточне Европе, Република Српска има нижи БДП по становнику, те јој је потребан значајнији раст од 3% годишње да би до 2035. године достигла стандард регије југоисточне Европе (ЈИЕ) данас.

Слика 3.2.2 Компаративна анализа БДП-а и БДП-а по становнику, 2010–2015. године



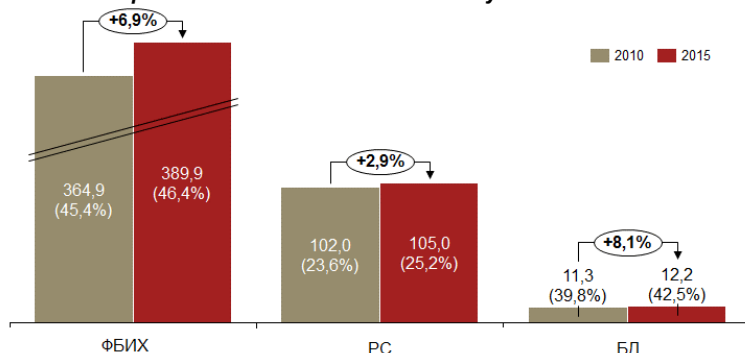
Напомена: прогноза до 2035. године је консензус дугорочне стопе раста БДП-а Босне и Херцеговине према *Oxford Economics*, *Economist intelligence unit*, *Dun & Bradstreet*

Извор: Федерални завод за статистику ФБиХ – БДП у 2015. производни принцип, Годишњак Републике Српске 2016. – БДП, Национални рачун за БДП за Брчко Дистрикт Босне и Херцеговине 2015, *Eurostat*, анализа пројектног тима

3.2.2 Незапосленост

Анализирани су подаци о незапослености на нивоу сваког ентитета и Брчко Дистрикта Босне и Херцеговине, за период од 2010. до 2015. године. Стопа незапослености, по ИЛО дефиницији, на нивоу Босне и Херцеговине је релативно висока, отприлике 27%, и у континуитету расте, што представља велики изазов за економију и просперитет земље, с обзиром на то да незапосленост представља губитак вриједног ресурса. Осим економског, висока незапосленост је и друштвени проблем (Слика 3.2.3).

Слика 3.2.3 Кретање стопе незапослености у хиљадама становника, 2010–2015. године



Напомена: Стопа незапослености = број незапослених/радно способно становништво

Извор: „Макроекономски показатељи по кантонима ФБиХ 2015“, Статистички годишњак Републике Српске, друго измијењено издање, 2016, Билтен – статистички подаци БД 2015, БХАС

Република Српска једина има стопу незапослености нижу од оне на нивоу државе. У 2010. години незапосленост је износила 23,6% са укупним бројем незапослених људи у износу од 102.000. У 2015. години број незапослених се повећао на 105.000, те је и стопа незапослености нарасла на 25,2%.

Број незапослених особа у 2010. години у Федерацији Босне и Херцеговине износио је 364.900, а у 2015. је тај исти број нарастао на готово 390.000. Дакле, стопа регистроване незапослености повећала се са 45,4% у 2010. на 46,4% у 2015. години, што је знатно веће од стопе незапослености на нивоу Босне и Херцеговине. У Брчко Дистрикту Босне и Херцеговине се број незапослених повећао са 11.300 у 2010. години на 12.200 у 2015. години. У складу са тим, регистроване стопе незапослености биле су 39,8% у 2010. и 42,5% у 2015. години.

3.2.3 Директна страна улагања у Републику Српску и инвестициона клима

У свијету је, као резултат сталног процеса глобализације, дошло до повећања важности директних страних улагања (енг. *Foreign Direct Investment – FDI*), поготово за Републику Српску, као економију у транзицији.

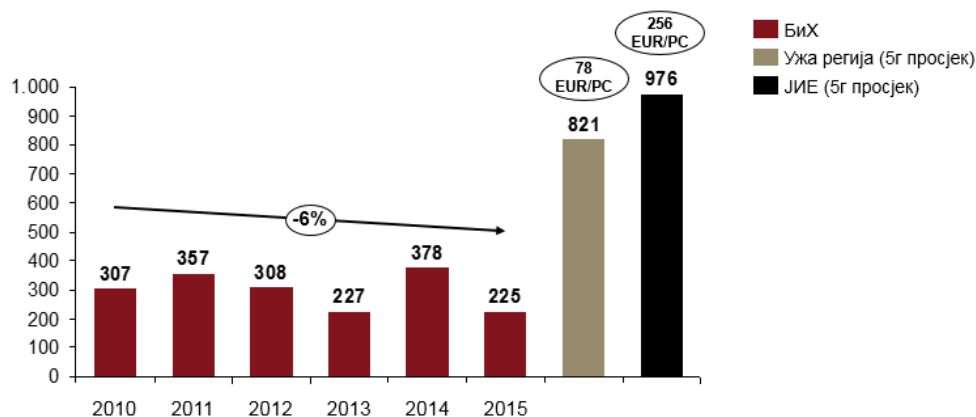
Због ограниченог интерног финансијског и инвестиционог капацитета, интерес свих земаља у развоју је и постизање повољније инвестиционе климе, те бољих услова пословања, будући да директна страна улагања имају позитиван утицај на оправак и развој слабијих економија.

Директна страна улагања свакако позитивно утичу на привредни раст, као и на раст продуктивности јер, осим капитала, страна улагања могу укључивати и трансфер знања, модерне технологије и друге нематеријалне имовине. Такође, нове стране компаније могу утицати на побољшање пословања домаћих компанија због јачања конкуренције и подстицања развоја тржишта. У дугом року, оваква економска кретања стварају позитивне екстерналије, па и смањење незапослености у економији у коју се улаже.

Слика 3.2.4 приказује ток директних страних улагања у Босну и Херцеговину у периоду од 2010. до 2015. године, у којима је учествовала и Република Српска. Видљиво је да се износи улагања крећу између 300 и 400 милиона евра годишње, изузев 2013. и 2015. године када су улагања била доста нижа.

Упоредјујући са другим земљама регије, видљиво је да су улагања у Босну и Херцеговину још увијек знатно нижа. Управо се из тог разлога, Република Српска са својом економским активностима и мјерама привлачења инвестиција треба позиционирати као атрактивна економија за улагаче.

Слика 3.2.4 Просјечна годишња директна страна улагања у милионима EUR, 2010–2015. године



Напомена: Ужа регија подразумијева: Хрватску, Србију, Црну Гору, Македонију, Словенију; 2) ЈИЕ регију чине Албанија, Босна и Херцеговина, Бугарска, Хрватска, Црна Гора, Грчка, Македонија, Молдавија, Румунија, Србија, Словенија

Извор: *World Investment Report 2016*, *IBRD - Doing Business 2017*, анализа Пројектног тима

Просјек директних страних улагања у земље бивше Југославије (Босна и Херцеговина, Хрватска, Србија, Црна Гора, Македонија, Словенија) за период 2010–2015. године износи 821 милиона евра, а за ЈИЕ регију (Албанија, Босна и Херцеговина, Бугарска, Хрватска, Црна Гора, Грчка, Македонија, Молдавија, Румунија, Србија, Словенија) износи 976 милиона евра. Од страних улагача у Босну и Херцеговину, у 2015. години највише су уложиле Хрватска и Холандија, са учешћем од преко 50% у укупним страним улагањима.

Слика 3.2.5 Структура земаља које су улагале у Босну и Херцеговину, 2015. година

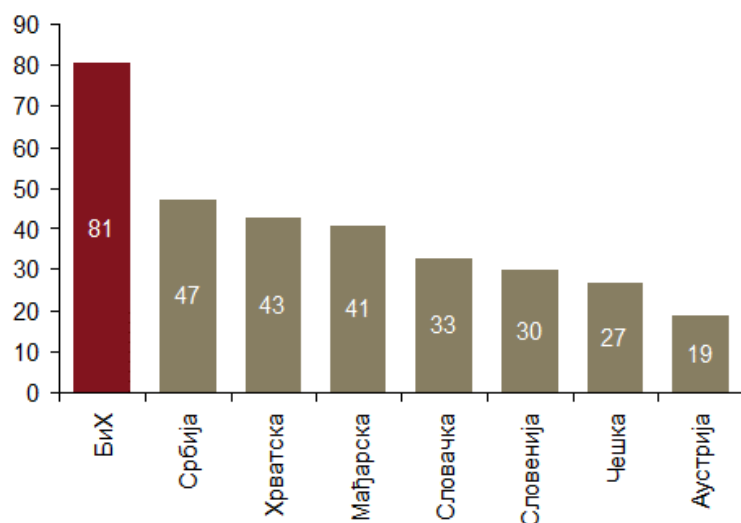


Извор: *fira.gov.bas* – ДСУ стање и перформансе

Према документу „*Doing Business 2017*“ Међународне банке за обнову и развој (*International Bank for Reconstruction and Development – IBRD*), у којем је направљено рангирање свјетских земаља по елементу пословања, Босна и Херцеговина је на 81. мјесту. Кључни параметри оцјењивања су покретање бизниса, стицање кредита, рјешавање ликвидности и рјешавање поступка добијања грађевинских дозвола (Слика 3.2.6).

Слика 3.2.6 Ранг по лакоћи пословања, 2016. година

Извор: *World Investment Report 2016, IBRD - Doing Business 2017*, анализа Пројектног тима



Као што је раније у тексту споменуто, директна страна улагања у Босну и Херцеговину и Републику Српску значајно су мања него у другим земљама регије, а један од узрока је и мање повољна инвестицијска клима, те административно-правне баријере. У табели су наведене и описане главне баријере инвестирања у сектор енергетике у Босни и Херцеговини, као и стратешке смјернице за побољшање (Табела 3.2.1).

Табела 3.2.1 Пресјек постојећег стања и смјерница за смањење баријера за улагање

Баријера	Ситуација	Стратешка смјерница
Транспарентност процеса	- Комплексност и нетранспарентност процеса добијања потребних дозвола и одобрења. - Инвеститори нису у могућности добити брзу и квалитетну информацију, нарочито на страном језику.	Дефинисати јаснији процес добијања дозвола са циљем олакшавања процеса инвеститорима.
Неусклађен и недовољно развијен законодавни оквир	- Различита примјена закона на различитим нивоима. - Поступак додјељивања статуса „општер (јавног) интереса“ није хармонизован на државном нивоу. - Ниска усклађеност процедура које омогућују права на коришћење/градњу на земљишту на међуентитетским нивоима.	Унаприједити законе на свим нивоима, хармонизовати процедуре које олакшавају могућност права на коришћење земљишта или градњу на земљишту.
Потребна документација и трајање поступка	- За изградњу једног објекта потребно је набавити више од 50 дозвола. - Недовољни капацитети у институцијама надлежним за добијање дозвола утичу на трајање поступка.	- Смањити комплексност процеса и унаприједити ефикасност рада институција. - Након тога, процијенити потребу за даљом изградњом капацитета.
Концесије и накнаде	- У Босни и Херцеговини постоји 14 Закона о концесијама који су углавном неусклађени и противрјечни, те постоји простор за снажнију институционалну сарадњу. - Неконзистентна имплементација политика концесија и накнада за производне капацитете у јавном и приватном власништву у Републици Српској.	- Ускладити законе о концесијама и унаприједити институционалну сарадњу. - Дефинисати законски оквир и оперативне мјере даљег унапређења политика накнада и концесија са циљем недискриминације између различитих типова инвеститора, те повећања инвестиционе климе и обезбјеђења једнаких услова пословања за све учеснике на тржишту. - Већи фокус ставити на спроведбене акте и контролу спровођења законодавног оквира.

Извор: USAID Нацрт Извјештаја о режиму добијања дозвола и препрекама за улагање у енергетске инфраструктурне пројекте у Босни и Херцеговини, анализа Пројектног тима

4 ГЛОБАЛНИ ЕНЕРГЕТСКИ ТРЕНДОВИ

4.1 Електрична енергија

Глобални енергетски сектор је последњих неколико година у фази велике промјене и транзиције. Промјена је примарно узрокована глобалним политикама чишће енергије, те рапидним развојем нових технологија које постају комерцијално све доступније. Ипак, сами трендови развијених земаља значајно се разликују од земаља у развоју које су главни носиоци раста.

4.1.1 Глобални трендови

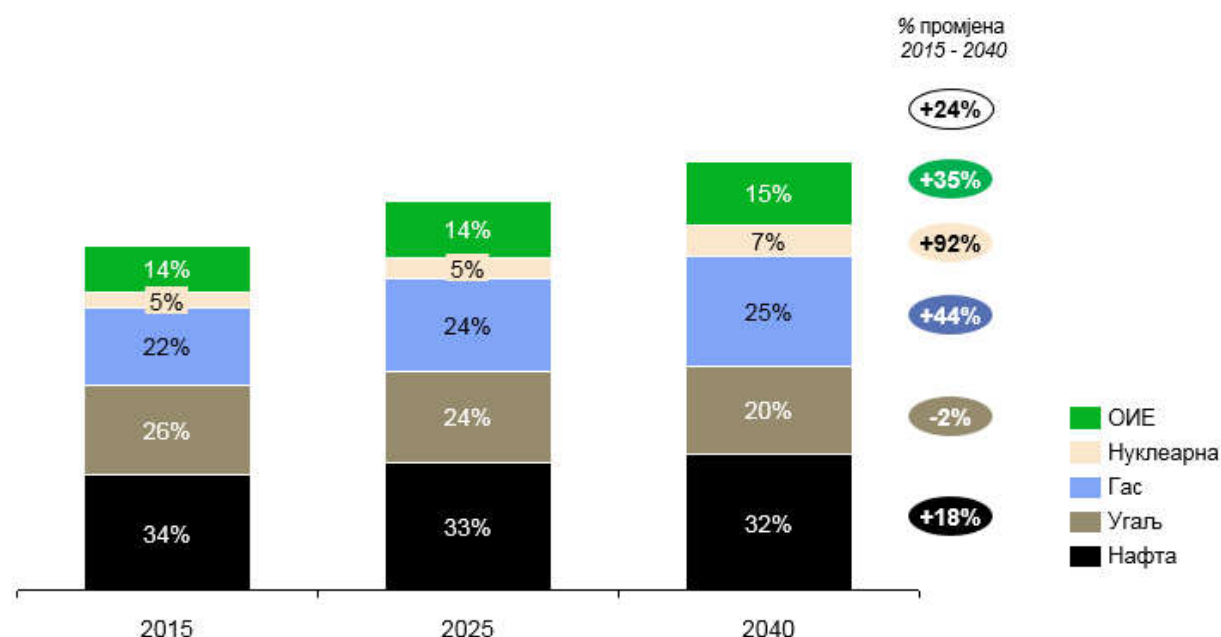
Предвиђа се да ће глобална потражња за примарном енергијом до 2040. године порастати за 24% у односу на 2015. годину. Међутим, важно је напоменути да ће раст потражње долазити примарно из Кине и Индије, те земаља у развоју, чија индустријализација и брзорастуће економије стварају нову потражњу.

У контексту саме структуре потражње на глобалном нивоу, очит је тренд смањења учешћа нафте и угља, који са 60% учешћа у 2015. години пада на 52% у 2040. години. Упркос смањењу релативних учешћа, очекује се да ће до 2040. године потражња за примарном енергијом из нафте у апсолутним износима порастати за 18%, свакако примарно због економија у развоју, те због пораста потражње у сектору транспорта и петрохемијској индустрији. Упркос томе што ће конвенционална возила и даље бити најзаступљенија, због разних система подстицаја, очекује се да ће електрична и хибридна возила у будућности чинити 15% до 20% укупног возног парка, те ће се на тај начин смањити потрошња нафте.

С друге стране, уз релативни пад учешћа угља у структури примарне потражње за енергијом на 20% (Слика 4.1.1), падаће и његов апсолутни допринос.

Потражња за обновљивим изворима енергије ће, према прогнозама, до 2040. године порастати за 35% у односу на 2015. годину, чиме ће се њихово учешће у потражњи за примарном енергијом повећати на 15%. Највећи пораст очекује се за категорије нуклеарне енергије и гаса, чији ће заједничко учешће у укупној потражњи за примарном енергијом премашити 30%.

Слика 4.1.1 Структура глобалне потражње за примарном енергијом, 2015–2040. године

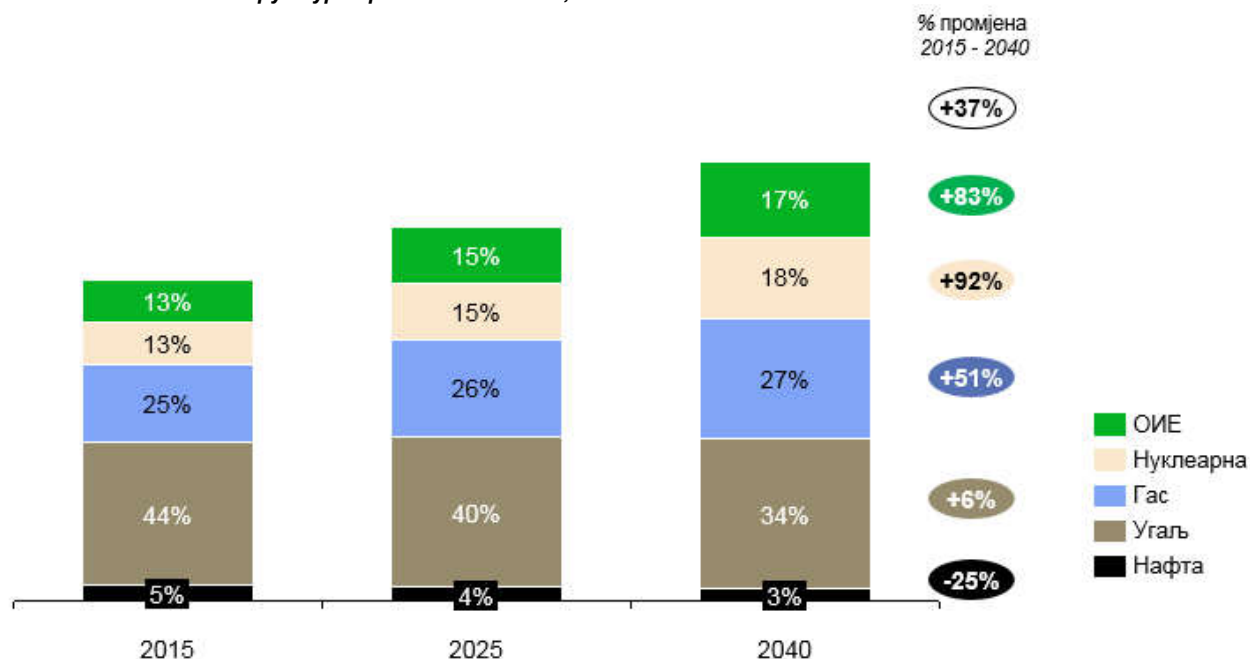


Извор: ExxonMobil, анализа Пројектног тима

Када говоримо о трендовима у глобалној структури производног микса, они су конзистентни. Природни гас ће у идущих десетак година доминирати у укупном расту понуде, те ће истиснути угаљ као друго најкоришћеније гориво. Претпоставка је да ће до 2040. године нуклеарна енергије и ОИЕ покривати отприлике 22% глобалног снабдијевања енергијом, слично као и природни гас, док ће остатак покривати нафта и угаљ. Глобалну структуру микса карактерише снажна улога гаса у будућности. Стога је потребно узети у обзир важност гаса и за Републику Српску, те стварање услова кроз модернизацију и изградњу гасовода, као и наставак хармонизације тржишног и регулаторног оквира у складу са dobrим ЕУ праксама.

Учешће угља у глобалном производном миксу пашће на 34%, док раст остварују производни капацитети који користе гас и нуклеарну енергију као гориво.

Слика 4.1.2 Глобална структура производног микса, 2015–2040. године



Извор: *ExxonMobil*, анализа Пројектног тима

Када се одмакнемо од глобалне слике и фокус ставимо на развијене земље, тада је тренд раста потражње за енергијом и производње енергије супротан.

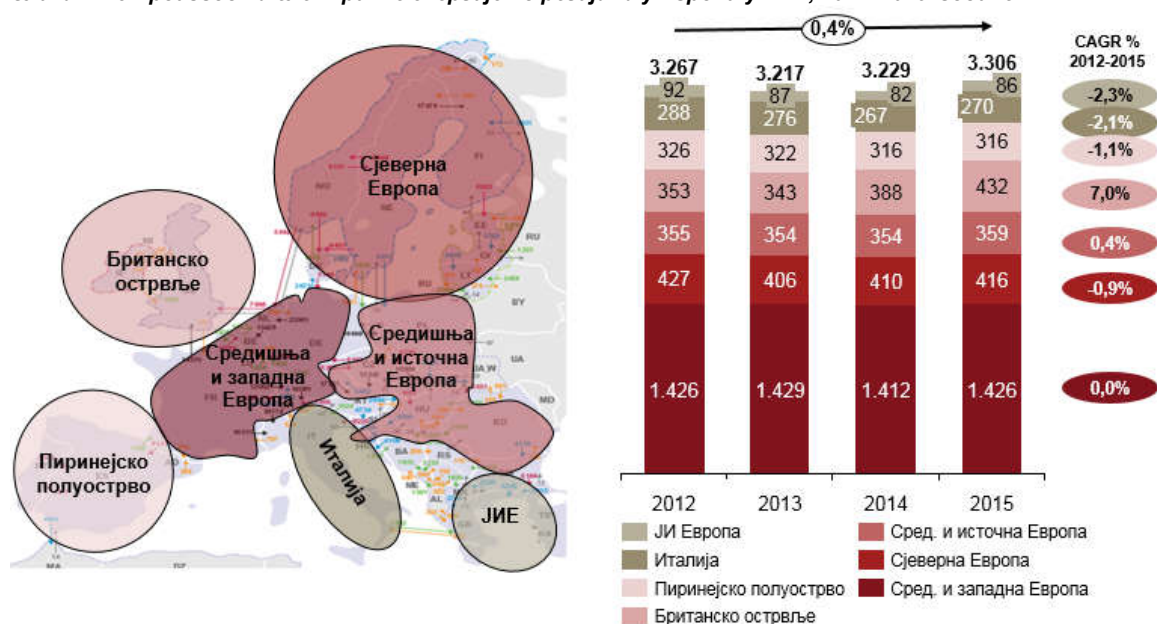
Сектор електричне енергије у развијеним (индустријализованим) земљама свијета нашао се у позицији да истовремено мора радити на активностима оптимизације ефикасности, а са друге стране, у континуитету спроводити иновације. Кључни разлози покретања иницијатива оптимизације ефикасности долазе из стагнације прихода од крајњих корисника.

У САД према подацима *EIA (Energy Information Administration)*, стопа раста продаје електричне енергије од 2002. године расла је тек око 1% годишње, с тиме да је у посљедњих пет година забиљежила и негативне стопе. Таква динамика представља значајан заокрет у односу на период 80-их и 90-их година 20. вијека када су стопе потражње за електричном енергијом расле и преко 2% годишње.

4.1.2 Европски трендови

Према подацима *Eurostata*, крајња потрошња електричне енергије се у посљедњих десетак година смањила у 22 од 28 чланица ЕУ. Тренд се види и кроз стагнацију производње електричне енергије у Европи, која се већ неколико година креће око 3.300 TWh годишње.

Слика 4.1.3 Производња електричне енергије по регијама у Европи у TWh, 2012–2015. године



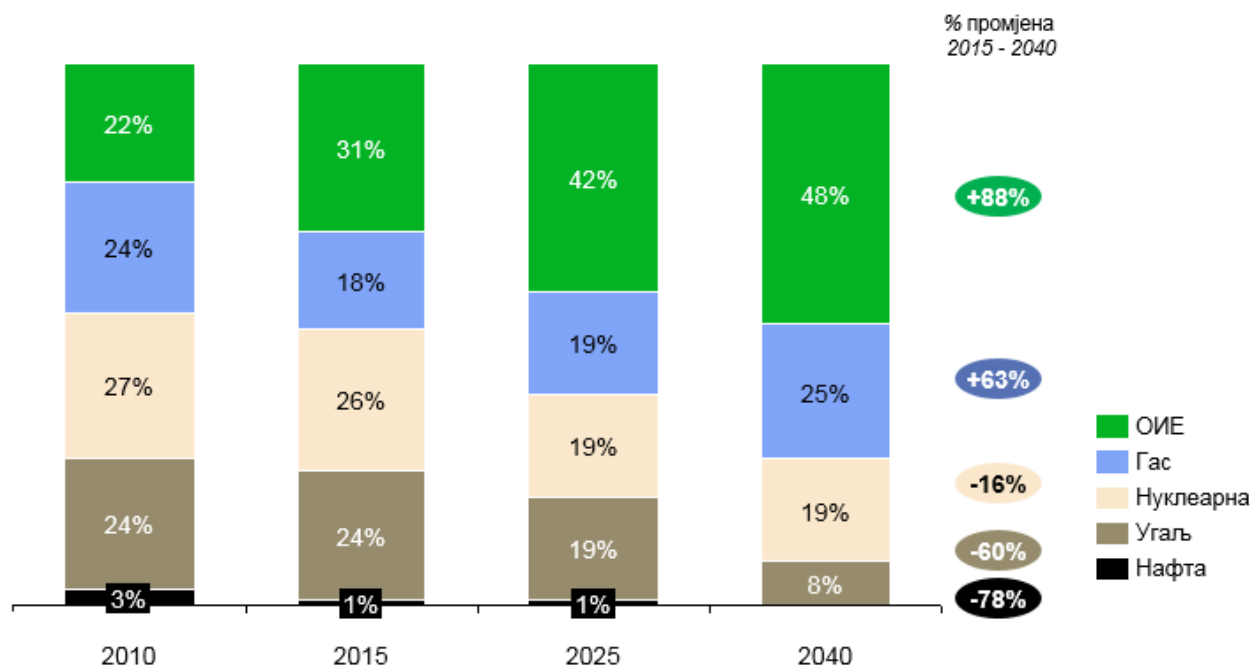
Извор: *ENTSO-E* статистички подаци, анализа Пројектног тима

Тренд пада потрошње електричне енергије у развијеним земљама може се поткријепити бројним разлозима:

- све већи фокус на мјере енергетске ефикасности, како у примарној потрошњи, тако и у сегментима трансформације, преноса и дистрибуције, те високоефикасне когенерације итд.,
- замјене старе, мање ефикасне опреме новом,
- доступност нове, ефикасније технологије,
- демографски разлози попут пада популације,
- деиндустријализација Европе, због сељења енергетски интензивних индустријских грана изван европских граница.

У контексту структуре европског производног портфела, према подацима из 2015. године, доминацију је имала производња из електрана на конвенционална горива (нафта, гас и чврста горива) са ~50% учешћа, затим обновљивих извора енергије, укључујући и хидроелектране са ~31% учешћа, те из нуклеарних електрана са учешћем од ~18%. Пројекције референтног сценарија за 2040. годину указују на наставак доминације и снажан раст обновљивих извора енергије према 48% учешћа у укупној производњи, а то у апсолутним терминима означава пораст од 88%. Раст учешћа производње електричне енергије очекује се и из нуклеарних електрана, на ~25% у 2040. години. Очекивано, учешће производње из електрана на угаљ имаће снажну динамику пада на око 8% учешћа у 2040. години, што долази од 60% пада укупне производње из угља у периоду 2015–2040. године. Упоредјујући контекст Републике Српске и европске трендове, важно је нагласити да је према подацима из 2015. године учешће производње из ОИЕ-а у Републици Српској био нешто већи од европских показатеља.

Слика 4.1.4 Пројекција кретања структуре производног микса производње у Европи, 2010–2040. године



Извор: European Commission EU Reference Scenario 2016, анализа Пројектног тима

4.1.3 Европске енергетске политике

У вези са читим промјенама у динамици и структури понуде и потражње енергије, Европа већ низ година предводи и стимулише политику „декарбонизације“, односно подстицања чишће енергије. Као и претходно наведено, овај тренд и смјер развоја енергетике има значајан утицај на формирање енергетских стратегија у свим аспектима.

Слика 4.1.5 Европске енергетске политике (примјер)



Напомена: Неки аспекти биће правно обавезујући, као што је смањење емисија и редовни преглед тог циља. Међутим, национални циљеви неће бити обавезујући према договору постигнутом у Паризу; BAU – енг. *Business as usual* (да се настави постојеће стање).

Извор: BP Statistical Review of World Energy June 2015; Climate Action Tracker, EC - Energy Roadmap 2050, EC – Clean Energy for All Europeans (Winter Package)

Једна од политика је спровођење енергетско-климатског пакета „20-20-20“ из 2008. године на нивоу Европске уније, који је поставио следеће циљеве за 2020. годину:

- смањење емисија гасова стаклене баште за минимално 20% у односу на нивое из 1990. године,
- обавезујући циљеви повећања учешћа ОИЕ-а у бруто финалној потрошњи на 20%, укључујући и 10% учешћа био-горива,
- повећање енергетске ефикасности до 2020. године, односно смањење финалне потрошње за 20% у односу на пројектоване нивое до 2020. године. Иако ова мјера иницијално није адресирала целокупну тему енергетске ефикасности, она је касније кроз Директиву инкорпорирана у необавезујућој форми.

Европске политике се настављају у истом смјеру кроз „Energy Roadmap 2050“ у аспекту смањења емисија гасова стаклене баште, повећања учешћа ОИЕ-а, те мјерама енергетске ефикасности. Нагласак се ставља и на нове политике и механизме, попут система трговања емисијама („ETS“), нове парадигме управљања сектором енергетике попраћену јасним индикаторима успјешности за конкурентан, чишћи и сигурнији енергетски систем. У складу са ЕУ мапом пута на нискокарбонску економију до 2050. године, циљ је ЕУ до 2050. смањити емисије гасова стаклене баште за 80% испод нивоа из 1990. године. Као међукораци за остварење визије до 2050. године је смањење гасова стаклене баште за 40% до 2030. и 60% до 2040. године, у односу на исте нивое као и за циљ до 2050. године.

Наставно на енергетско-климатски пакет, у 2016. години Европска комисија је представила документ „Чиста енергија за све Европљане“ такође познат као „Зимски енергетски пакет“. Циљ нових мјера је очување конкурентности Европске уније услед транзиције на чишће облике енергије. Нагласак је стављен на три главна циља који укључују повећање енергетске ефикасности, преузимање глобалног вођства у коришћењу енергије из обновљивих извора и пружање бољих услова потрошачима. Смјернице Зимског енергетског пакета односе се на следеће категорије:

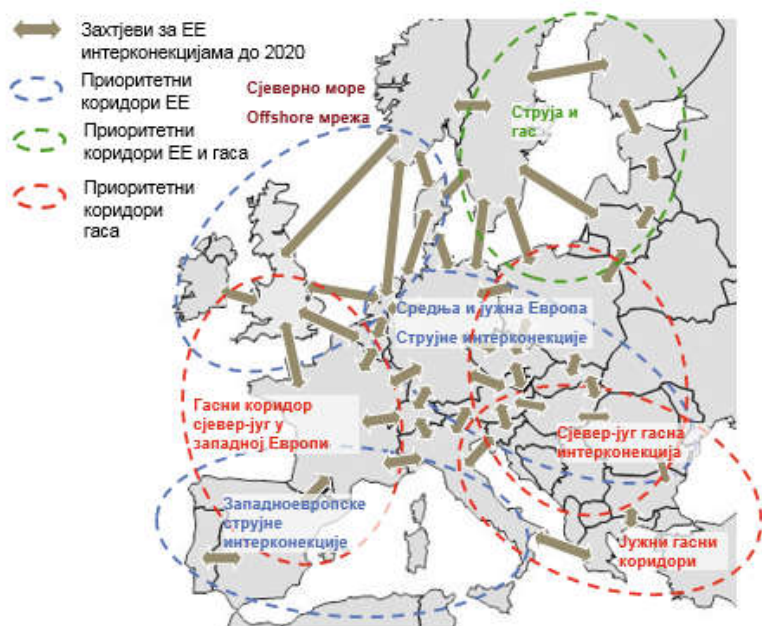
- Енергетска ефикасност:
 - Уштеде због ЕЕ на 30% до 2030. године,
 - Продужавање обавезе уштеде енергије након 2020, која је прописана Директивом о енергетској ефикасности, гдје се снабдијевачи и дистрибутери енергије обавезују на годишње уштеде од 1,5%,
 - Предлагање мјера за повећање енергетске ефикасности зграда,
 - Промовисање енергетске ефикасности кроз еко-дизајн и енергетско означавање.

- Обновљиви извори енергије:
 - Најмање 27% учешћа ОИЕ-а до 2030. године на нивоу ЕУ, који није обавезујући на нивоу појединих држава чланица,
 - Повећање учешћа ОИЕ-а који имају варијабилну производњу и развој veleпродајног тржишта,
 - Подстицање инвестиција за развој за електричне мреже до 2030. године,
 - Финансијско подстицање коришћења био-маса и њезине ефикасне конверзије или осигуравања приоритета приступа мрежи постројењима на био-масу.
- Пружање бољих услова потрошачима:
 - Спровођење мјера с циљем повећања транспарентности тржишта електричне енергије,
 - Омогућавање потрошачима већу контролу око одабира снабдијевача енергијом и омогућавање лакшег приступа паметним технологијама за контролу и смањење потрошње,
 - Промјеном регулативе омогућити потрошачима да постану мали произвођачи електричне енергије,
 - Спровођење мјера енергетске ефикасности и праћење спровођења у грађевинарству да би се смањило енергетско сиромаштво.

Уз ЕУ политике чистије енергије и енергетске ефикасности, велики фокус ставља се и на успостављање јединственог енергетског тржишта у сегменту електричне енергије и гаса. Када говоримо о електричној енергији, од 2004. године, напори за интеграцијом европског тржишта примарно су се фокусирали на иницијативе „*market coupling-a*“, почевши од кључних, највећих тржишта, па према остатку Европе.

Према студији¹ *PwC Strategy&* (тада *Booze&Co*), годишње користи иницијативе повезивања тржишта у домену „*market coupling-a*“, дакле берзи, износили би између 2 милијарде и 4 милијарде евра годишње у сценарију повезивања свих европских тржишта. У 2013. години, између 58% до 66% наведених бенефита већ је било реализовано, доминантно иницијативама великих тржишта на сјеверозападу Европе и у скандинавској регији.

Слика 4.1.6 Илустративан приказ развоја европске енергетске инфраструктуре



Извор: *Datamonitor: Power Assets Database 2011, icis.com, Enerlytics - Kraftwerke*, анализа Пројектног тима

Међутим, „*market coupling*“ иницијатива омогућава само дио укупних користи интеграције. Потпуна интеграција тржишта омогућила би краткорочно и дугорочно трговање енергијом, обновљивим изворима енергије, услугама балансирања и сигурности снабдијевања, без обзира на политичке границе. Таква интеграција тржишта, уз значајније веће користи, изискује и пуно дубље методе интеграције попут коришћења модела финансијских осигурања за трансмисију (енгл. „*Financial transmission rights*“), те, наравно, политичких консензуса. Процјена Европске комисије је да би пуна интеграција енергетских тржишта на годишњем нивоу стварала нето уштеде између 15 милијарди и 40 милијарди евра до 2030. године. На страни ризика, уколико се развој преносне мреже заустави на 50% циљаног оптимума, око 15% нето уштеда би било угрожено, док би сценарио у којем све земље

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

теже ка постизању сигурности снабдијевања унутар својих граница, циљане уштеде на Европском нивоу биле ниже за око 20%.

Чињеница да је Европа кренула у смјеру ојачавања интеграције енергетског тржишта треба да има утицај и на стратегију Републике Српске, првенствено у сегментима балансирања циљева сигурности снабдијевања, чисте енергије и ценовне конкурентности.

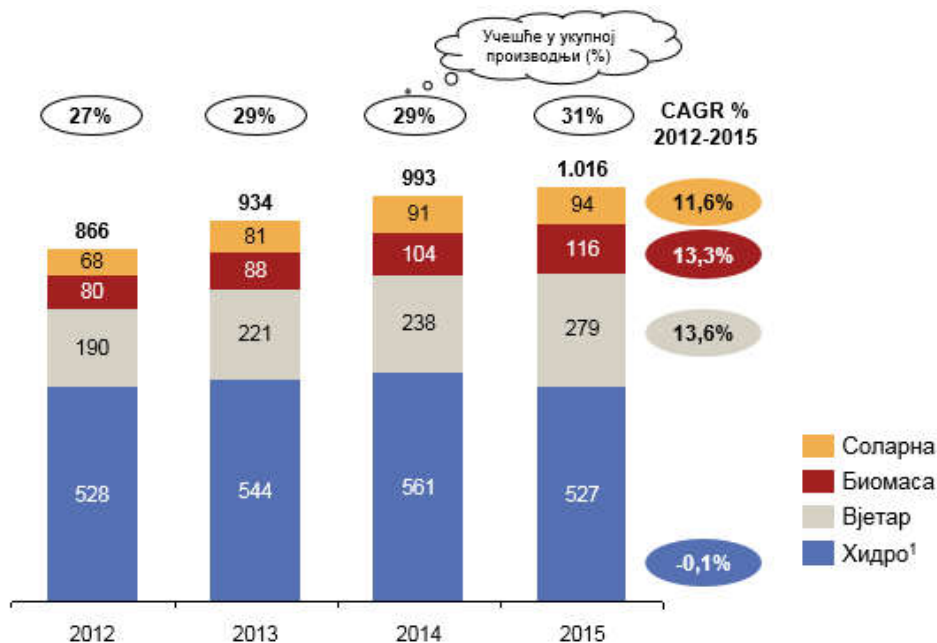
4.1.4 Досадашњи раст производње из ОИЕ-а

У Европи се, као и у свијету, постепено повећава учешће произведене електричне енергије из обновљивих извора енергије (ОИЕ), а то је резултат је енергетских политика, нових друштвених парадигми, али и пада цијена технологије. У постројења на обновљиве изворе се убрајају све хидроелектране (мале и велике) и постројења која користе остале обновљиве изворе енергије (вјетар, сунце, био-маса, геотермална енергија).

Земље у којима се из ОИЕ-а производи више од половине електричне енергије су земље сјеверне Европе, попут Данске, Норвешке, Шведске и Исланда, те Швајцарска, Аустрија, Португал и Шпанија.

У 2012. години учешће производње електричне енергије из ОИЕ-а у укупној производњи електричне енергије у Европи износио је 27%, док је до 2015. нарастао на 31% укупне производње електричне енергије, односно повећао се за 4 постотна поена.

Слика 4.1.7 Производња из ОИЕ-а и учешће у укупној производњи у TWh, 2012–2015. године



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

Напомена: 1) У хидроенергију убрајају се и велике и мале хидроелектране

Производња из хидропотенцијала је стабилна већ неколико година. Међутим, због волатилне хидрологије, количина падавина у појединим периодима осцилира. У периоду од 2012. до 2015. године видљиве су значајне стопе раста учешћа технологија вјетра, солара и био-маса у укупној структури употребе ОИЕ-а.

Производња из вјетроелектрана и електрана на био-масу је у периоду од 2012. до 2015. расла годишњом стопом која износи отприлике 13,5% годишње, док је производња из соларних електрана расла годишњом стопом од 11,6%.

4.1.5 Будући сценарији развоја инсталиране снаге из ОИЕ-а

У наредном периоду очекује се наставак досадашњих трендова у сегменту обновљивих извора енергије. Према десетогодишњем плану развоја ENTSO-E (European Network Transmission System Operators for Electricity), направљене су, међу осталим, пројекције развоја инсталиране снаге ОИЕ до 2030. године.

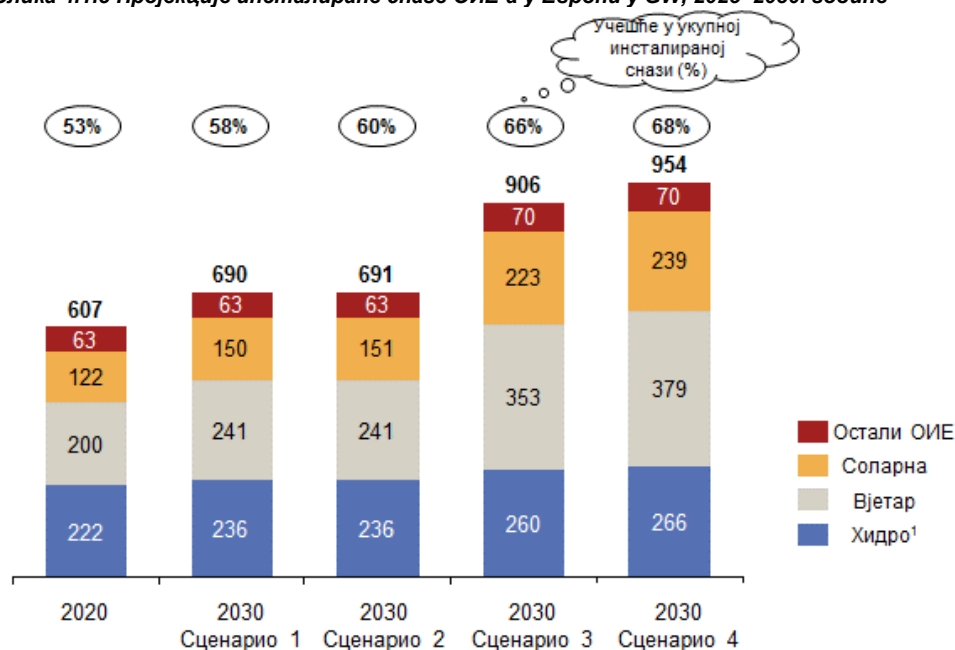
Приликом процјена за инсталирану снагу из ОИЕ-а у Европи (солари, вјетар, био-маса, токови ријека итд.), у обзир су узети и обавезујући национални циљеви подстакнути ЕУ директивама и механизми подстицаја за ОИЕ. С обзиром на високе цијене изградње нових хидропостројења, у процјену су укључени само велики хидропројекти који су већ потврђени и у изградњи.

За период до 2030. године разрађена су четири различита сценарија:

- **Први сценарио (С1)** презентује визију у којој се предвиђа најспорији напредак. У овом сценарију није постигнут циљ у вези са смањењем емисија CO₂. Претпоставка је да свака земља дјелује индивидуално изван политика и координације на ЕУ нивоу, те је укључена претпоставка спорог економског напретка.

- **Други сценарио (C2)** је сценарио ограниченог напретка, гдје су бољи економски и финансијски услови него у C1, али и даље не обезбјеђује довољно подршке за смањење емисија CO₂. Претпоставка је да ће у овом сценарију енергетска ефикасност бити дјелимично развијена, те ће због тога укупна потражња енергије бити мања него у C1. Такође, у овом сценарију очекује се већи инсталирани капацитет ОИЕ-а због примјена додатних политика за промоцију ОИЕ-а након 2020. године.
- **Трећи сценарио (C3)** је сценарио такозване „зелене транзиције“. Према овом сценарију, претпоставка је да земље имају више финансијских средстава за спровођење постојећих енергетских политика. С обзиром на очекивану велику експанзију обновљивих извора енергије, очекује се да ће цијена енергије из ОИЕ-а бити на конкурентном нивоу.
- **Четврти сценарио (C4)** је сценарио „зелене револуције“, према којем ће много инвестиција ићи у одрживу енергију. Производни микс је одређен европском визијом за остварење циљева који су постављени због спровођења политике декарбонизације до 2050. године. И у овом сценарију ће цијене енергије из ОИЕ-а бити конкурентне због већег учешћа инсталираних ОИЕ капацитета.

Слика 4.1.8 Пројекције инсталиране снаге ОИЕ-а у Европи у GW, 2025–2030. године



Напомена: 1) Односи се на укупну инсталирану снагу из хидроелектрана

Извор: ENTSO-E TYNDP Draft Executive Report 2016; ENTSO-E TYNDP 2016 modeling data

Према процјенама, укупни инсталирани капацитет ОИЕ-а ће за C1 и C2 бити око 690 GW, док се у C3 и C4 повећава на између 900 и 1000 GW, а то значи да ће, у зависности од сценарија, ОИЕ заузимати ~ 60% – 70% укупне инсталиране снаге у Европи. У складу с тим, очекује се и смањење емисија CO₂ за 50% до 80% у односу на нивое емисија из 1990. године. У сценаријима C3 и C4 највише се повећава инсталирана снага вјетра да би се на тај начин покрило планирано повећање потражње енергије.

У терминима инсталиране снаге, раст учешћа ОИЕ-а имаће значајан утицај на развојне планове високонапонске мреже до 2030. године, посебно се односећи на директно спајање ОИЕ-а на мрежу и физичко оптерећење мреже која је повезница између ОИЕ-а и центара оптерећења – великих потрошача. Из тог се разлога, према ENTSO-E десетогодишњем плану, предвиђају се инвестиције у износу од 150 милијарди евра, од чега је 80 милијарди већ укључено у националне и/или међудржавне споразуме до 2030. године. Претпоставка је да ће улагање у мрежу индиректно утицати на смањење CO₂ емисија за 8% до 2030. године, омогућавајући већи улазак ОИЕ-а у систем и интеграцију у европско тржиште.

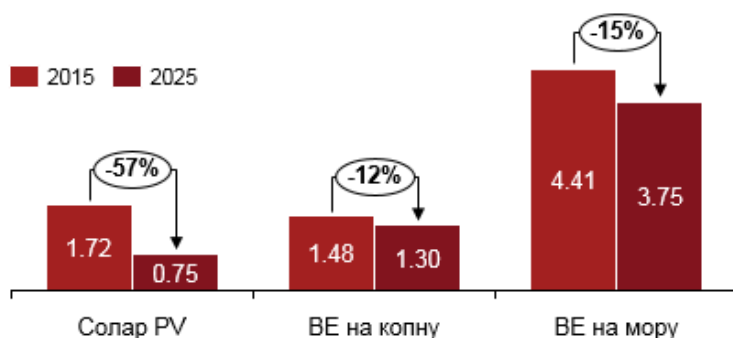
Такође, дистрибуисани извори енергије захтијеваће додатну аутоматизацију и изградњу напредних мрежа у дистрибутивном систему.

4.1.6 Технологије обновљивих извора енергије

Будућем развоју ОИЕ-а на глобалном нивоу у прилог иде и снажан тренд пада цијена технологија за производњу електричне енергије из обновљивих извора. Значајан потенцијал за побољшање технологија имају вјетроелектране и соларне електране. Самим тим смањили би се и трошкови инвестиција, повећала ефикасност и остварила би се још већа конкурентност на тржишту у односу на фосилна горива.

У 2015. години највећи трошкови улагања били су за вјетроелектране на мору и износили су 4.410 евра по kW. Процјена је да ће до 2025. ти исти трошкови улагања пасти за 15%, док ће се трошкови улагања у вјетроелектране на копну смањити за 12%, а трошкови за соларне електране за 57%. Наставак инвестирања у побољшање технологије БЕ, на примјер у турбине, побољшану поузданост и систем управљања, или дуге лопатице, довешће до повећања капацитета вјетроелектрана на копну и мору. Технолошким иновацијама побољшаће се ефикасност соларних електрана, а смањити трошкови равнотеже система (*BoS* – енгл. *Balance of System*).

Слика 4.1.9 Трошкови улагања у хиљадама EUR/kW, 2015–2025. године

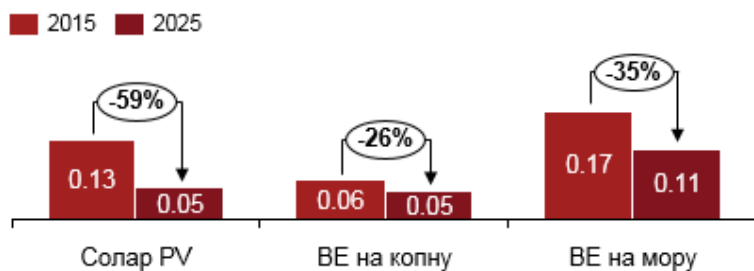


Извор: IRENA – *The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025*

С обзиром на повећање производње из соларних електрана, а поготово из вјетроелектрана, очекује се и смањење просјечне цијене производње електричне енергије из наведених електрана (*LCOE* – енгл. *levelized cost of electricity*). Главни фактори *LCOE*-а су сума свих трошкова током животног вијека електране и укупна количина произведене електричне енергије током животног вијека електране.

До 2025. године би се *LCOE* електричне енергије из соларних панела (ПВ) могла смањити за чак 59%, док би производња електричне енергије из БЕ на копну и на мору могле пасти за 26% и 35%.

Слика 4.1.10 Просјечна цијена производње електричне енергије у EUR/kWh, 2015–2025. године



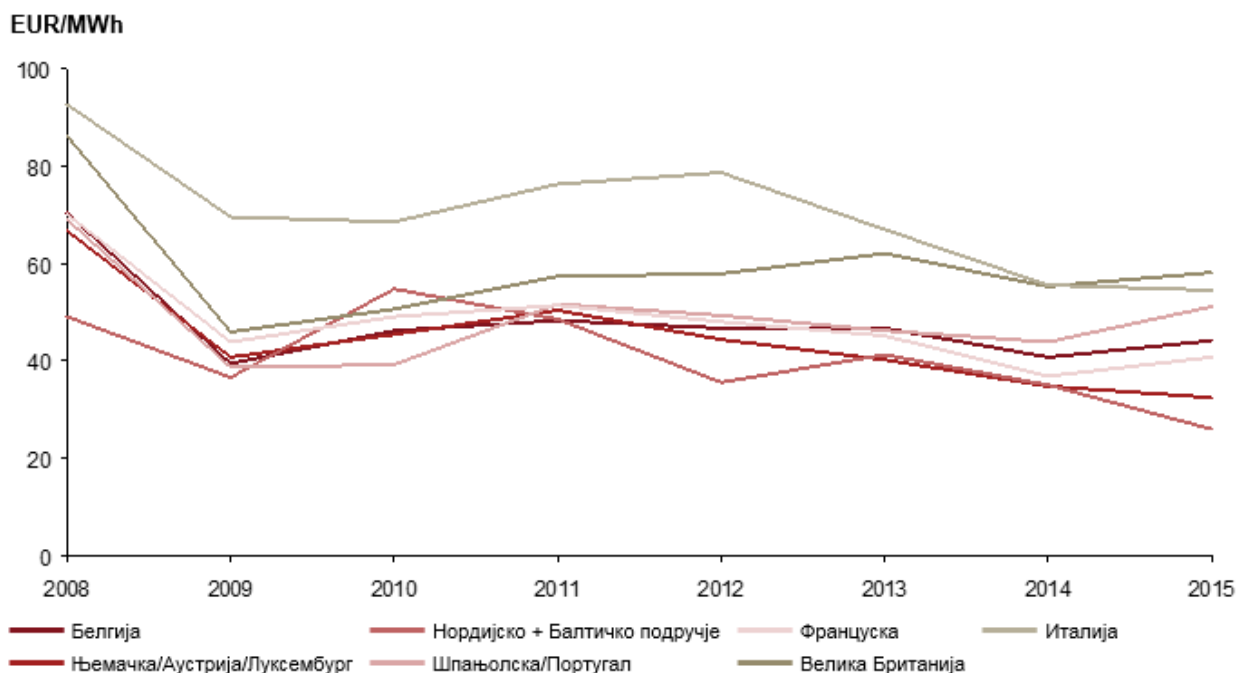
Извор: IRENA – *The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025*

4.1.7 Трендови у сегменту veleпродаје и снабдијевања електричном енергијом

Европска политика подстицаја ОИЕ-а, додатно стимулисана појединањем технологије, уз све користи, ствара и бројне изазове на тржишту електричне енергије. Неки од тих изазова јављају се у сегменту балансирања тржишта, настанка периодичких негативних цијена електричне енергије, у средњем року кроз притисак на крајњу цијену електричне енергије због механизма подстицаја итд.

Један од већих ефеката актуалних трендова су и ниске veleпродајне цијене електричне енергије на европским берзама. Иако је након првог квартала 2016. године, када су цијене биле изузетно ниске, дошло до одређеног пораста, генерални тренд указује да би учесници на енергетском тржишту требали и даље рачунати на релативно ниске veleпродајне цијене на берзама, бар у средњем року.

Слика 4.1.11 Кретање цијена ЕЕ на различитим европским берзама у EUR/MWh, 2008–2015. године



Извор: ACER, анализа Пројектног тима

На „Day ahead“ тржишту („дан унапријед“) тренд пада veleпродајних цијена електричне енергије наставио се и у 2015. години, између осталог, и због повећања производње електричне енергије настале из ОИЕ-а. Ниже цијене електричне енергије у 2015. години у односу на 2008. годину, углавном су резултат вишка капацитета у неким подручјима, повећаног инсталираног капацитета електричне енергије из ОИЕ-а, која има врло ниске или никакве граничне/варијабилне трошкове.

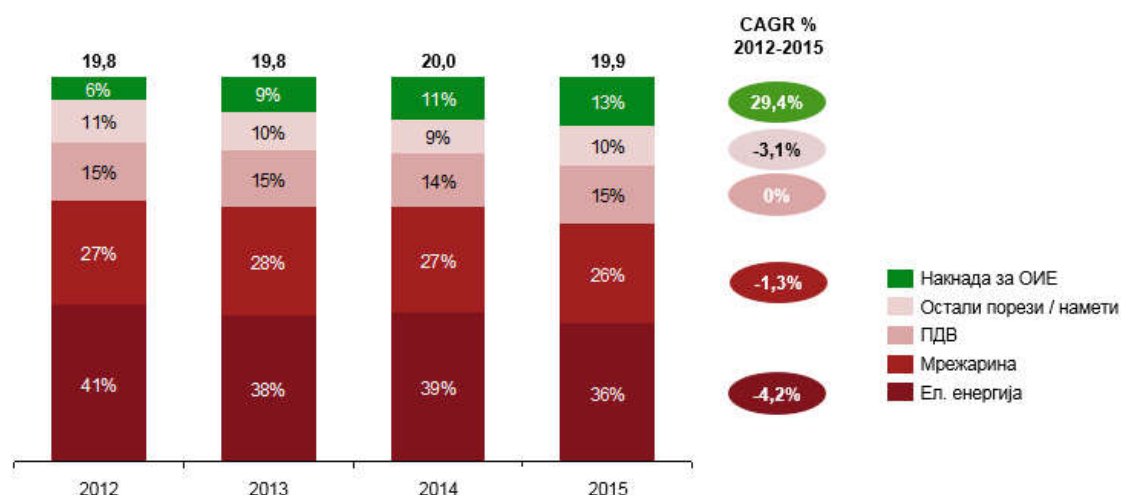
На унутардневним тржиштима цијена би требало да рефлектује понуду електричне енергије за краће временске интервале. Са повећањем учешћа производње електричне енергије из ОИЕ-а, који је непредвидљив, повећана је и потражња за флексибилним ресурсима како би се прилагодили производњи из ОИЕ-а и предвиђањем грешака (нпр. вријеме), што може резултовати периодима високих цијена на унутардневном тржишту.

Из перспективе електропривреда и трговаца електричном енергијом (енг. *traders*), ниске veleпродајне цијене стварају бројне прилике, али и пријетње. Електропривреде које имају дефиците и увозе електричну енергију због ниских цијена имају релативно ниске улазне трошкове у односу на просјечне малопродајне цијене. Слично вриједи и за трговце. Међутим, електропривреде које имају висок степен производње или чак суфицит, уколико немају трошковано конкурентан портфел, данас имају пријетњу губитка тржишног учешћа због немогућности конкурисања ниским veleпродајним цијенама или високе фиксне трошкове због ниских утилизација неконкурентних блокова електрана. Познати су бројни случајеви државних и приватних електропривреда у Европи које је тренутна ситуација присилила на финансијске отписе, затварање и/или конзервацију електрана и радикална реструктурирања.

С друге стране, анализа указује да пад veleпродајних цијена не долази до крајњих корисника. У периоду 2012–2015. године крајња цијена електричне енергије у Европи је стагнирала. Међутим, њена структура се значајно промијенила. Учешће накнада за ОИЕ у укупној цијени порасло је са 6% на 13% док је учешће цијене електричне енергије пало са 41% на 36% учешћа.

Разлог томе је првенствено раст накнада за обновљиве изворе који се прелијевају на крајње кориснике. Иако је то нови намет, очито је да су европске земље готово консензусом прихватиле да су спремне финансирати транзицију на зелену енергију као дио стратешког циља.

Слика 4.1.12 Крајња цијена ЕЕ за домаћинства у Европи у EURcent/kWh, 2012–2015. године



Извор: ENTSO-E Statistical Report 2015, ACER Market Monitoring Report 2015, анализа Пројектног тима

4.1.8 Утицај трендова на трансформацију сектора и нове пословне моделе

Према истраживању консултантске куће PwC, преко 70% председника управа енергетских субјеката у Европи сматра да постојећи пословни модели нису одрживи. Исто тако, консензус је да се промјене треба да се уводе постепено, али и у континуитету будући да је сама трансформација енергетског сектора комплексна и утиче на бројне економске и социјалне факторе.

Нови трендови већ су почели мијењати вриједност појединих сегмената електроенергетике у традиционалном ланцу вриједности, па се тако очекује да ће учешће вриједности традиционалне „централизоване производње“ пасти са 30% до 40% на 20% до 30% учешћа у читавом ланцу вриједности. Још снажнији притисак очекује се на мрежну дјелатност, док се раст вриједности сели на услуге „иза бројила“, те дистрибуисану производњу.

Слика 4.1.13 Промјена пословних модела и структуре прихода



Извор: анализа Пројектног тима

Уз посљедице нових парадигми у сектору енергетике, попут (I) пада цијена електричне енергије које не омогућавају адекватне поврате на (велике) инвестиције (РОИЦ, РОИ) и имовину (РОА, РОРАБ), (II) промјене структуре тржишта гдје се линеарни системи замијењују децентрализованом енергијом и производњом:

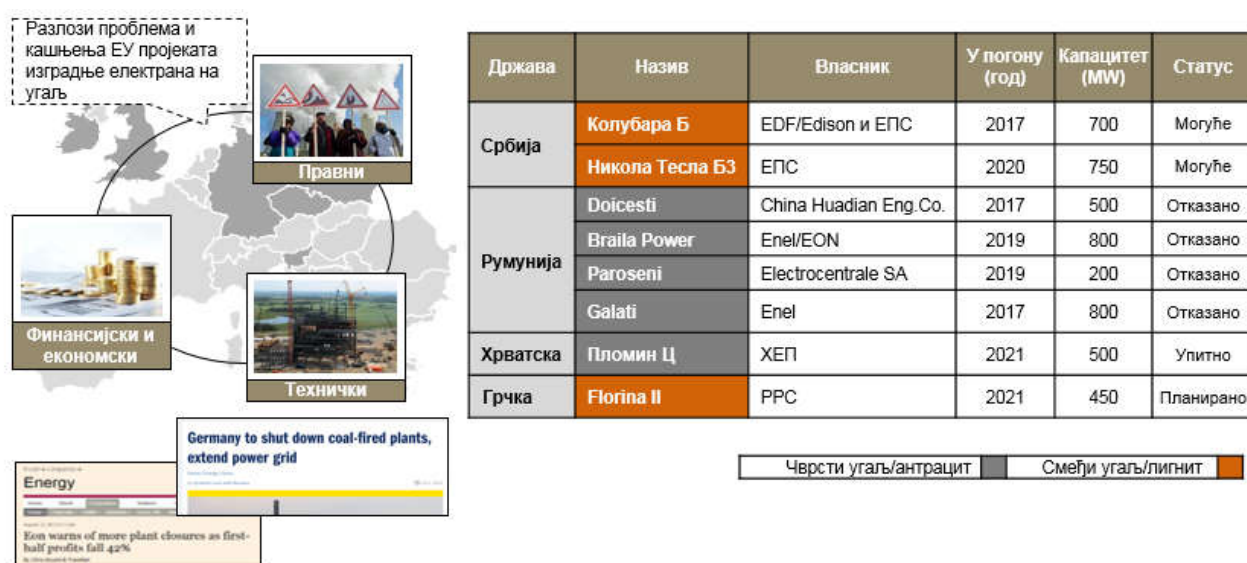
- пенетрацијом концепта „просумера“ који самостално намирују дио својих потреба за електричном енергијом, што ће бити још израженије у сценарију изградње зграда готово нулте енергије („nearly zero energy building“) које троше врло мало енергије, обезбијеђене из ОИЕ-а,
- све снажнијим уласком малих инвеститора у пројекте обновљивих извора енергије,
- инвестирањем у батеријске системе;

те (III) оснаживањем концепта јединственог европског тржишта са већим интерконекцијским капацитетима и сарадњом, довеле су европске електропривреде у положај да (I) реструктурирањем проналазе рјешења за притиске на бруто марже, (II) у значајнијој мјери зауставе или одгоде велике инвестиционе пројекте, (III) да покрену процесе декомисија или конзервација електрана прије краја њиховог животног вијека, (IV) раде финансијске отписе или сnose губитке због ниских утилизација електрана које на данашњем тржишту више нису конкурентне, (V) да јачају нова знања и компетенције

- нови производи и услуге;
- напредније „trading“ активности;
- већи нагласак на тржишне и маркетиншке активности у домену малопродаје (ретенција и аквизиција корисника);
- M&A и партнерства;

те да суштински преиспитају пословне стратегије и моделе пословања који постају све више упитни.

Слика 4.1.14 Илустративан приказ трендова у домену инвестиционих одлука електропривреда



Извор: Datamonitor: Power Assets Database 2011, icis.com, Enerlytics - Kraftwerke | Invest Essentials | Project Overview, May 2012 | Comsar.com, sourcwatch.org, веб странице електропривреда, анализа Пројектног тима

Слиједом догађаја, јавила се неизбежна потреба за темељним реструктурирањем и трансформацијом, не само електроенергетских компанија, већ и читавог сектора, гдје предњачи западна Европа. Посебно су интересантни примјери њемачких компанија E.on и RWE које су, подстакнуте радикалним промјенама на домаћем тржишту, биле приморане спровести веће захвате реструктурирања.

Слика 4.1.15 Илустративни примјер реструктурирања електропривреде и промјене фокуса у пословним моделима



Извор: анализа Пројектног тима

Стратегија наведених компанија била је управљачко и власничко раздвајање компанија по кључу суштинског пословања, компетенција, те будућих извора додане вриједности у енергетици. У оба случаја традиционалне

компаније су napravile izdvajanje *spin-off* dijela svog poslovanja te, pojednostavljeno, razdvojile djelatnosti proizvodnje električne energije iz fosilnih goriva, od djelatnosti novih proizvoda i usluga, obnovljivih izvora energije, distribucije i snabdijevanja. Na taj način postiglo se nekoliko ključnih efekata: investitori su dobili veću transparentnost portfelja potrebnu za ulagačku sigurnost, menadžment je dobio jasniju sliku za alokaciju investicionih 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 nadoknađivanje gubitaka od stagnacije potrošnje i prihoda tradicionalnog segmenta, dolazi kroz nove usluge omogućene tehnologijom. Tehnološke inovacije poput novih baterijskih sistema/rezervoara, *smart home* aplikacije na pametnim telefonima i drugo, napreduju tempom koji je iznenađujući, 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 centralizovane proizvodnje i centralizovane proizvodnje iz OIE-a, može se očekivati kako će razvoj tržišta novih proizvoda i usluga u Bosni i Hercegovini, po uzoru na naprednije ekonomije nositi i niz manjih investitora i globalnih igrača (npr. *Google*, *NEST*, telekom operateri itd.) koji će biti prisutni kroz partnerstva ili direktno stvoriti novu ekonomsku vrijednost.

Слика 4.1.16 Илустративни приказ потенцијала различитих пословних модела



Извор: анализа Пројектног тима

У контексту Републике Српске, већ се данас уочава потреба за припремом и реализацијом инвестиционих активности у смјеру нових технологија попут резервоара/батерија (енг. *storage*) електричне енергије, хидроагрегата, „PSH“ (енг. *pumped storage hydro*) нарочито с обзиром на очекивани раст инсталираних капацитета вјетроелектрана, изградњу нових нуклеарних блокова у Мађарској која ће довести до раста понуде ноћне енергије, не само из Мађарске, већ и из Украјине и Бугарске. Додатно хидроагрегати могу имати важан задатак не само у секундарној регулацији, него и терцијарној. Осим наведених трендова, битно је нагласити како се изградњом хидроелектрана рјешава и питање поплава које су проузрочиле веике штете на подручју токова ријека Уне, Врбаса, Босне, Дрине, Украине и Саве у посљедњих неколико година.

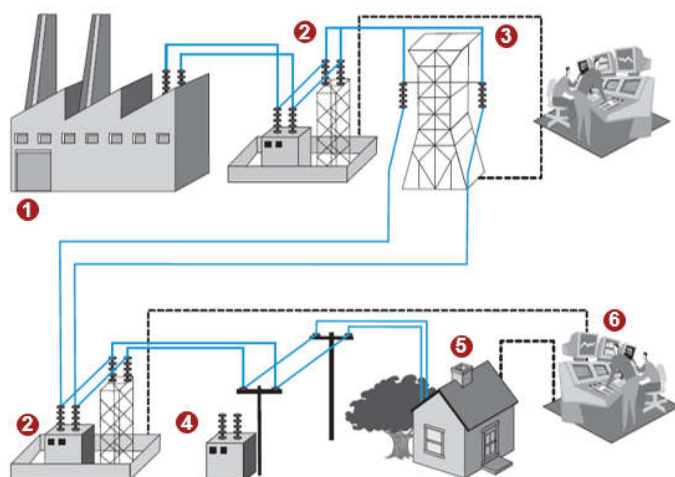
Стога електропривреде, поготово оне у државном власништву, те други учесници тржишта морају убрзано градити компетенције и склапати стратешка партнерства која ће им омогућити присутност у новом спектру ланца вриједности.

Потребно је нагласити да би читав сектор имао користи што скоријег увођења нових процеса односа с корисницима (њихове ретенције и аквизиције), те нових производа и услуга додане вриједности. Успјешно спровођење нових пословних модела у енергетици у средњем року вратиће се кроз лојалност и стабилнију корисничку базу, те на страни корисника кроз веће задовољство и добијену вриједност.

Како би се нови пословни модели успјешно имплементирали на тржишту потребна је и модерна инфраструктура. Улога ОПС (Оператер преносног система) и ОДС (Оператер дистрибутивног система) компанија је из тог аспекта од изузетне важности будући да они представљају „кичму“ система. Напредни производи и услуге захтијевају двосмјерну комуникацију и агилну инфраструктуру какву пружају напредне мреже „*smart grid*“ и нова парадигма управљања имовином и мрежних сервиса које компаније морају усвојити.

Циљ енергетских политика је стварање институционалног оквира, односно климе које ће правовремено подстицати промјену фокуса и потребне активности кључних учесника на енергетском тржишту на подручја гдје ће се у будућности створити нова вриједност.

Слика 4.1.17 Прилагођавање мрежних компанија



Извор: анализа Пројектног тима

Јуче	Тренд
1 Велики централизовани производни погони	Интеграција дистрибуиране производње и „микро-мрежа“
2 Локално управљање трафостаницама	Аутоматизација и даљинско управљање трафостаницама
3 Мониторинг мреже и управљање оптерећењем	Мониторинг укупног стања мреже
4 Децентрализована контрола дистрибуције	Централна контрола дистрибуције
5 Ручно очитавање	Даљинско очитавање
6 Селективни подаци и контрола	Преглед над цијелом мрежом и даљинско управљање

4.1.9 Кључне импликације глобалних трендова на Стратегију развоја енергетике Републике Српске до 2035. године

- ✓ снажне стопе раста ОИЕ-а, међутим, без доминације у 2035. години на глобалном нивоу,
- ✓ ЕУ предводи агенду декарбонизације у свијету сталном имплементацијом обавезујућих политика и директива,
- ✓ дугогодишња тенденција и улагање у успостављање јединственог европског енергетског тржишта,
- ✓ стагнација потрошње у Европи, пад утилизације конвенционалних електрана и притисак на марже електропривреда,
- ✓ притисак на veleпродајне цијене електричне енергије,
- ✓ раст накнада за ОИЕ које се прелијевају на крајње кориснике,
- ✓ заустављање већих инвестиционих пројеката због ниских цијена електричне енергије и поврата,
- ✓ јасан тренд пада прихода у традиционалним дијеловима електроенергетског ланца вриједности,
- ✓ иницијативе реструктурирања и трансформације компанија и сектора с циљем прилагођавања пословних модела,
- ✓ потреба за стварањем агилних и модерних ОДС компанија,
- ✓ потреба за стварањем институционалног оквира који ће правовремено подстаћи и усмјерити трансформацију сектора.

4.2 Нафта и гас

Нафта и гас су најзначајнији глобални енергенти, гдје нафта сачињава око 32%, а природни гас око 22% учешћа у укупној свјетској потрошњи енергије у 2015. години. Због релативно великог учешћа угљоводоника у укупној свјетској потрошњи енергије, промјене у цијени ових енергената потенцијално могу имати изразито велике макроекономске посљедице.

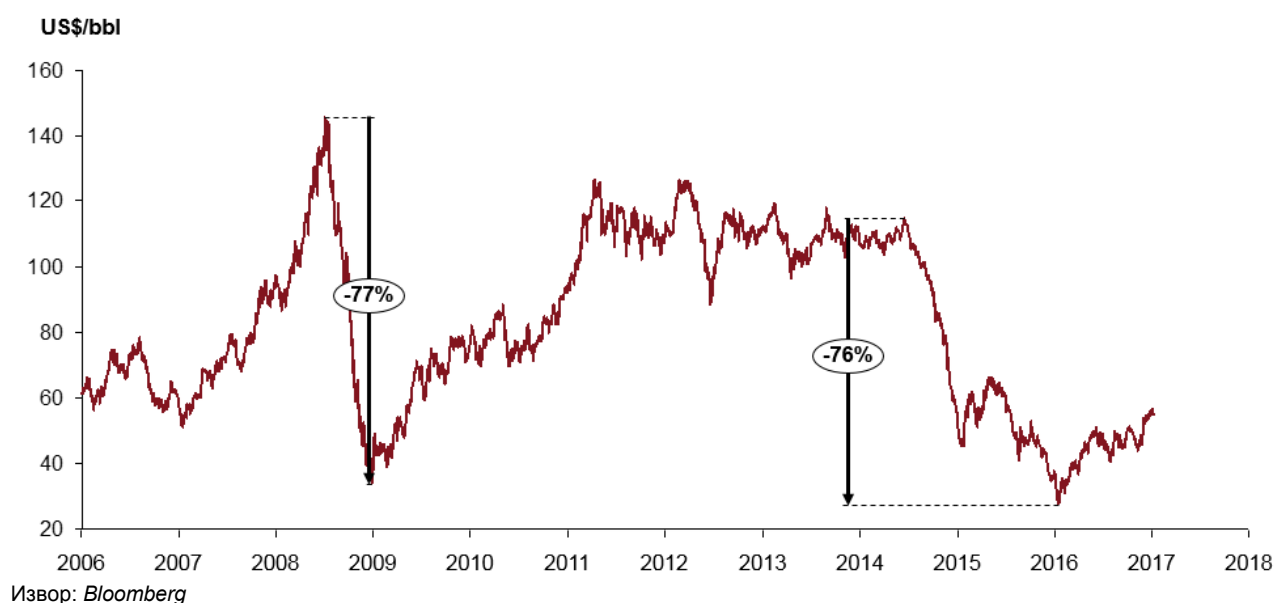
4.2.1 Тржиште сирове нафте

Сирова нафта кључна је сировина јер се њезином прерадом добија низ производа који се редовно користе у свакодневном животу. Највеће учешће укупне потрошње нафте у 2015. има сектор транспорта, око 65%. Нафта се уједно користи у различитим индустријама попут петрохемијске, фармацеутске и козметичке, у којима је улазна сировина за производњу крајњих производа. Због широке примјене сирове нафте и нафтних деривата у наведеним секторима, те у трансформацији енергије, цијена има директан утицај на готово све индустрије.

Ради изразито хетерогене структуре понуде сирове нафте, те различитих потреба купаца, не постоји јединствена цијена сирове нафте у свијету. У ту сврху, најчешће се користе референтне цијене („*benchmarks*“) попут *Dated Brenta* у Сјеверном мору, *WTI* у САД и Дубаија на Блиском истоку и Азији. Поједностављено, регионалне сирове нафте утврђују своју цијену на основу диференцијала са сродним међународним *benchmarks*-ом. Кретање цијене *Брент* нафте од 2006. до 2017. године (Слика 4.2.1) приказује велику волатилност, нарочито у 2008. и 2014. години. Цијена нафте под називом „*Dated Brenta*“ заправо представља цијену нафте засновану на трговању физичким теретима нафте из четири лежишта у Сјеверном мору (*Brent, Forties, Oseberg* и *Ecofisk*) и финансијских инструмената заснованих на цијени *Dated Brenta* (*Futures, Contracts for Differences, Dated-to-Front Line*, итд.).

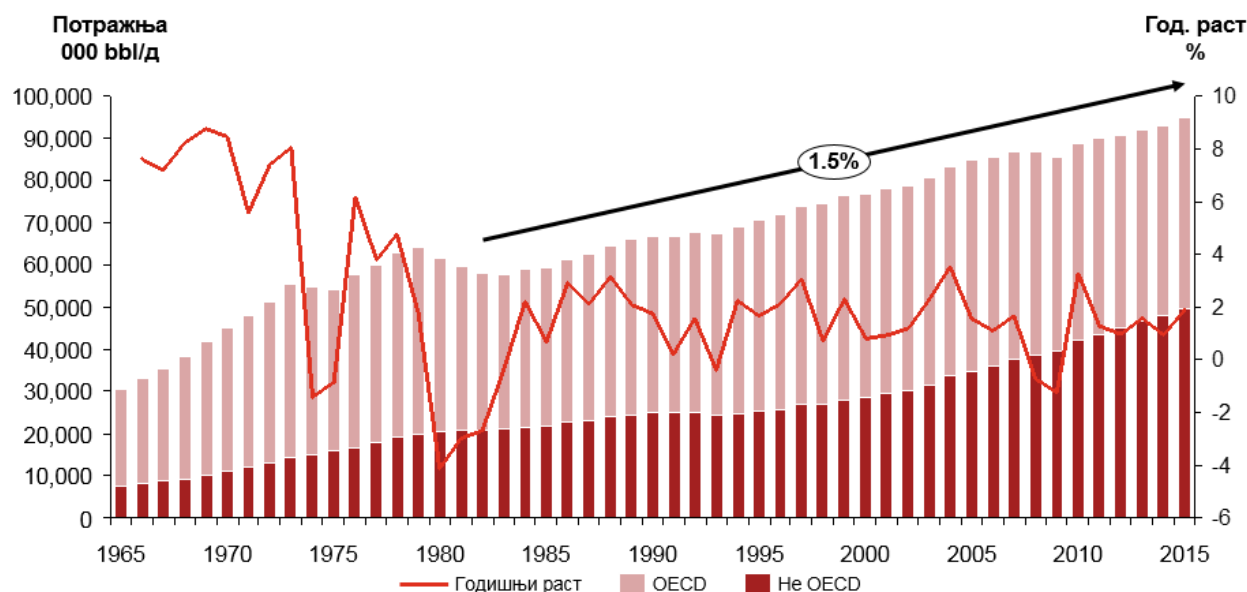
Утицај на цијену сирове нафте на глобалном тржишту имају понуда/потражња и различити геополитички и економски догађаји. У посљедњих 25 година, волатилност цијене сирове нафте увелико се повећала због промјена трендова понуде и потражње. До 2000. године понуда и потражња имале су уједначен раст, а то је одржавало стабилну и ниску цијену. У периоду од 2000. до 2008. године потражња је имала снажнији раст у односу на понуду, а кулминирало је историјски највишом цијеном нафте у 2008. години, 144.3 \$/bbl. Глобална финансијска криза у 2008. години проузроковала је пад цијене нафте од 77% (Слика 4.2.1), након којег је *OPEC* (енгл. *Organization of the Petroleum Exporting Countries*) смањио производњу у циљу стабилизације цијена. У наредном периоду развој нових технологија и високе цијене нафте резултовале су повећањем понуде у односу на потражњу. Прекомјерна понуда и такмичење највећих произвођача сирове нафте за остварење што већег тржишног учешћа, у 2014. години проузроковали су пад цијене нафте на глобалном тржишту од 76%. Однос понуде и потражње, те геополитички и финансијски фактори имаће и даље најзначајнији утицај на цијену нафте.

Слика 4.2.1 Дневне спот-цијене Брента у US\$/ bbl, јануар 2006 – август 2016. године



Потражња сирове нафте, од почетка 80-их година 20. вијека, остварује просјечни пораст на годишњем нивоу од око 1,5% (Слика 4.2.2). У графикону који посматрамо, видљиво је како је раст забиљежен у земљама које припадају групи „*Organization of Economic Cooperation and Development*“ (*OECD*), али и у земљама које нису чланице те групе. Међутим, раст потражње у *OECD* земљама успорава и нова потражња првенствено долази из земаља које нису дио *OECD* групације, предвођена Кином, Индијом и сл. Раст потражње нафте варира у зависности од регије, па је тако потражња у Сјеверној Америци и Европи забиљежила пад од око 2% у односу на 2003. годину, док је у остатку свијета раст потражње на годишњем нивоу изнад 2%. Устаљен раст потражње за сировом нафтом нужан је за стабилизацију и повећање цијена нафте у наредном периоду.

Слика 4.2.2 Глобална потражња за нафтом и годишња стопа раста, 1966–2015. године



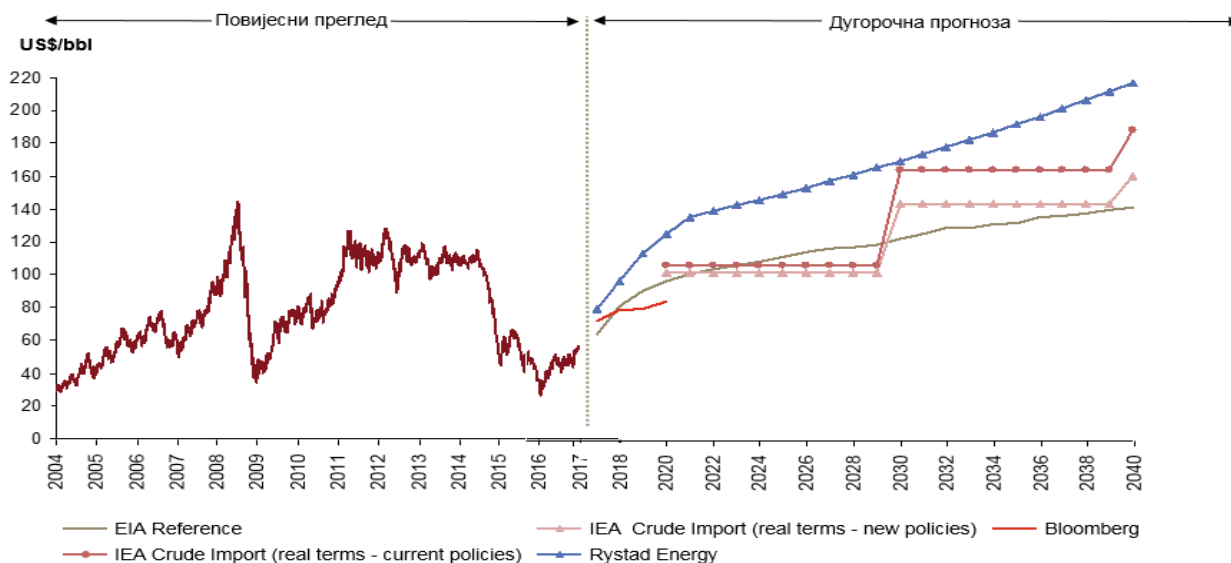
Извор: BP Statistical Review of World Energy June 2016

Крајем 2016. и почетком 2017. године цијена *Брент* сирове нафте на тржишту показује знакове опоравка након пада 2014. године, што је резултат нормализације понуде и потражње примарно због договора чланица *OPEC*-а и Русије о смањењу производње и природног пада производње у САД због изостанка улагања у разраду лежишта. Међутим, наведено смањење производње у краћем периоду неће имати великог утицаја на цијену нафте због великих количина сирове нафте у складиштима, које се процјењују на 3,1 милијарду барела на глобалном нивоу. То је повећање инвентара од 17% у односу на јуни 2014. године које се мора смањити прије било каквог одрживог повећања цијене сирове нафте. С друге стране, очекује се смањење брзине раста потражње за сировом нафтом због смањења потражње у развијеним државама и због смањења раста потражње у највећим увозницима нафте; Кине и Индије. Према *IEA*-у (енгл. *International Energy Agency*), потражња за сировом нафтом у 2016. години нарасла је за 1,6 милиона ббл/дан, што је изнад предвиђања ранијих година која су предвиђала раст око 1,3 милиона ббл/дан, али према предвиђањима за 2017. годину очекује се успоравање са предвиђеним растом од 1,4 милиона ббл/дан. Процјене кретања понуде и потражње у 2017. предвиђају њихову конвергенцију и то ће донијети позитивни утицај на цијену сирове нафте.

Према пројекцијама кретања цијене нафте из различитих извора (Слика 4.2.3), очекује се да ће цијена нафте расти у наредном периоду. Предвиђања Међународне енергетске агенције (*IEA*) узимају у обзир учинке спровођења нових регулатива (енгл. *NPS – new policy scenario*) које су донесене на конференцији о климатским промјенама у Паризу 2015. године, и предвиђања која се заснивају на постојећим регулативама (енгл. *CPS – current policy scenario*). Циљ нових регулатива је ограничење концентрације гасова стаклене баште на око 450 ppm, што је процијењена максимална допустива концентрација гасова стаклене баште да би се глобално загријавање задржало испод 2 °C. У 2015. години потрошња сирове нафте износила је 92,5 милиона ббл (барела по дану), уз константан раст током посљедњих 30 година од 35 милиона ббл. Уколико се настави такав тренд, у 2040. очекује се потрошња од око 120 милиона ббл, док *CPS* сценарио предвиђа потражњу од 117 милиона ббл, те *NPS* сценарио од 103 милиона ббл. Због ниже процјене потражње нафте, процјена цијене сирове нафте према *NPS* сценарију је нешто конзервативнија у односу на *CPS* сценарио. Остале процјене, такође, указују на повећање цијене сирове нафте, али разлика у процјенама је велика, па је према томе цијена нафте у будућности неизвјесна.

Генерално, процјене указују да ће цијене нафте у наредној декади расти у односу на тренутни период почетком 2017. године.

Слика 4.2.3 Прогноза кретања цијена Брента у US\$/bbl, 2004–2040. године



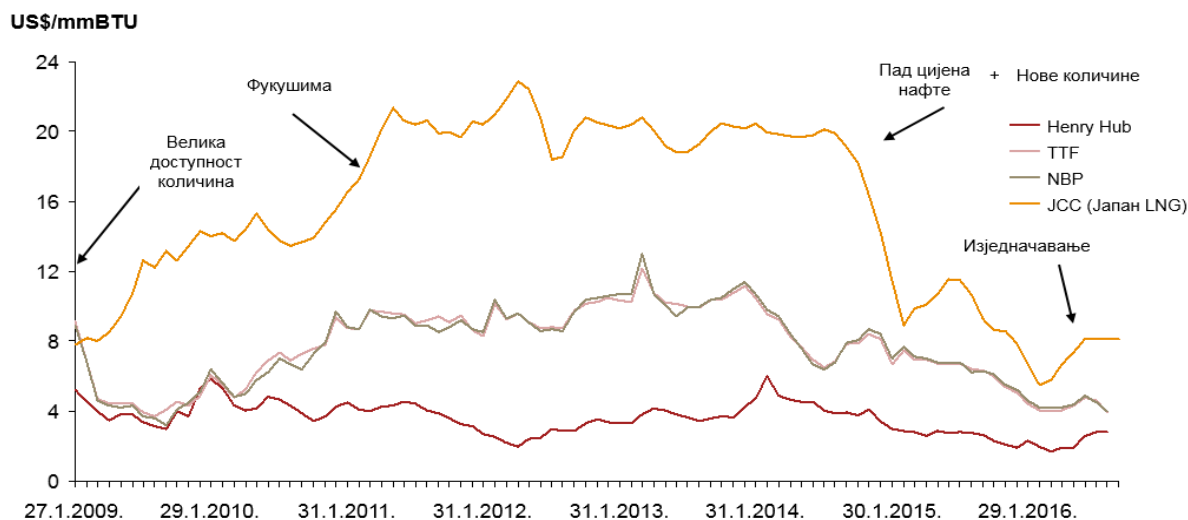
Извор: EIA-AEO-January 2017, IEA World Energy Outlook 2016, Rystad Energy, Bloomberg CPF at January 2017

4.2.2 Тржиште природног гаса

Произвођачи природног гаса сусрећу се с врло сличним изазовима као и произвођачи сирове нафте. Стабилност у сектору нафте кључна је и за произвођаче гаса. Према просјечним мјесечним цијенама гаса на појединим тржиштима (Слика 4.2.4), може се примијетити пад цијене гаса у односу на нивое из 2014. године. Пад цијене нафте је дјелимично узроковао наведени пад, али како регионалне берзе гасом и утицај LNG-а доводе до веће ликвидности и могућности „спот“ набавке природног гаса и лагану дислокацију од цијена нафте, тај утицај слаби. Истовремено, долазак нових количина LNG-а на тржиште природног гаса доводи до притиска на цијене. LNG тренутно сачињава око 10% укупне потрошње гаса у свијету са просјечном годишњом стопом раста од 6,6%, у периоду од 2000. до 2014. године.

Предност LNG-а је могућност превоза поморским транспортом на глобалном нивоу. Међутим, гасоводи ће и даље имати значајну улогу. Тако су за Европу битни нови извори и правци снабдијевања попут Сјеверног тока 2, Турског тока, TANAP-а, TAP-а, IAP-а итд. Кроз већи дио прошлости трговина LNG-ом одвијала се помоћу дугорочних уговора, али посљедњих година трговина LNG-ом краткорочним уговорима значајно се повећала. Тај тренд може се приписати растућој улози берзе гаса у САД, ЕУ и Азији, те стварање „спот“ тржишта гаса. У 2015. години трговина краткорочним уговорима досегнула је 26% укупне трговине LNG-ом, што је велики скок у односу на 2005. годину када је трговина краткорочним уговорима износила свега 8% укупне трговине LNG-ом. Због могућности транспорта великих количина природног гаса, очекује се даље повећање заступљености LNG-а у будућности.

Слика 4.2.4 Просјечна мјесечна цијена гаса на изабраним тржиштима у US\$/mmBTU, јануар 2009. – август 2016. године



Извор: Bloomberg

Природни гас као нискокарбонско гориво потенцијално ће добијати на значају у наредном периоду као повезница између садашњости и нискокарбонске будућности. Постоје вишеструки разлози због којих се сматра да ће природни гас у наредним декадама постати други најзаступљенији извор енергије након текућих горива. Процјењује се да су тренутне потврђене резерве природног гаса довољне за преко 50 година према садашњој потрошњи, те постоји потенцијал откривања нових резерви гаса у појединим регијама свијета, чиме се обезбјеђују довољне количине у наредним декадама. Сигурност снабдијевања је кључна из више аспеката и један је од главних предуслова за економски развој. Природни гас омогућује снабдијевање из више извора, али и развијање домаће производње. Тренутно најзаступљенији начин снабдијевања гасом је путем гасовода јер омогућује ефикасан транспорт великих количина гаса, али мали број добавних праваца смањује флексибилност купаца и у неким случајевима сигурност снабдијевања. Због великог смањења волумена гаса када је у текућем стању, *LNG* представља један од главних начина диверсификације снабдијевања гасом, а раст капацитета утечњавања, нарочито у Аустралији и Сјеверној Америци, доприноси проширењу тржишног такмичења и диверсификације извора снабдијевања. Одрживост је једна од главних предности природног гаса у односу на друга фосилна горива. Према садашњем тренду емисија гасова стаклене баште, циљ спречавања повећања глобалног загријавања изнад 2°C у односу на прединдустријски период је недостижан. Повећањем енергетске ефикасности и преласком са угља на природни гас, емисије гасова стаклене баште би се знатно смањиле. На примјер, електране које користе гас производе упола мање емисија угљен-диоксида у односу на електране које користе угаљ. Гас има потенцијал постанка најзаступљенијег глобалног енергента у наредним декадама због његове довољности, могућности осигурања снабдијевања и одрживости коришћења.

Улога гаса важна је за Европу због достизања циљева смањења емисија гасова стаклене баште и диверсификације енергетских извора коришћењем гаса уместо осталих фосилних горива. Због предвиђеног раста потражње природног гаса од 20% до 2035. године и смањења производње природног гаса у Европи од 42% у истом периоду, зависност о увозу ће се значајно повећати. Повећање броја добавних праваца је од нарочите важности за ЕУ која тренутно сачињава око 13% свјетске потражње гаса али располаже тек са око 1% доказаних свјетских резерви. Тренутно, ЕУ се ослања на четири земље Русију, Норвешку, Алжир и Катар из којих увози око 90% природног гаса и *LNG*-а (енгл. *liquefied natural gas* – течни природни гас). Свјетски развој тржишта *LNG*-а и јединствено тржиште у Европи које омогућује изградњу нових интерконекција гасовода између земаља ЕУ, отвара могућност диверсификације увозних праваца и повећава сигурност снабдијевања.

Слика 4.2.5 Тржишна динамика која обликује тржиште гаса

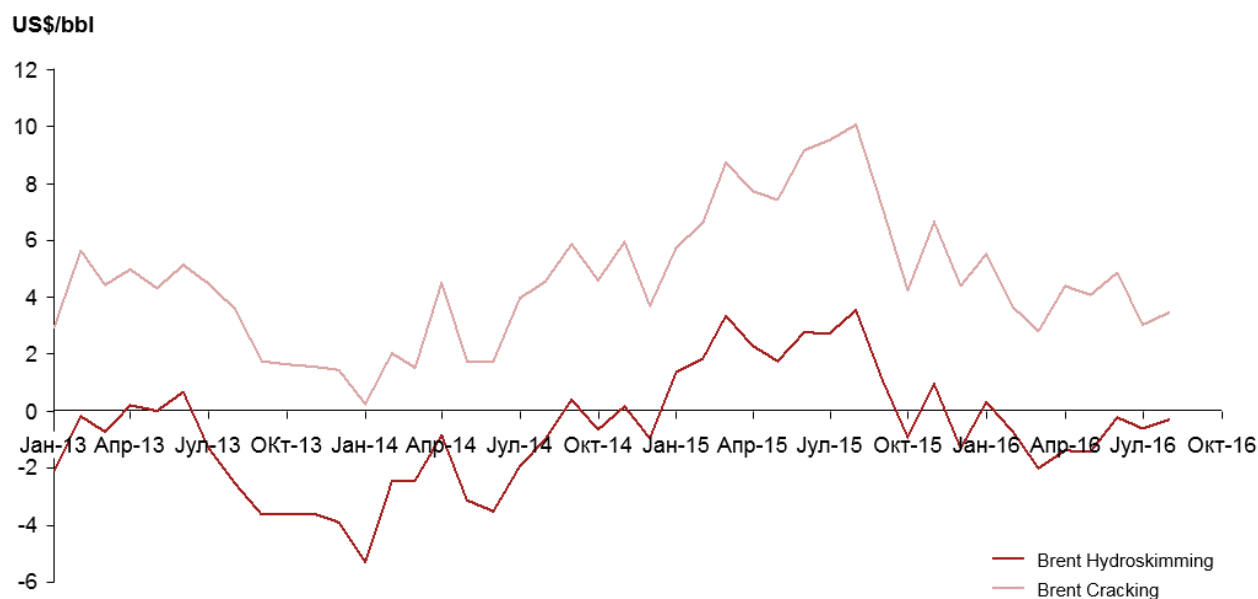


Извор: анализа Пројектног тима

4.2.3 Прерада сирове нафте

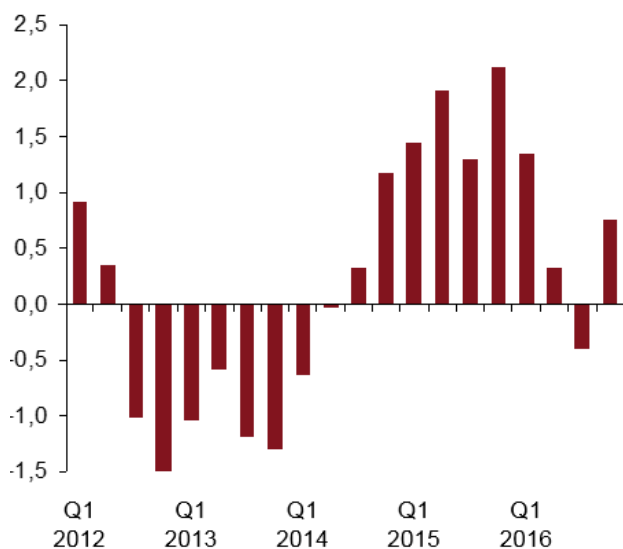
Пад цијена нафте у 2014. години проузроковао је повећање рафинеријских маржи (Слика 4.2.6), због којих рафинерије веће комплексности у сјеверозападној Европи побољшано послују. Рафинеријске марже у највећем дијелу зависе од цијене улазне сировине, степену модернизације која утиче на врсту произведених деривата и цијени деривата на тржишту, те оне служе као главни индикатор профитабилности пословања рафинерије. Рафинерије веће „комплексности“ производе више лаких деривата који постижу вишу цијену на тржишту, што побољшава и рафинеријске марже. Цијене нафтних деривата генерално прате тренд цијена сирове нафте ради високог учешћа цијене сирове нафте у трошку деривата, но тржиште нафтних деривата прати и своје законе динамике понуде и потражње, тако да су могућа и одступања у овом погледу. Након пада цијена нафте у 2014. години, производња нафтних деривата се повећава јер прерађивачи настоје искористити повољније тржишне околности, те је прерада већа од потражње (Слика 4.2.7), што је проузроковало значајно веће количине нафтних деривата у складиштима (Слика 4.2.8). Повећање количине нафтних деривата у складиштима широм свијета доводи до притиска на цијене деривата што, посљедично, врши притисак на рафинеријске марже.

Слика 4.2.6 NWE Рафинеријске марже у US\$/bbl, јануар 2013 – август 2016. године

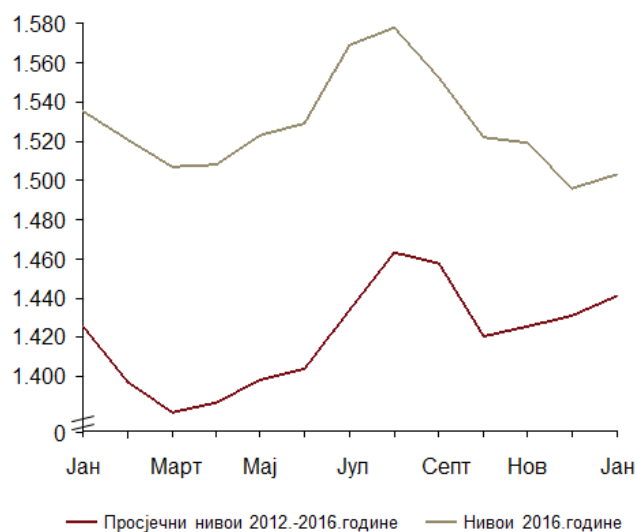


Извор: IEA, BP, Wood Mackenzie

Слика 4.2.7 Глобални биланс производње и потражње нафтних деривата у мил. bbl/д, 2012–2016. године



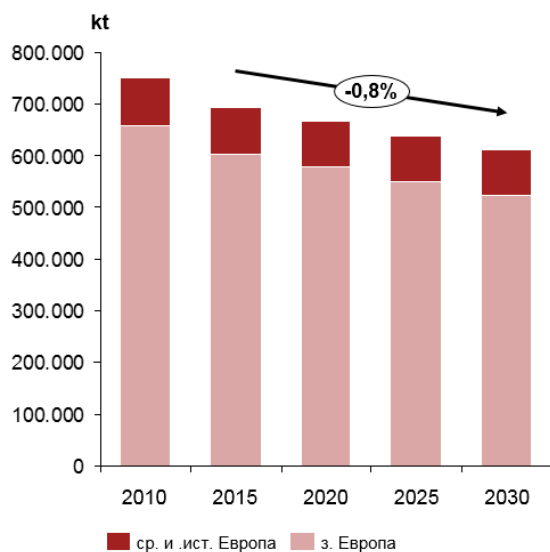
Слика 4.2.8 Количине нафтних деривата у складиштима у земљама OECD-а у мил. bbl, 2012–2016. године



Извор: EIA, Short Term Energy and Summer Fuel Outlook, IEA Oil Market Report 2017

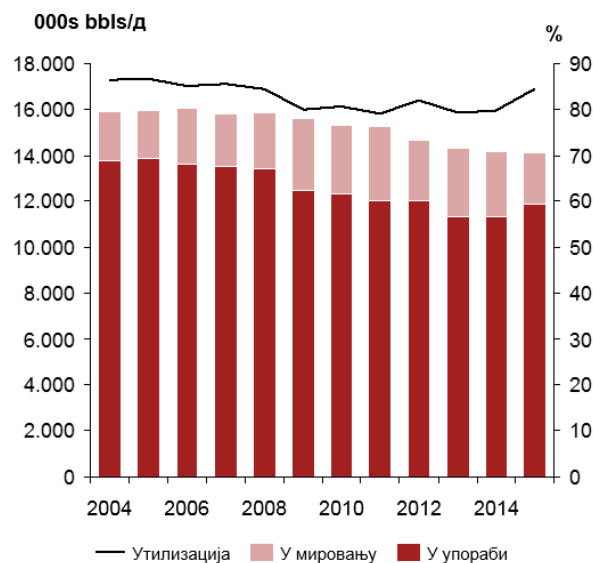
Због повећања ефикасности и стратегије декарбонизације очекује се пад потражње за нафтним дериватима у Европи у наредним декадама (Слика 4.2.9). Смањење потражње нафтних деривата предводе земље западне Европе. Повољну ситуацију за прерађиваче одражава раст утилизације капацитета рафинерија (Слика 4.2.10), али, такође, због смањења потражње деривата у Европи примјећује се смањење прерађивачких капацитета.

Слика 4.2.9 Потражња за нафтним дериватима у кт, 2010–2030. године



Извор: IEA, BP, Wood Mackenzie

Слика 4.2.10 Капацитет прераде у Европи, 2004–2015. године



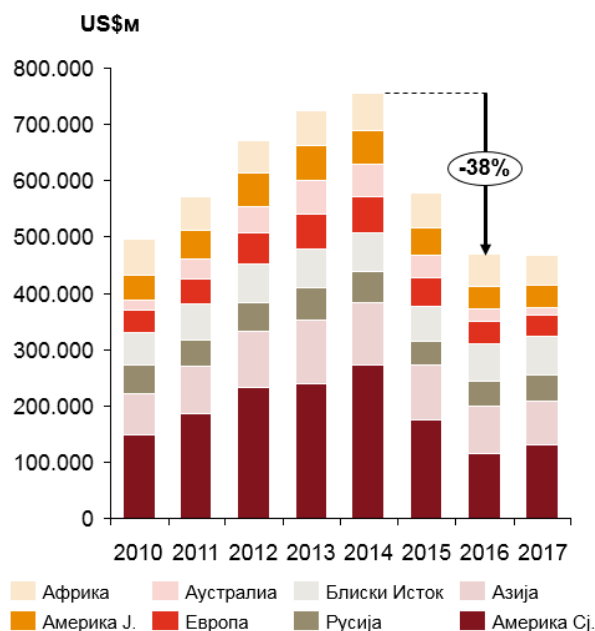
4.2.4 Трендови улагања и пословни модели нафтних компанија

Претходно наведена волатилност цијене сирове нафте сугерише да је падом цијене 2014. године, највјероватније почео још један циклус ниских цијена сирове нафте. Низ фактора попут јачања долара, прекомјерне понуде сирове нафте, смањења потражње у развијеним земљама, успоравање потражње у Кини и отварање тржишта Ирану, резултовали су падом цијена сирове нафте, а тиме и смањењем прихода *upstream* сегмената нафтних компанија. На смањење прихода компаније су реаговале значајним смањењем бушења и улагања у истраживање и производњу.

Ниска цијена сирове нафте одразила се смањењем капиталних издатака (CAPEX) нафтних компанија на глобалном нивоу од 38% у 2016. години у односу на 2014. годину (Слика 4.2.11).

Ниво смањења улагања у истраживање и производњу сирове нафте варира између регија (Слика 4.2.12) због различитих трошкова развоја поља и због различитих одлука о количини производње у земљама извозницама нафте. Смањења улагања у Аустралији, Сјеверној Америци и Европи су највећа, што се може приписати високим трошковима производње, што чини велики број пројеката нерентабилним према тренутним цијенама сирове нафте. С друге стране, интензитет улагања на Блиском истоку је доживио релативно најмањи пад због ниских трошкова производње, али и одлука земаља произвођача да наставе с компаративно високим нивоима производње.

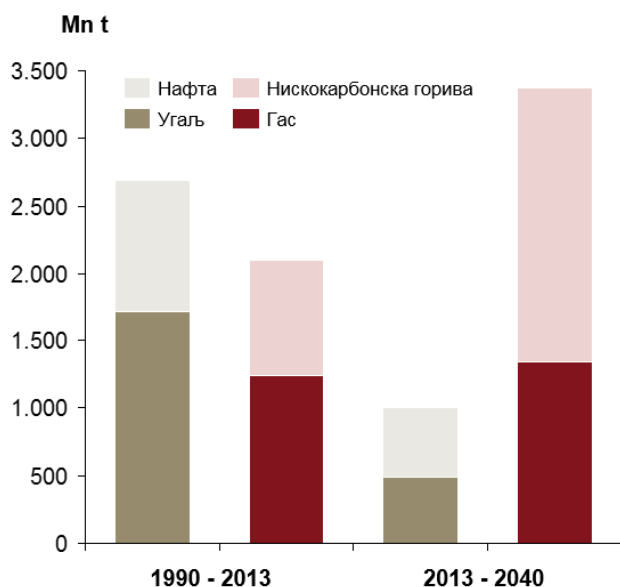
Слика 4.2.11 Глобални Upstream CAPEX по регијама у US\$, 2010–2017. године



Извор: Rystad Energy

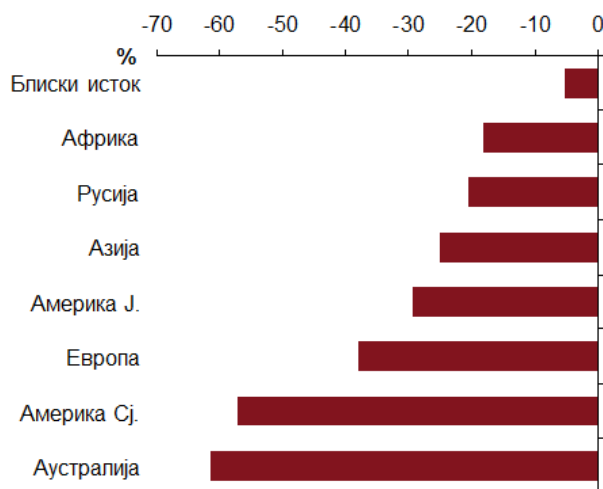
Однос потрошње фосилних и нискокарбонских горива, највјероватније ће се увелико промијенити у будућности с обзиром на данашњицу како би се смањиле климатске промјене (Слика 4.2.13). Фосилна горива, нарочито угаљ и нафта, до сада су били најзаступљенији примарни енергенти. Према новим регулативама и циљевима постављаним у циљу смањења глобалног загријавања и смањења утицаја на животну средину, природни гас и нискокарбонска горива преузеће улогу нафте и угља у наредним декадама. Томе свједочи и тренд повећања улагања у чисту енергију (Слика 4.2.14), који се очекује и у будућности.

Слика 4.2.13 Глобални раст потражње за енергентима у мил. т, 1990–2040. године

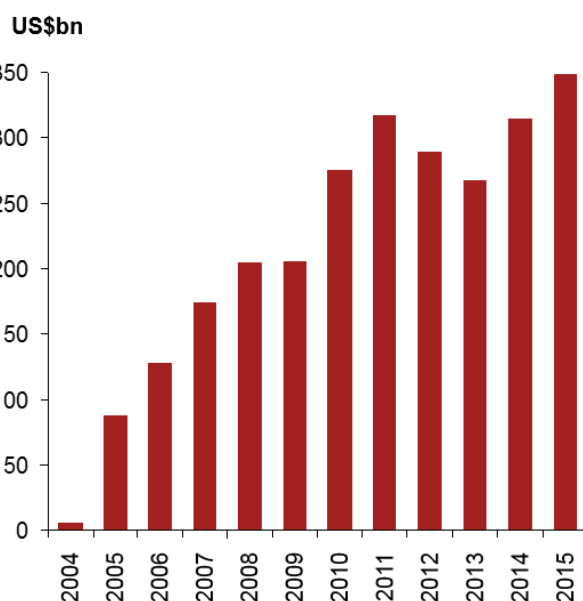


Извор: IEA

Слика 4.2.12 Разлика у CAPEX-у, 2014. и 2016. године



Слика 4.2.14 Глобална улагања у чисту енергију у US\$, 2004–2015. године



Неке од највећих свјетских нафтних компанија већ су почеле улагати у чисту енергију. На тај начин су сигнализирале прихваћање јасног тренда декарбонизације, те се истовремено почеле позиционирати за нове тржишне сегменте који ће расти у будућности. У табелама ниже илустровани су различити модели које нафтне компаније примјењују како би се прилагодили новом окружењу (Табела 4.2.1, Табела 4.2.2).

Табела 4.2.1 Пословни модели нафтних компанија

Модел	Опис	Примјер
Фокус на основну дјелатност у дугом року	„Oil & Gas” компаније фокусирају се на активности у којима остварују изврсност - Дугорочна стратегија представља фокусирање на основну дјелатност и напуштање неосновних активности	- Occidental (EOR) - Apache (трошковна ефикасност у касном животном циклусу имовине)
Постепена трансформација на „чисту” производњу	„Oil & Gas” компаније, задржавају фосилни портфељ, но повећавају интензитет транзиције на „чисте” изворе енергије	- Statoil (<i>offshore wind</i>) - Total (20% циљ, фокус на соларе и технологију батерија)
„Берба” у средњем року	„Oil & Gas” компаније настављају са фосилном производњом - Пословни модел налаже генерисање поврата према дионичарима - који накнадно одлучују о инвестицијама у алтернативан производни портфељ - Задржавање пословног модела до краја комерцијалне исплативости	Изабрани играчи

Извор: анализа Пројектног тима

Табела 4.2.2 Примјери промјене модела

 Нафта и гас	Тренд	Еволуција	Shell	Eni	Total
	↑	Upstream	✓	✓	✓
	↓	Селективна рационализација downstreama	✓	✓	✓
	?	Гас midstream	Очекиван раст у будућности, данас отежано		
		OIE	✓	✓	✓

Извор: анализа Пројектног тима

4.2.5 Кључне импликације глобалних трендова нафте и гаса на Стратегију

- ✓ индустрија истраживања и прераде нафте налази се пред изазовним периодом, примарно узрокованим ниским цијенама нафте, с једне стране, те захтјевима за повећање капиталних улагања, с друге стране,
- ✓ због улагачке несигурности у сегмент производње нафте, на коју се локално не може утицати, потребно је спровести стратешки оквир за Републику Српску на начин да максимално привлачи инвестиције и стимулише активности истраживања и производње угљен-диоксида,
- ✓ трендови пада потрошње и строжи регулаторни услови и у будућности ће отежавати рад рафинерија, нарочито оних са ниским степеном модернизације,
- ✓ Република Српска треба поставити јасне циљеве и динамику по питању квалитета деривата који се на тржиште Босне и Херцеговине пласирају из рафинерија.

5 ЕНЕРГЕТСКИ СЕКТОР РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ

5.1 Пресјек регулаторно-институционалног оквира

5.1.1 Уговор о оснивању Енергетске заједнице

Са аспекта међународних обавеза које утичу на енергетски сектор, најважнији је Уговор о успостављању Енергетске заједнице („Службени гласник Босне и Херцеговине – Међународни уговори”, број 9/06).

Уговор о успостављању Енергетске заједнице потписан је 25. октобра 2005. године, а ступио је на снагу 1. јула 2006. године. Једногласном Одлуком Министарског савјета Енергетске заједнице од 24. октобра 2013. године, Уговор који је првобитно закључен на период од десет година, продужен је за додатних десет година. Уговор су закључиле Европска унија, с једне стране, и Албанија, Босна и Херцеговина, Црна Гора, Косово, Македонија, Молдавија, Србија, Украјина и Грузија, с друге стране.

У складу са израженим интересом, у раду тијела Енергетске заједнице учествују: Аустрија, Бугарска, Чешка, Француска, Финска, Грчка, Хрватска, Италија, Кипар, Летонија, Мађарска, Холандија, Њемачка, Пољска, Румунија, Словачка, Словенија, Шведска и Уједињено Краљевство. Ових 19 земаља, тзв. учесница из Европске уније, директно учествује у раду тијела Енергетске заједнице, а њихове позиције приликом гласања изражава Европска комисија. Статус посматрача у тијелима Енергетске заједнице имају Јерменија, Норвешка и Турска. Задатак Енергетске заједнице је организовање односа између уговорних страна и утврђивање правила и економског оквира мрежне енергије, да би:

- а) створили стабилан регулаторни и тржишни оквир способан да привуче инвестирање у гасоводну мрежу, производњу електричне енергије, преносну и дистрибутивну мрежу, како би све уговорне стране имале приступ стабилном и непрекидном снабдијевању енергијом која је суштинска за економски развој и социјалну стабилност,
- б) створили јединствени регулаторни простор за трговину мрежне енергије какав је потребан да би одговарао географском простору даних тржишта ових производа,
- ц) појачали сигурност снабдијевања јединственог регулаторног простора осигуравањем стабилног амбијента за инвестиције у којем се могу развијати везе са каспијским, сјеверноафричким и блискоисточним резервама гаса, те експлоатисати домаћи извори енергије, попут природног гаса, нафте и хидроенергије,
- д) побољшали ситуацију у погледу животне средине у вези са мрежном енергијом и уз то везану енергетску ефикасност, те повећали коришћење обновљиве енергије и утврдили услове за трговину енергијом у оквиру једног јединственог регулаторног простора,
- е) развили тржишну конкуренцију мрежне енергије на ширем географском нивоу и користили економију обима.

Како би се испунили ови задаци, уговорне стране су обавезне постепено преузимати дијелове правне тековине, *acquis-a*, на начин да у своје законодавство транспонују захтјеве и правила одговарајућих директива и уредби Европске уније у подручјима електричне енергије, гаса, заштите животне средине, конкуренције, обновљивих извора енергије, енергетске ефикасности, нафте, вођења статистике и инфраструктуре.

Правни оквир Енергетске заједнице у свом средишту има директиве и уредбе из тзв. Трећег енергетског пакета, којим се предвиђају заједнички прописи за интерна тржишта електричне енергије и природног гаса и регулише прекогранична трговина.

Њихова сврха је интерес и заштита потрошача, смањивање енергетске зависности и ублажавање утицаја на животну средину. С аспекта тржишта и конкуренције, кључне промјене се односе на обезбјеђивање права купцима да бирају снабдјевача и одвајање мрежних активности које су природни монопол, па се регулишу (пренос, дистрибуција) од дјелатности гдје је могућа конкуренција (производња, снабдијевање). Усвајање енергетског *acquis-a* захтијева се и Споразумом о стабилизацији и придруживању.

Спровођење обавеза Енергетске заједнице треба да буде један од кључних фактора у процесу дефинисања стратешких приоритета у енергетици, њиховој улози у развојној политици и самом спровођењу.

Табела 5.1.1 Обавезујуће директиве и уредбе за Босну и Херцеговину

Електрична енергија		
Правни акт	Датум доношења	Рок имплементације
Уредба Комисије (ЕУ) бр. 543/2013 о достави и објави података на тржиштима електричне енергије и о измјени Прилога И Уредбе (ЕЗ) бр. 714/2009 Европског парламента и Савјета.	јуни 2013.	24. децембар 2015.
Уредба Комисије (ЕУ) бр. 838/2010/ЕУ од 23. септембра 2010. о утврђивању смјерница које се односе на механизам накнаде између оператера преносних система и заједнички регулаторни приступ наплати преноса.	септембар 2010.	1. јануар 2014.
Директива 2009/72/ЕЗ Европског парламента и Савјета од 13. јула 2009. о заједничким правилима за унутрашње тржиште електричне енергије и стављању ван снаге Директиве 2003/54/ЕЗ.	јули 2009.	1. јануар 2015, осим за члан 9(1) гдје је рок: 1. јуни 2016, члан 9(4): 1. јуни 2017. и члан 11: 1. јануар 2017.
Директива 2005/89/ЕЗ Европског парламента и Савјета о мјерама заштите сигурности снабдијевања електричном енергијом и улагања у инфраструктуру.	јануар 2006.	31. децембар 2009.
Уредба (ЕЗ) бр. 714/2009 Европског парламента и Савјета о условима за приступ мрежи за прекограничну размјену електричне енергије и стављању ван снаге Уредбе (ЕЗ) бр. 1228/2003.	јули 2009.	1. јануар 2015.
Гас		
Правни акт	Датум доношења	Рок имплементације
Директива 2009/73/ЕЗ Европског парламента и Савјета о заједничким правилима за унутрашње тржиште природног гаса и стављању ван снаге Директиве 2003/55/ЕЗ.	јули 2009.	1. јануар 2015, осим члан 9(1): 1. јуни 2016, члан 9(4): 1. јуни 2017. и члан 11: 1. јануар 2017.
Директива Савјета 2004/67/ЕЗ о мјерама заштите сигурности снабдијевања природним гасом. ²	април 2004.	31. децембар 2009.
Уредба (ЕЗ) бр. 715/2009 Европског парламента и Савјета о условима за приступ мрежама за транспорт природног гаса и стављању ван снаге Уредбе (ЕЗ) бр. 1775/2005.	јули 2009.	1. јануар 2015.
Обновљиви извори		
Правни акт	Датум доношења	Рок имплементације
Директива 2009/28/ЕЗ Европског парламента и Савјета о промоцији коришћења енергије из обновљивих извора те о измјени и каснијем стављању ван снаге директива 2001/77/ЕЗ и 2003/30/ЕЗ.	април 2009.	1. јануар 2014.
Енергетска ефикасност		
Правни акт	Датум доношења	Рок имплементације
Директива 2012/27/ЕУ Европског парламента и Савјета о енергетској ефикасности, измјени директива 2009/125/ЕЗ и 2010/30/ЕУ и стављању ван снаге директива 2004/8/ЕЗ и 2006/32/ЕЗ.	октобар 2012.	15. октобар 2017.
Директива 2010/31/ЕУ Европског парламента и Савјета о енергетској ефикасности зграда.	мај 2010.	30. септембар 2012.

² У ЕЗ, у процедури је имплементација нове Регулative (ЕУ) бр. 994/2010 Европског парламента и Савјета која ставља ван снаге Директиву Савјета 2004/67/ЕЗ.

Директива 2010/30/ЕУ Европског парламента и Савјета о означавању потрошње енергије и осталих ресурса производа у вези са енергијом уз помоћ ознака и стандардизованих информација о производу	мај 2010.	31. децембар 2011.
Директива 2006/32/ЕЗ Европског парламента и Савјета о енергетској ефикасности у крајњој потрошњи и енергетским услугама, те о стављању ван снаге Директиве Савјета 93/76/ЕЕЗ	април 2006.	31. децембар 2011.
Нафта		
Правни акт	Датум доношења	Рок имплементације
Директива Савјета 2009/119/ЕЗ о обавези држава чланица да одржавају минималне залихе сирове нафте и/или нафтних деривата	септембар 2009.	1. јануар 2023.
Инфраструктура		
Правни акт	Датум доношења	Рок имплементације
Уредба (ЕУ) бр. 347/2013 Европског парламента и Савјета о смјерницама за трансевропску енергетску инфраструктуру, те стављању ван снаге Одлуке бр. 1364/2006/ЕЗ и измјени уредби (ЕЗ) бр. 713/2009, (ЕЗ) бр. 714/2009 и (ЕЗ) бр. 715/2009.	април 2013.	31. децембар 2016.
Статистика		
Правни акт	Датум доношења	Рок имплементације
Уредба Комисије (ЕУ) бр. 431/2014 о измјени Уредбе (ЕЗ) бр. 1099/2008 Европског парламента и Савјета о енергетској статистици с обзиром на спровођење годишњих статистика о потрошњи енергије у домаћинствима)	април 2014.	31. децембар 2016.
Уредба Комисије (ЕУ) бр. 147/2013 о измјени Уредбе (ЕЗ) бр. 1099/2008 Европског парламента и Савјета о енергетској статистици с обзиром на спровођење ажурирања мјесечне и годишње енергетске статистике	фебруар 2013.	31. децембар 2013.
Директива 2008/92/ЕЗ Европског парламента и Савјета о поступку Заједнице за побољшање транспарентности цијена гаса и електричне енергије које се зарачунавају индустријским крајњим корисницима)	октобар 2008.	31. децембар 2013.
Уредба (ЕЗ) бр. 1099/2008 Европског парламента и Савјета о енергетској статистици	октобар 2008.	31. децембар 2013.
Конкуренција		
Правни акт	Датум доношења	Рок имплементације
Уговор о оснивању Енергетске заједнице у поглављу IV регулише забрану конкуренције. Нису дозвољене следеће активности: • спречавање, ограничавање или поремечај конкуренције • злоупотреба доминантне позиције • пружање државне помоћи која узрокује или пријети поремећајем конкуренције		Јануар 2017.

Заштита животне средине		
Правни акт	Датум доношења	Рок имплементације
Директива (ЕУ) 2016/802 Европског парламента и Савјета о смањењу садржаја сумпора у одређеним текућим горивима и Сprovedбена одлука Комисије (ЕУ) 2015/253 од 16. фебруара 2015. о утврђивању правила узорковања и извјештавања у складу с Директивом Савјета 1999/32/ЕЗ за садржај сумпора у бродским горивима	мај 2016.	30. јуни 2018.
Директива 2011/92/ЕУ Европског парламента и Савјета о процјени учинака одређених јавних и приватних пројеката на животну средину, измијењена Директивом 2014/52/ЕУ	децембар 2011.	1. јануар 2019.
Директива 2010/75/ЕУ Европског парламента и Савјета о индустријским емисијама (интегрисано спречавање и контрола загађења) – само Поглавље III, Анекс V и члан 72(3)-(4).	новембар 2010.	1. јануар 2018.
Директива 2004/35/ЕУ Европског парламента и Савјета о одговорности за животну средину у погледу спречавања и отклањања штете у животној средини, измијењена Директивом 2006/21/ЕЗ, Директивом 2009/31/ЕЗ и Директивом 2013/30/ЕУ	април 2004.	1. јануар 2021.
Директива 2001/80/ЕЗ Европског парламента и Савјета о ограничењу емисија одређених загађивача ваздуха из великих уређаја за ложење	октобар 2001.	31. децембар 2017.
Директива 2001/42/ЕУ Европског парламента и Савјета о процјени учинака одређених планова и програма на животну средину	јуни 2001.	31. март 2018.
Члан 4(2) Директиве Савјета 79/409/ЕЕЗ о заштити птица	април 1979.	1. јули 2006.

Извор: анализа Пројектног тима

С обзиром на интензитет и обим ефеката које реформа енергетског сектора има на цјелокупно друштво, неопходно је разумијевање свих учесника у сектору о промјенама, али и разумијевање шире јавности и потрошача. Надаље, потребно је и оспособљавање надлежних институција за успостављање и спровођење новог правног и регулаторног оквира.

Овај сегмент је нарочито осјетљив у Босни и Херцеговини, када се узме у обзир сложеност политичких, институционалних и социјалних ризика. Транспоноване и имплементација *acquis-a* у Босни и Херцеговини и ентитетима не одвија се прописаном динамиком. Многи рокови су већ истекли, па је Секретаријат Енергетске заједнице покренуо поступке против Босне и Херцеговине због повреде уговорних обавеза. У моменту израде овог документа, против Босне и Херцеговине је отворено пет поступака. Поступци су покренути због: изостанка транспонованја захтјева из Трећег енергетског пакета и обавјештавања Енергетске заједнице о предузетим мјерама, неиспуњавање обавеза из Директиве 2006/32/ЕЗ о енергетској ефикасности у крајњој потрошњи и енергетским услугама, изостанка транспонованја и имплементације обавеза које се односе на смањење емисије сумпор-диоксида (CO₂) при сагоријевању тешких ложивих уља и течних нафтних горива, неиспуњавање обавеза Босне и Херцеговине да донесе одговарајући закон у сектору природног гаса, те изостанка имплементације правила за државну помоћ.

Усклађивање законодавства Босне и Херцеговине са правном тековином Европске уније је комплексан задатак, с обзиром на то да подразумијева обимне и суштинске промјене и свеобухватну реформу енергетског сектора. Основни стратешки циљ Босне и Херцеговине јесте убрзано усклађивање законодавства са *acquis-ом*, односно транспоноване и спровођење обавеза преузетих Уговором о успостављању Енергетске заједнице.

5.1.2 Иницијатива *West Balkan 6* (Западни Балкан 6)

На Бечком самиту 2015. године, шест земаља Западног Балкана: Албанија, Босна и Херцеговина, Косово, Македонија, Црна Гора и Србија обавезале су се да ће спровести „soft“ мјере као предуслов за развој регионалног електроенергетског тржишта, и то: развој спот тржишта, прекогранично балансирање, регионалну алокацију капацитета и унакрсне мјере. Представници оператора преносног система, државних регулаторних комисија и министарстава надлежних за енергију земаља Западног Балкана потписале су Меморандум о разумијевању у априлу 2016. године. У Меморандуму о разумијевању, постаљена су општа начела сарадње и конкретни кораци које ће предузети за развијање регионалног тржишта електричне енергије. У јуну 2016. године, Европска комисија и Секретеријат Енергетске заједнице закључиле су Уговор о одобравању средстава у сврху пружања техничке помоћи за подршку развоју регионалног енергетског тржишта земаља Западног Балкана.

Техничка помоћ намијењена је за асистенцију државама да:

- ускладе релевантне прописе са правном тековином Европске уније, чиме ће се подржати регионално тржиште енергије,
- организују одговарајућу корпоративну структуру и техничку инфраструктуру да би се обезбиједило спровођење различитих процеса,
- успоставе законски оквир и моделе који ће омогућити трговање енергијом,
- закључе одговарајуће регионалне споразуме о међудржавној трговини енергијом.

Према Извјештају Енергетске заједнице унутар Иницијативе *West Balkan 6* из 2016. године, о напретку земаља у области електричне енергије, у Босни и Херцеговини највећи напредак који је постигнут односи се на:

- прихватање тржишног модела балансирања који допушта недискриминајућу прекограничну размијену баланских услуга и успостављање државног балансног тржишта, што је спроведено у потпуности,
- дерегулацију цијена енергије за снабдјеваче и постепено укидање регулисања цијена, те обезбјеђивање независности регулаторних тијела, код којих је статус спровођења мјера преко 50%.

Међутим, напредак није постигнут у сљедећим областима:

- развој спот тржишта (уклањање законских и уговорних препрека за успостављање организованог тржишта електричне енергије, укључивање на берзу или стварање властите берзе, обезбјеђивање ликвидности на локалном тржишту, спајање тржишта за дан унапријед са бар једном сусједном земљом),
- власничко раздвајање оператора преносног система и сертификација.

Према Извјештају Енергетске заједнице унутар Иницијативе *West Balkan 6* из 2016. године, о напретку земаља у погледу одрживог развоја, у Босни и Херцеговини добро напредује спровођење:

- успостављања одговарајућих механизма финансирања мјера енергетске ефикасности,
- увођења програма едукације, професионалне обуке, сертификације за развијање потребних вјештина појединаца у подручју енергетске ефикасности и коришћења обновљивих извора енергије.

Недовољан напредак односи се на сљедеће области:

- детаљне процјене могућности за развој нових система за централно гријање и хлађење који користе обновљиве изворе енергије,
- израде програма и стратегија за подстицање коришћења обновљивих извора енергије, едукација јавности и омогућавање грађанима да учествују у ОИЕ пројектима.

Савјет министара Босне и Херцеговине је у марту 2017. године усвојио Мапу пута која представља мјере и активности које треба да се предузму у Босни и Херцеговини како би се постигли циљеви постављени унутар иницијативе *West Balkan 6*. Мапа пута садржи циљеве и мјере дефинисане у наведеним документима, док су активности које треба да се спроведу у Босни и Херцеговини припремљене тако да одражавају стварну ситуацију у области реформе електроенергетског сектора. Важно је нагласити да ће се рад на достизању циљева, мјера и активности које се односе на регионална питања реализовати у координацији са Секретаријатом Енергетске заједнице, док ће спровођење „унакрсних“ мјера, и припадајуће активности реализовати надлежни домаћи учесници. У Мапи пута јасно су назначене активности чијом ће се реализацијом примијенити предвиђене мјере и остварити зацртани циљеви, те институције задужене за спровођење активности. Рок за спровођење активности из Мапе пута је јули 2018. године.

5.1.3 Законодавни оквир енергетског сектора

У наставку се налази преглед основних закона којима се нормира енергетски сектор у Босни и Херцеговини и Републици Српској. На основу ових закона донијети су правилници и технички прописи, као и подзаконски акти којима се подробније регулишу поједина питања. Осим набројаних закона, примјењују се и закони из других сектора који су уско везани за прописе енергетског сектора, попут прописа из области заштите животне средине, просторног уређења и грађења и други.

Босна и Херцеговина

1. Закон о преносу, регулатеру и оператеру система електричне енергије у Босни и Херцеговини („Службени гласник Босне и Херцеговине“, бр. 7/02, 13/03, 76/09 и 1/11),
2. Закон о оснивању Независног оператера система за преносни систем у Босни и Херцеговини („Службени гласник Босне и Херцеговине“, број 35/04),
3. Закон о оснивању компаније за пренос електричне енергије у Босни и Херцеговини („Службени гласник Босне и Херцеговине“, бр. 35/04, 76/09 и 20/14),
4. Закон о концесијама Босне и Херцеговине („Службени гласник Босне и Херцеговине“, бр. 32/02 и 56/04).

Република Српска

1. Закон о енергетици („Службени гласник Републике Српске“, број 49/09),
2. Закон о електричној енергији („Службени гласник Републике Српске“, бр. 8/08 – пречишћени текст, 34/09, 92/09 и 01/11),
3. Закон о гасу („Службени гласник Републике Српске“, бр. 22 /18),
4. Закон о цјевоводном транспорту гасовитих и течних угљоводоника и дистрибуцији гасовитих угљоводоника („Службени гласник Републике Српске“, број 52/12),
5. Закон о нафти и дериватима нафте („Службени гласник Републике Српске“, бр. 36/09 и 102/12),
6. Закон о геолошким истраживањима („Службени гласник Републике Српске“, број 110/13 и 91/17),
7. Закон о рударству („Службени гласник Републике Српске“, број 59/12),
8. Закон о обновљивим изворима енергије и ефикасној когенерацији („Службени гласник Републике Српске“, бр. 39/13, 108, 13 и 79/15)
9. Закон о енергетској ефикасности („Службени гласник Републике Српске“, број 59/13),
10. Закон о привредним друштвима („Службени гласник Републике Српске“, бр. 127/08, 58/09, 100/11 и 67/13),
11. Закон о јавним предузећима („Службени гласник Републике Српске“, бр. 75/04 и 78/11),
12. Закон о концесијама („Службени гласник Републике Српске“, број 59/13 и 16/18),
13. Закон о јавно-приватном партнерству („Службени гласник Републике Српске“, број 59/09),
14. Закон о уређењу простора и грађењу („Службени гласник Републике Српске“, бр. 40/13, 106/15 и 3/16).

5.2 Електроенергетски сектор

5.2.1 Структура тржишта електричне енергије

Тржиште електричне енергије Босне и Херцеговине карактерише доминација три вертикално интегрисана субјекта:

1. Електропривреда Босне и Херцеговине (ЕП БИХ),
2. Електропривреда Хрватске заједнице Херцег Босне (ЕП ХЗХБ),
3. Електропривреда Републике Српске (ЕРС),

При томе је у ЕП БИХ произведено ~7,2 TWh, ЕРС ~5,8 TWh, те ЕП ХЗХБ ~1,5 TWh

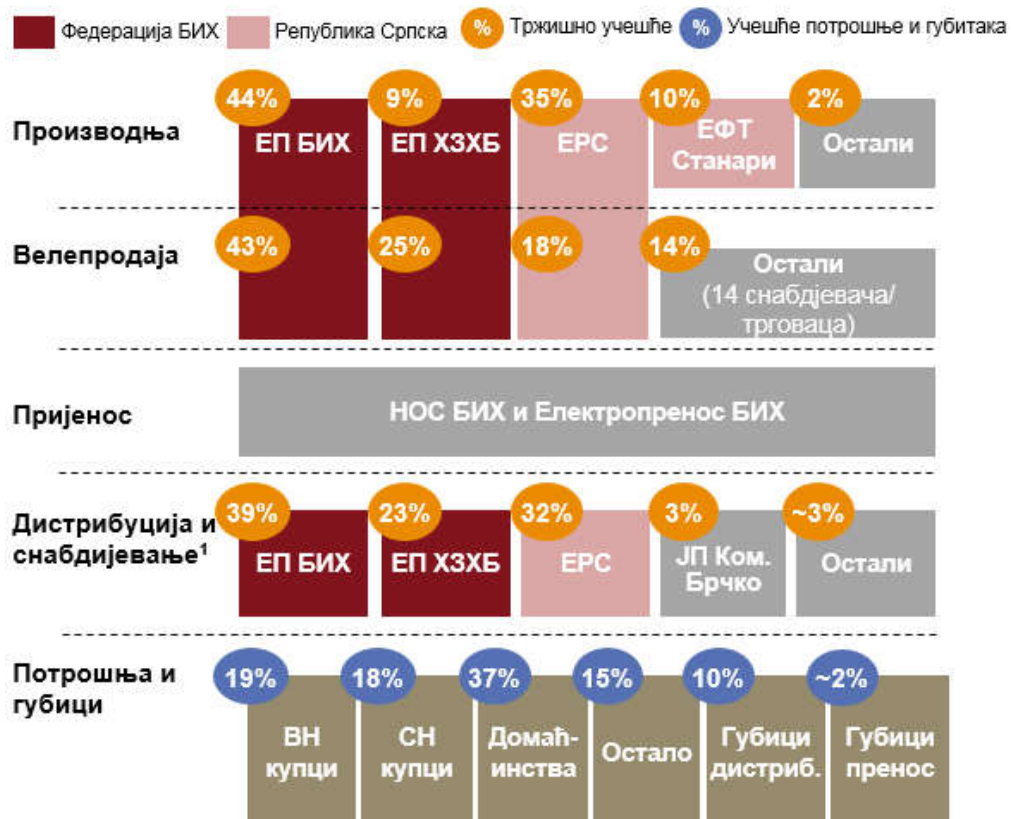
„Електропривреда Републике Српске“ је организована као мјешовити холдинг. У састав капацитета ЕРС спадају двије термоелектране: Гацко и Угљевик, уз припадајуће руднике угља, три хидроелектране: на Требишњици, Дрини и Врбасу, те четири мале хидроелектране: Богатићи, Месићи, Тишћа и Власеница.

У Републици Српској се енергија производи и у постројењима која користе ОИЕ, а која се налазе у приватном власништву и остварују подстицаје за ОИЕ – 16 малих хидроелектрана укупне снаге 40,82 MW и 38 малих соларних електрана укупне снаге 3,7 MW. Додатно, производњу електричне енергије обавља и привредно друштво „Алумина“ за властите потребе (~45 GWh у 2015). У 2016. је у ЕЕС ушла „Термоелектрана Станари“ у приватном власништву са 300 MW снаге, која тренутно продаје електричну енергију уз очекивану годишњу производњу од ~2TWh.

На велепродајном тржишту Босне и Херцеговине у 2016. трговало је 16 лиценцираних субјеката путем билатералних уговора у обиму од ~7,8 TWh. У прекограничној трговини Босне и Херцеговине је извезено ~5,3 TWh у 2016. (више за 53% у односу на 2015), гдје је учествовало 16 субјеката, а по обиму у прва три су „ЕФТ-Рудник“ и „Термоелектрана Станари“ (1.116 GWh), „GEN-и“ (828 GWh) и „Alpiq Energy BH“ (740 GWh). Надаље, у 2016. прекогранични увоз електричне енергије БиХ износио је ~1,5TWh (16% раст у односу на 2015. годину), а највећу реализацију су имали „Energy Financing Team“ (338 GWh), „BH Petrol Oil Company“ (333 GWh) и „Interenergo“ (214 GWh). „Електропренос БХ“ са ~6.330 km преносе мреже у четири оперативна подручја (Бања Лука, Сарајево, Тузла и Мостар) задужен је за пренос, одржавање и изградњу, док НОСБиХ управља радом ВН мреже, балансира тржиште ЕЕ, утврђује план развоја производње и ревидира развој преносне мреже.

Дистрибуцију електричне енергије у Републици Српској извршава пет оператера дистрибутивног система који су дио холдинга ЕРС („Електрокрајина“, „Електро-Бијељина“, „Електродистрибуција Пале“, „Електро Добој“ и „Електро-Херцеговина“). Електродистрибутивна подручја ЕРС, осим што се баве дјелатностима дистрибуције електричне енергије, посједују и дозволе за обављање дјелатности снабдијевања тарифних купаца ел. енергијом. Због ниских цијена, нарочито за категорију домаћинства, електропривреда и даље не губи значајно свој тржишни дио, јер се купци и даље доминантно снабдијевају од електропривреде. С обзиром на процес дерегулације, потребно је даље спроводити процес раздвајања дистрибуције и снабдијевања. Број купаца ел. енергије у Босни и Херцеговини износи ~1.5 милион, од чега је 552,6 хиљада у склопу „Електропривреде Републике Српске“ у 2016. години. У малопродаји су за 2016. на нивоу Босне и Херцеговине регистроване прве промјене снабдјевача код 56 купаца на дистрибутивној мрежи скупа са два купца на преносној мрежи који су набавили 321,77 GWh (~ 2,8%) од снабдјевача који немају обавезу јавног снабдијевања. ЕРС као холдинг посједује дозволу за снабдијевање и трговину, те је и он сам снабдијевао производна предузећа из састава холдинга као квалификоване купце.

Слика 5.2.1 Структура тржишта ел. енергије у Босни и Херцеговини, уз осврт на Републику Српску, 2016. година



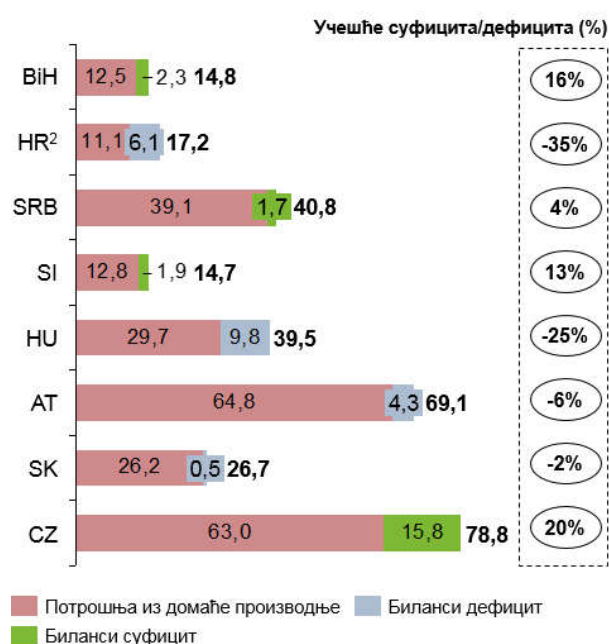
Напомена: 1) Односи се на енергију преузету са преносне мреже у 2016

Извор: ДЕРК Извјештај о раду 2016, НОСБиХ, Електропренос Босне и Херцеговине, ЕРС Извјештај о раду 2015.

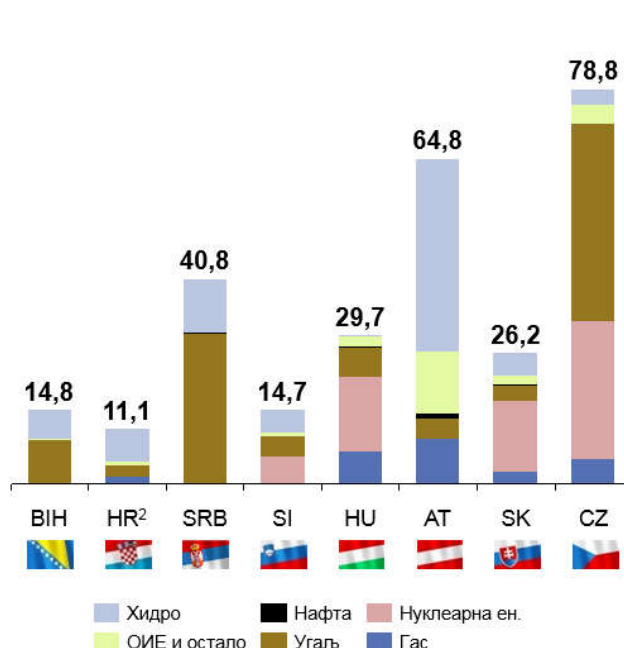
5.2.2 Инсталирана снага и производња електричне енергије

Посматрајући остварену просјечну производњу ел. енергије и просјечне билансне величине земаља у регији за период од 2010. до 2015. (Слика 5.2.2 и Слика 5.2.3), видљиво је да земље које остварују билансни суфицит, између осталог и Босна и Херцеговина, углавном садрже високо учешће угља у домаћем производном миксу. Такође, билансни дефицит земаља се у просјеку кретао од -35% за Хрватску, -25% за Мађарску, -6% за Аустрију и до -2% домаће потрошње за Словачку. Из наведеног су уочљива различита стратешка позиционирања земаља у енергетској трилеми. На примјер, тренутно позиционирање Србије и Чешке је 100% задовољење сопствених потреба и остварење суфицита кроз производни микс, који се више базира на фосилним горивима, док се Аустрија ослања на чишћи производни микс који се већински састоји од производње из хидроелектрана и обновљивих извора енергије, уз благо учешће увоза електричне енергије. За Босну и Херцеговину, те Републику Српску је карактеристично да, осим термоелектрана, има и солидан портфељ хидроелектрана као, на примјер, Хрватска и Аустрија.

Слика 5.2.2 Остварене билансне величине ел. енергије у земљама регије у TWh, просјечно за период 2010–2015. године



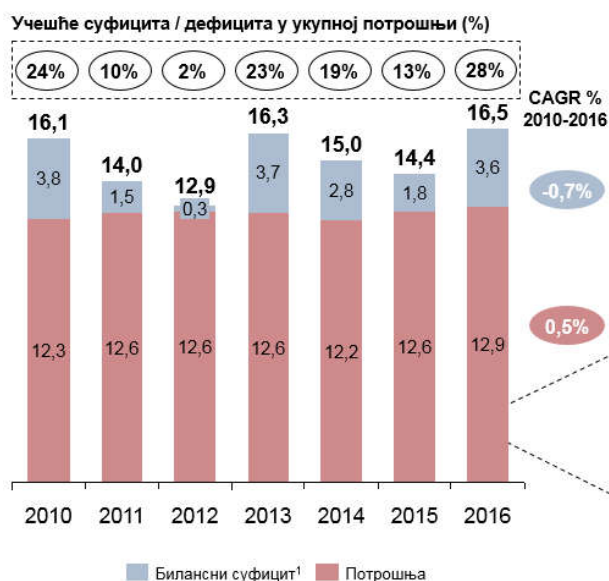
Слика 5.2.3 Производни микс домаће производње ел. енергије у земљама регије у TWh, просјечно за период 2010–2015. године



Напомена: 1) Билансни суфицит / дефицит је разлика производње и потрошње у земљи 2) За Хрватску је 50% производње Нуклеарне електране „Кршко“ дефинисано као увоз
Извор: ДЕРК Извјештај о пословању 2010 – 2015, *ENTSO-E Statistical Report 2015*, анализа Пројектног тима

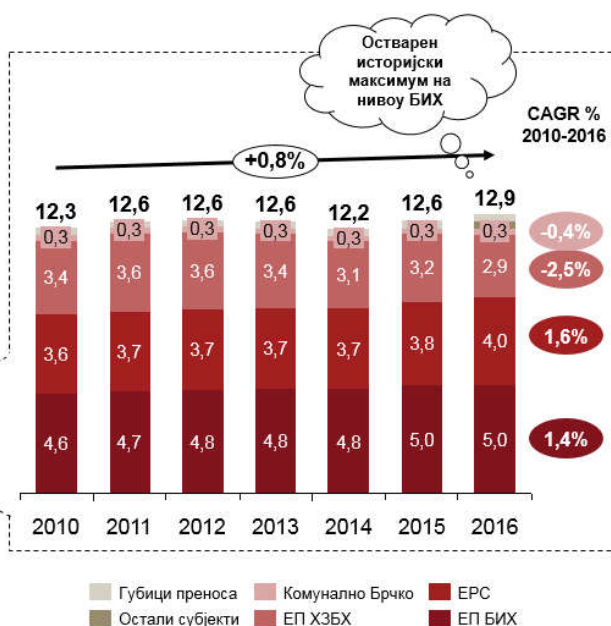
Остварени билансни суфицит у Босни и Херцеговини има волатилан карактер због утицаја хидрологије, а који није под утицајем веће домаће потрошње (Слика 5.2.4 и Слика 5.2.5). Суфицит ел. енергије на нивоу Босне и Херцеговине кретао се од 2% у 2012. години до 28% у 2016. години. Потрошња ел. енергије у Босни и Херцеговини расла је годишње просјечно 0,8% за период од 2010. до 2016. године, док се на нивоу поједине електропривреде потрошња кретала позитивним стопама у просјеку од 1,6% за ЕРС и 1,4% за ЕП БИХ по годинама. ЕП ХЗХБ остваривала је негативне годишње стопе раста потрошње ел. енергије од -2,5%, док је ЈП „Комунално Брчко“ имало благи пад потрошње ел. енергије од просјечно -0,4% годишње. На нивоу Босне и Херцеговине је у 2016. остварен историјски максимум домаће потрошње који је износио 12,9 TWh. Највећи број потрошача ел. енергије за 2016. годину је у склопу ЕП БИХ с ~5 TWh, затим ЕРС ~4 TWh, ЕП ХЗХБ 2,9 TWh, те, на крају, ЈП „Комуналног Брчко“ од 0,3 TWh. Потрошаче из Републике Српске доминантно снабдијевају привредна друштва из састава ЕРС. Такође, у 2016. години забиљежени су и остали потрошачи који се нису снабдијевали од пружалаца универзалне услуге, већ путем осталих снабдјевача у износу од ~322 GWh, односно 2,8% од укупно преузете енергије крајњих купаца у Босни и Херцеговини.

Слика 5.2.4 Остварене билансне величине за ел. енергију у Босни и Херцеговини у TWh, 2010–2016. године



Напомена. Билансни суфицит је разлика производње и потрошње у земљи
Извор: ДЕРК Извјештај о пословању 2010 – 2016, анализа Пројектног тима

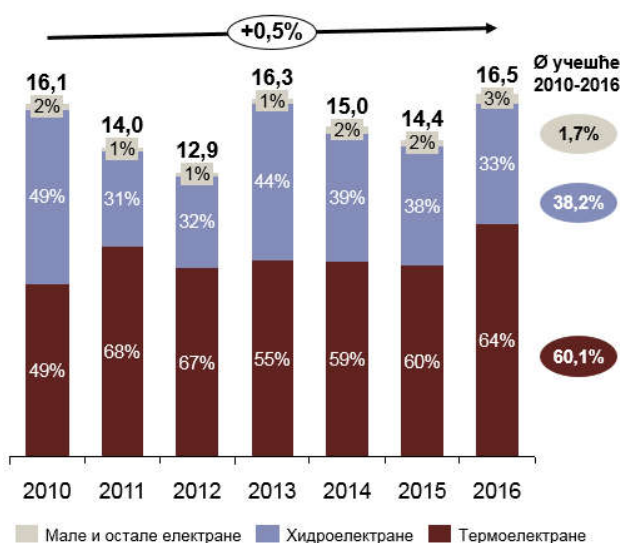
Слика 5.2.5 Потрошња ел. енергије у Босни и Херцеговини, по подручјима, у TWh, 2010–2016. године



Извор: ДЕРК Извјештај о пословању 2010 – 2016, анализа Пројектног тима

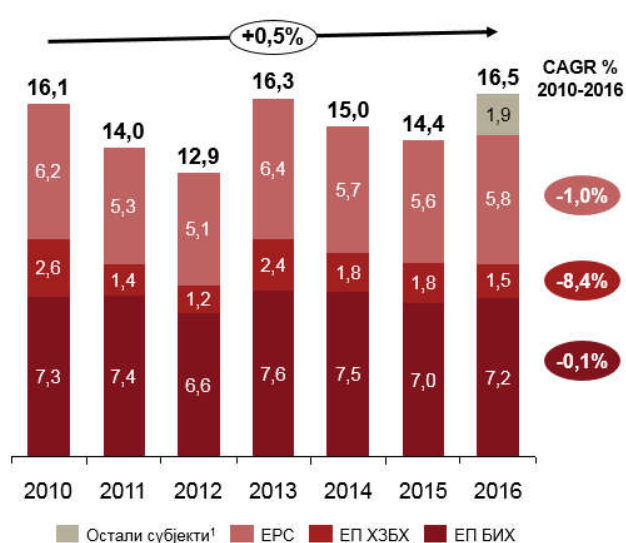
У периоду од 2010. до 2016. године, у Босни и Херцеговини су термоелектране на угаљ у просјеку имале учешће од ~60% у укупној производњи ел. енергије. Хидроелектране су, у зависности од хидрологије, имале учешће ~32% до 49%, док је у просјеку њихово учешће износило ~38% (Слика 5.2.6). Највећу производњу остварила је ЕП БИХ у износу од 6,6 TWh до 7,6 TWh, затим ЕПБ од 5,1 TWh до 6,4 TWh, а најмање учешће ЕП ХЗХБ од 1,2 TWh до 2,6 TWh производње ел. енергије у анализираном периоду. У 2016. години на тржишту су дјеловали остали субјекти изван домена електропривреда – ТЕ „Станари“ у склопу Републике Српске (1.565 GWh), хидроелектране (35 GWh), те мале и остале електране (307 GWh) на подручју Босне и Херцеговине (Слика 5.2.7).

Слика 5.2.6 Производња електричне енергије у Босни и Херцеговини, по извору у TWh, 2010–2016. године



Извор: ДЕРК Извјештај о раду 2014, 2015. и 2016. година, анализа Пројектног тима

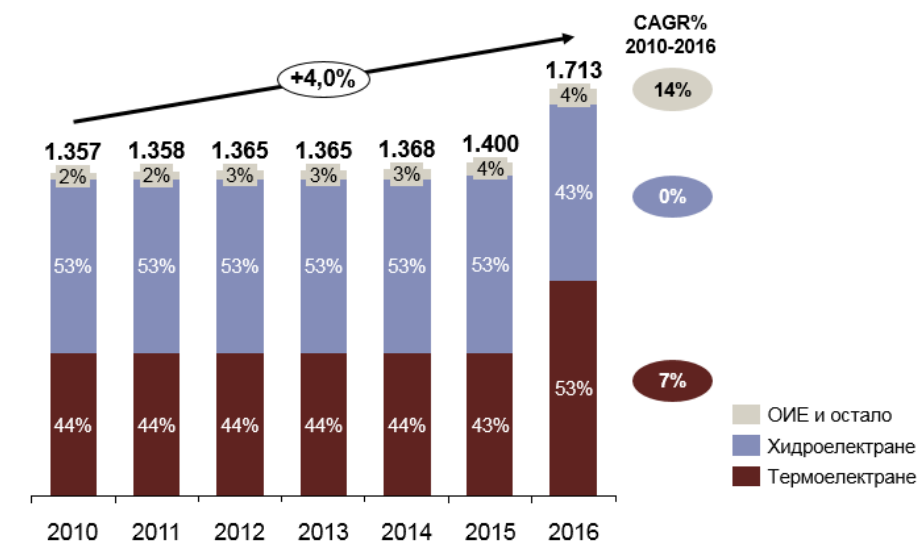
Слика 5.2.7 Производња електричне енергије у Босни и Херцеговини, по субјектима у TWh, 2010–2016. године



Напомена: 1) Под категорију остали субјекти у 2016. спадају ТЕ „Станари“ (1.565 GWh), хидроелектране (35 GWh) и мале електране изван домена електропривреда (307 GWh)
Извор: ДЕРК Извјештај о раду 2014, 2015. и 2016. година, анализа Пројектног тима

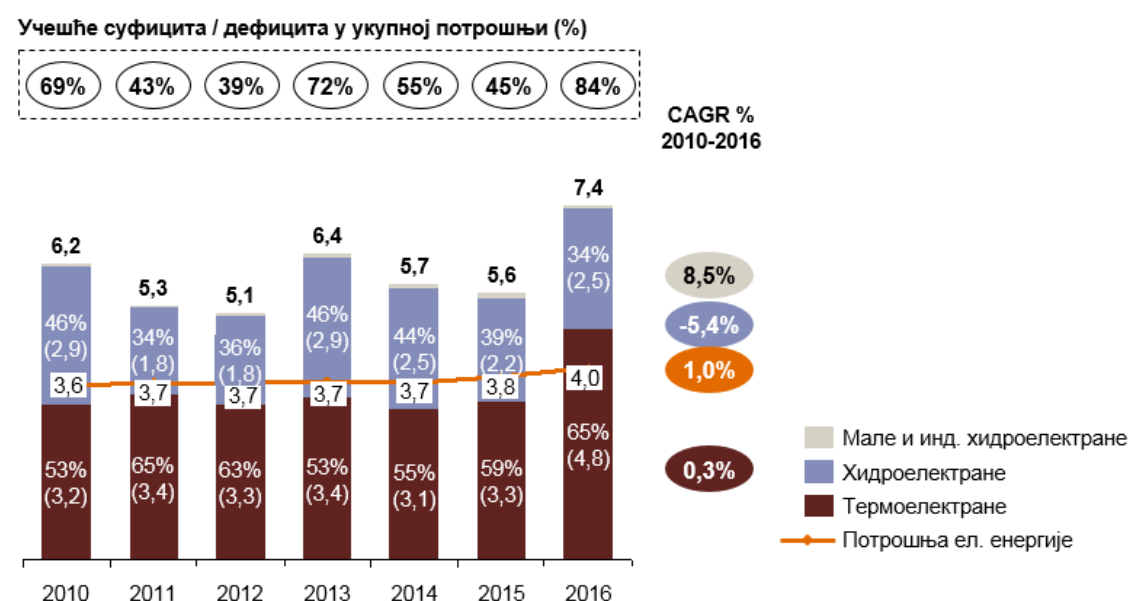
Структура инсталираних капацитета производње ел. енергије није доживјела значајне промјене у периоду од 2010. до 2016. године, осим уласка ТЕ „Станари“, а то је главни разлог пораста суфицита ел. енергије у 2016. години на нивоу Босне и Херцеговине и Републике Српске. Међутим, свако је дошло и до пораста броја нових објеката у домену обновљивих извора енергије у систему подстицаја код којих су забиљежене позитивне стопе раста инсталираних капацитета у оба ентитета. Конкретно за Републику Српску је учешће ОИЕ инсталираних капацитета у систему подстицаја износило ~4% укупног износа уз висок пораст од 14% годишње у просјеку, а то је значајан помак ако се посматрају раније године (Слика 5.2.8).

Слика 5.2.8 Инсталирани капацитети у Републици Српској, по извору у MW, 2010–2016. године



Иако међусобно оба ентитета имају врло сличне структуре портфеља, гдје већина производње долази из сектора термоелектрана, Република Српска традиционално остварује већи суфицит (Слика 5.2.9). Производња ТЕ на угаљ у 2016. за Републику Српску је износила 4,8 TWh (65% укупне производње), док је производња ел. енергије из хидросектора износила 2,5 TWh, тј. 34% укупне производње. Веће учешће сектора термоелектрана у укупној производњи приписује се уласком ТЕ „Станари“ која је допринијела у промјени трендова у односу на раније периоде за Републику Српску.

Слика 5.2.9 Производња и потрошња ел. енергије у Републици Српској у TWh, 2010–2016. године



Напомена: Хидроелектране, те мале и остале електране класификоване под категорију „остали субјекти“ у ДЕРК Извјештај о раду 2016, као ни губици у преносу нису експлицитно приказане у подјели на ентитете, док је Републици Српској придружена ТЕ „Станари“ у склопу производње

Извор: ДЕРК Извјештај о раду 2014, 2015. и 2016. године

Прегледом производног портфеља (Табела 5.2.1), Република Српска има солидан хидропотенцијал. Почетком рада ТЕ „Станари“ додатно се повећао термопортфељ, но потребно је нагласити како ТЕ „Станари“ нема

обавезу снабдијевања домаћих конзумента по Уговору о концесији. Уградњом контролне опреме, предвиђени рад ТЕ „Угљевик“ продужио се након 2035, док остаје отворено питање на који начин адресирати стратегију ТЕ „Гацко“, гдје је предвиђена замјена у 2024. години са новим постројењем „Гацко 2“ или алтернативно, престанком рада 2031. године. Такође, потребно је сагледати планирање осталих обновљивих капацитета у будућем периоду. Додатно, стварање стратешког оквира за веће искоришћавање ХЕ и ОИЕ потенцијала подразумемијева и отклањање административних и финансијских баријера на нивоу свих административних нивоа државе.

Табела 5.2.1 Преглед постојећих производних објеката по субјектима без малих и осталих електрана у Републици Српској, 2016. године

Предузеће	Објекат	Врста	Инст. снага (MW)	Производња 2016. (GWh)	Очекивани престанак рада ТЕ
ЕФТ Станари	ТЕ Станари	Лигнит	300	1.566	-
ЕРС	ТЕ Угљевик	Мрки	300	1.751	>2035
	ТЕ Гацко	Лигнит	300	1.521	2024 или 2031
	ХЕ Вишеград	Акумулација	315	1.078	-
	ХЕ Дубровник Г2	Проточна	126	717	-
	ХЕ Требиње I и II	Акумулација	188	451	-
	ХЕ Боцац	Акумулација	110	251	-
				900	4.838
				739	2.497

Напомена: Подјела електричне енергије за ХЕ Дубровник је износила 78:22 Република Српска и Хрватска, док она тренутно износи 50 : 50

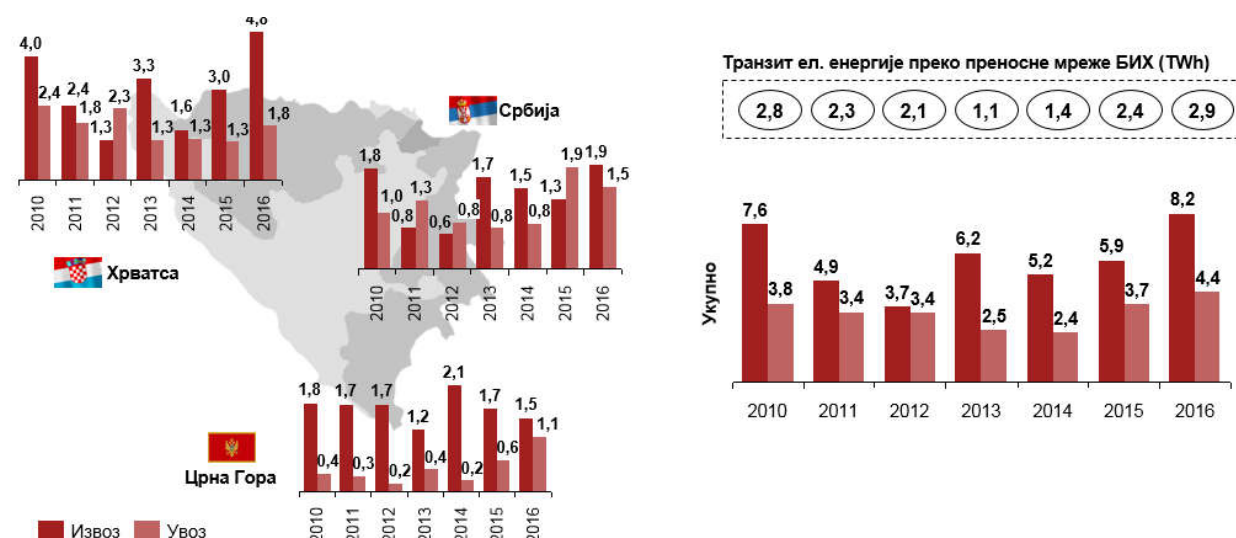
Извор: ДЕРК, НОСБиХ Индикативни план производње 2017–2026, ЕРС, РЕРС

5.2.3 Велепродајно тржиште

5.2.3.1 Тренутно стање

У сегменту прекограничне трговине, у периоду од 2010. до 2016. године, Босна и Херцеговина је остваривала салдо у смјеру извоза. Износ извоза варирао је сразмјерно осцилацији производње током наведеног периода. У 2016. години је аукцију за додјелу количина за прекограничне капацитете са Хрватском и Црном Гором организовала Канцеларија за координисане аукције у ЈИЕ (SEE CAO), а аукције са Србијом су организоване између два оператера – НОСБиХ и ЕМС. Највећи обим прекограничне размјене углавном је реализован са Хрватском, отприлике 50% укупне размјене, гдје се постизала и највиша цијена. На примјер, у 2016. години износ цијене био је 7.881 KM/MWh, што је три пута више него претходне године. Транзит електричне енергије преко преносне мреже Босне и Херцеговине углавном се креће између 2 TWh и 3 TWh годишње, изузев 2013. и 2014. године када се кретао у износима 1,1 TWh до 1,4 TWh (Слика 5.2.10).

Слика 5.2.10 Прекогранична трговина електричне енергије по границама, укључујући и регистровани транзит у Босни и Херцеговини у TWh, 2010–2016. године



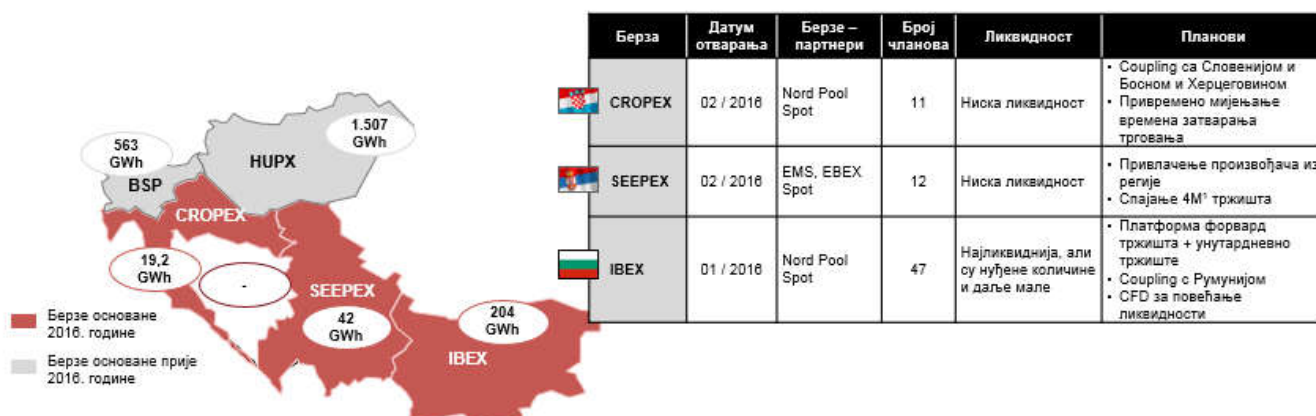
Извор: ДЕРК Извјештај о раду 2010 – 2016. година

С обзиром на то да Босна и Херцеговина још нема развијену берзу електричне енергије и аукцијски начин набавке, велепродаја се врши искључиво кроз билатералне уговоре. Од 2016. године успостављено је балансно тржиште путем тендера, док би се у будућности требало прећи на аукцијски начин набавке. С обзиром на развој берзи и важност извоза унутар регије, у Босни и Херцеговини је нужна даља институционализација велепродаје. Сусједне земље попут Хрватске, Србије и Бугарске су, у 2016. години, лансирале своје платформе за „дан

унапријед“ тржиште. Циљ ових берзи (*CROPEX*, *SEEPEX*, *IBEX*) је унијети транспарентност и ликвидност на балканско тржиште електричне енергије пружајући референтне цијене. Даљи планови берзи усмјерени су ка спајању са осталим тржиштима да би се на тај начин повећала ликвидност и као посљедица смањиле осцилације цијена.

Главне предности берзе електричне енергије су: сигурност наплате и транспарентност, успостављање референтне цијене електричне енергије, повезивање са другим тржиштима и повећање важности улоге унутардневног тржишта у будућности. У регији се у марту 2016. највећим количинама трговало на *HUPX* (Мађарска) берзи као референтној платформи за формирање цијена електричне енергије за регију, те словеначкој *BSP* берзи (Слика 5.2.11).

Слика 5.2.11 Количине на берзи за „дан унапријед“ у GWh, 1. март – 1. април 2016. године

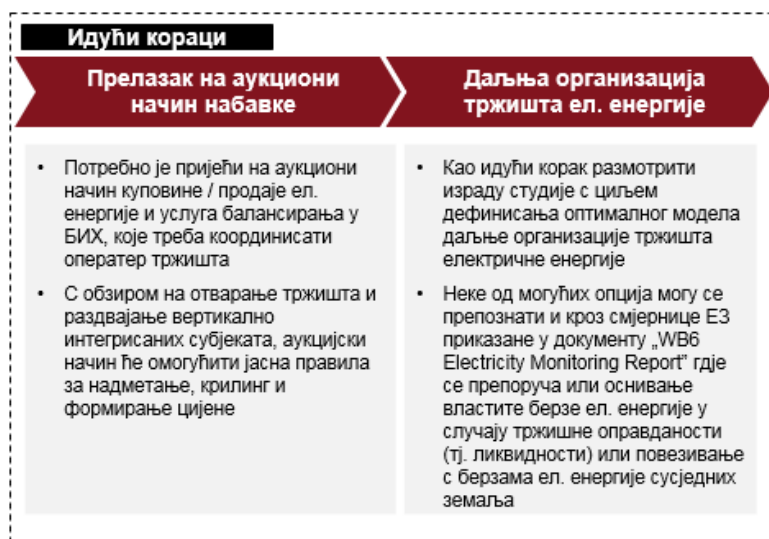


Извор: ICIS, BSP South Pool, CROPEX, IBEX, SEEBEX

5.2.3.2 Смјернице за развој велепродајног тржишта

Као што је већ споменуто у претходном поглављу, велепродајно тржиште у Босни и Херцеговини није у потпуности институционализовано, већ је уређено кроз билатералне трансакције између 27 лиценцираних снабдјевача/трговаца (компанија), од којих је активно у 2016. години било 17 субјеката (7.861,52 GWh). НОСБиХ евидентира све трансакције у вези са количинама, али не и цијене. Од 2016. се примјењује балансно тржиште, гдје се балансне услуге набављају путем годишњих, мјесечних или дневних тендера. Како би достигла идући ниво зрелости и развијености велепродајног тржишта, Босна и Херцеговина треба да спроводи аукционе моделе за куповину / продају електричне енергије, те услуге балансирања. Ради даље организације велепродајног тржишта електричне енергије у Босни и Херцеговини, потребно је размотрити да се изради студија са циљем дефинисања оптималног модела даље организације тржишта електричне енергије. На тај начин ће се остварити даље унапређење транспарентности при извршавању трансакција, као и формирање цијене електричне енергије, по узору на добре праксе у Европи и у складу са смјерницама Енергетске заједнице³ (Слика 5.2.12).

Слика 5.2.12 Смјернице развоја велепродајног тржишта



Напомена: Радна група Републике Српске у овом тренутку не види постојање потребе за успостављање берзе за електричну енергију

Извор: ДЕПК, WB - Electricity Auctions - An Overview of Efficient Practices, Energy Community Secretariat - WB6 Electricity Monitoring Report, 2016, анализа Пројектног тима

³ Energy Community Secretariat, WB6 Electricity Monitoring Report, December 2016.

5.2.4 Пренос електричне енергије

„Електропренос – Електроприенос Босне и Херцеговине“ а. д. Бања Лука је компанија, чијих је 58,89% у власништву Федерације Босне и Херцеговине, а 41,11% у власништву Републике Српске, задужена за пренос и све остале дјелатности у вези са преносом електричне енергије у Босни и Херцеговини, попут одржавања и ширења преносног система. Од 2005. године, НОСБиХ управља системом за пренос електричне енергије и балансирам тржиштем. Рад обају предузећа регулише ДЕРК-а. С обзиром на тренутно стање организационе уређености, Босна и Херцеговина би требало да преузме један од стандардних европских модела успостављања оператора преносног система. У Европи већина земаља користи модел са власничким раздвајањем (ОУ) или модел независног оператора преноса (ИТО) (Слика 5.2.13). Тренутно је у фази усвајања нови Нацрт закона о регулатору електричне енергије и природног гаса, преносу и тржишту електричне енергије у Босни и Херцеговини, којим би требало да се, између осталог, дефинише модел успостављања оператора преносног система. Потребно је истаћи приоритете за даље активности око усвајања тог закона и његове спровођења у пракси.

Слика 5.2.13 Преглед модела раздвајања ТСО-а за електричну енергију

Врста модела	Приказ	Кратак опис (избор)	Преглед ТСО модела у Европи (2016.)
Власничко раздвајање <i>Ownership unbundling (OU)</i>		- Издвојено власништво и управљачка права над транспортом (могуће мањинско власништво, али без права гласа) - У већини земаља које имају енергетске субјекте у јавном власништву, различита тијела (Министарства) задужена за управљање ТСО-ом од осталих подручја - Успоставом ОУ модела, надзорни механизми регулатора су једноставнији у односу на ИТО /ISO моделе	
Независни оператор преноса <i>Independent Transmission Operator (ITO)</i>		- ИТО модел је могућ уколико је за вријеме ступања 3. Енерг. пакета (2009), ТСО био дио вертикалног субјекта - Независност ИТО модела у организационом, пословном, ИТ и управљачком смислу од вертикалног субјекта - Потребно Надзорно тијело за доношење одлука ИТО-а који може имати утицај на вриједност имовине власника ТСО-а - Потребна номинација програма усклађености од регулатора	
Независни оператор система <i>Independent System Operator (ISO)</i>		- ИТО модел је могућ уколико је за вријеме ступања 3. Енерг. пакета (2009), ТСО био дио вертикалног субјекта - Независност ИТО модела у организационом, пословном, ИТ и управљачком смислу од вертикалног субјекта - Потребно Надзорно тијело за доношење одлука ИТО-а који може имати утицај на вриједност имовине власника ТСО-а - Потребна номинација програма усклађености од регулатора	

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

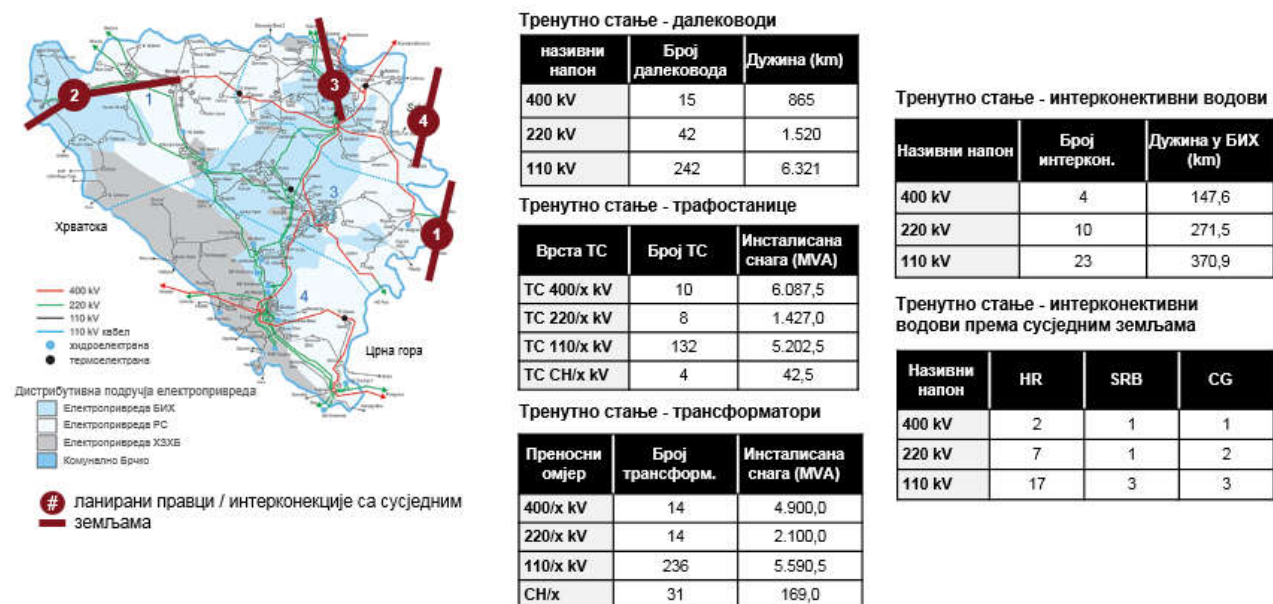
Према подацима „Електропреноса Босне и Херцеговине“, укупна даљина далековада износи 6.321 km. Према Дугорочном плану развоја преносне мреже „Електропреноса Босне и Херцеговине“ и Индикативног плана развоја производње, који је израдио НОСБиХ планирају се потребе за новим интерконекцијама у ЕЕС Босне и Херцеговине. Планирана је изградња два нова 400 kV далековада за спајање с хрватским и српским тржиштем, надоградња једног 400 kV далековада, те изградња једног 110 kV далековада према Републици Србији (Табела 5.2.2 и Слика 5.2.14). Битно је напоменути да даље планове развоја нових објеката у преносном систему треба развијати према динамици нових производних објеката, анализи токова снаге и критеријума сигурности, што је и била досадашња пракса „Електропреноса Босне и Херцеговине“.

Табела 5.2.2 Планиране интерконекције преносне мреже Босне и Херцеговине

	Пројект	Опис	Смјер		Тренутни статус	Пуштање у рад	Коментар
1	Пројект 227 ЦСЕ8 – 627	Нови ДВ 2x 400 kV	SRB (Бајина Башта)	BA (Вишеград)	Трилатерална регионална студија изводљивости	2022.	- Циљ пројекта је повећање преносног капацитета унутар регије те олакшање размјене енергије између СИ и ЈЗ дијела Европе - Део Трансбалканског коридора (PECI пројект¹)
2	Пројект 136 ЦСЕ1 - 227	Нови ДВ 400 kV и припадајуће ДВ поље 400 kV	BA (Бања Лука)	HR (Лика/Бриње)	Постигнут договор између ХОПС-а, НОСБиХ и Електропреноса Босне и Херцеговине о покретању иницијативе према ЕУ фондовима	2022.	- Овај пројект доприноси повећању прекограничног преносног капацитета - Интеграција тржишта и ОИЕ између ХР и Босне и Херцеговине, те већа флексибилност мреже
3	Пројект 241	Надоградња ДВ 400 kV	BA (Тузла/ Градачац)	HR (Ђаково)	У фази разматрања, и постоји потреба за предстудију изводљивости	2030.	- Циљ пројекта је замјена постојећих интерконективних водова са 220 kV на 400 kV. - Интеграција тржишта и ОИЕ између ХР и Босне и Херцеговине те већа флексибилност мреже
4	-	Изградња ДВ 110 kV	BA (Сребреница)	SRB (Љубовија)	Планирано на основу билатералног споразума Србије и Босне и Херцеговине	2019.	- Пројект није уврштен на листе пројеката од значаја - Изградњом би се ријешили проблеми у мрежама Босне и Херцеговине и Србије

Напомена: 1) *Project of Energy Community interest* – односи се на пројекте који се налазе на листи за 2016. годину, а који су потпомогнути од стране Европске енергетске заједнице
Извор: ENTSO-E TYNDP 2016 Project Sheets, ДЕРК Извјештај о раду 2015, Електропренос Босне и Херцеговине – Дугорочни план развоја преносне мреже 2017.-2026. Књига I, Електропренос Босне и Херцеговине

Слика 5.2.14 Приказ тренутног стања и планираних интерконективних водова преносне мреже Босне и Херцеговине са сусједним земљама



Извор: ENTSO-E TYNDP 2016 Project Sheets, ДЕРК Извјештај о раду 2015, Електропренос Босне и Херцеговине

Губици у преносној мрежи су на врло задовољавајућим нивоима, у 2016. години су износили 1,77%, а то је у рангу развијених европских електроенергетских система. У односу на расположиву енергију на преносној мрежи, која је у 2016. години била већа у односу на 2015. годину, остварени су мањи губици (Слика 5.2.15 и Слика 5.2.16). Распоживост система на основу неиспоруцене енергије је у последње три године на нивоу од око 99,98%.

Слика 5.2.15 Губици у преносној мрежи у %, 2014–2016. године



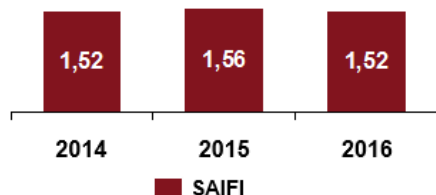
Извор: Електропренос Босне и Херцеговине

Слика 5.2.16 Распожива енергија у преносној мрежи у GWh, 2014–2016. године



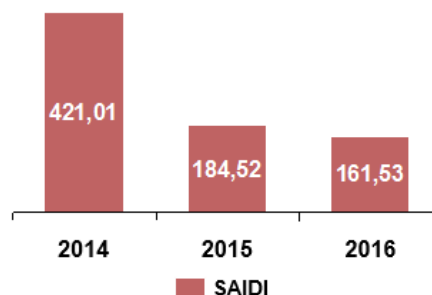
За преносну мрежу у 2016. години је трајање прекида напајања по купцу (SAIDI) било 161,53 минуте, а број прекида по купцу (SAIFI) 1,52. SAIFI показатељ је у последње три годину на готово истом нивоу, док је SAIDI показатељ највећи био у 2014. години, чему су узрок биле поплаве те године.

Слика 5.2.17 SAIFI показатељ на преносној мрежи у броју прекида по купцу, 2014–2016. године



Извор: Електропренос Босне и Херцеговине

Слика 5.2.18 SAIDI показатељ у минутама, 2014–2016. године



Према процјенама Дугорочног плана развоја преносне мреже 2017–2026. године, укупна потребна средства за инвестирање у развој преносне мреже износе 825,44 милиона КМ (~419,8 милиона EUR). За изградњу нових објеката је потребно уложити 206,12 милиона КМ (~104,83 милиона EUR), док ће за изградњу нових интерконективних водова бити потребно 89,99 милиона КМ (~45,77 милиона EUR). Средства у износу од 529,33 милиона КМ (~269,22 милиона EUR) намијењена су за: уз изградњу нових, планира се и реконструкција/санација и проширење постојећих објеката и далековода. Додатно, на нивоу цијеле Босне и Херцеговине планирана је и уградња пригушница с циљем рјешавања појаве високих напона на 400 kV и 220 kV нивоима. Додатно, планирана је и обнова ТК и SCADA система у диспечерским центрима оперативних подручја.

Минимум критеријума који морају бити задовољени приликом израде Дугорочног плана развоја преносне мреже дефинисани су Мрежним кодексом. Осим ових општих критеријума код израде Дугорочног плана развоја преносне мреже 2017–2026. поштовани су и други критеријуми (стандардни критеријуми планирања који се користе код израде оваквог типа докумената) које је дефинисао „Електропренос – Електропријенос БиХ“, а потврдио НОСБиХ. Ови критеријуми се, прије свега, односе на изградњу нових објеката преносне мреже, примјену критеријума сигурности (n-1) приликом спровођења анализа токова снага и напонских прилика, те на дозвољено оптерећење и животни вијек појединачних елемената преносне мреже. Приликом израде поштован је и принцип планирања који је усвојила Скупштина акционара „Електропреноса – Електропријеноса БиХ“ по којем се инвестирање у преносну мрежу на подручју два ентитета мора реализовати, поштујући капитал однос у „Електропреносу – Електропријеносу БиХ“ (Федерација БиХ – 58,89%; Република Српска – 41,11%).

Поред података дефинисаних Мрежним кодексом Дугорочни план развоја преносне мреже 2017–2026. године садржи и: анализу напонских прилика у преносној мрежи на основу процјене истовременог максималног оптерећења преносне мреже користећи критеријум сигурности (n-1), анализу напонских прилика у преносној мрежи на основу процјене истовременог минималног оптерећења преносне мреже за нормално уклопно стање, преглед планираних нових интерконекција према сусједним системима, прорачун преносних капацитета уз уважавање динамике изградње нових интерконекција, процјену расположивих средстава за реализацију потребних инвестиција.

5.2.5 Дистрибуција и снабдијевања

Један од циљева документа је и даље подстицање модернизације дистрибутивног система у Републици Српској, те је у том контексту потребно наставити усклађивати регулаторни и законски оквир. Стратешки оквир даљег развоја базира се на четири главне смјернице:

1. Усклађење са ЕУ директивама и енергетским пакетима,
2. Унапређење регулаторних механизма са циљем подстицања ефикасности и квалитета, као и односа према тржишним учесницима,
3. Смањивање губитака у мрежи и повећање квалитета снабдијевања,
4. Флексибилни и технолошки модерни ОДС-ови као основа за модернизацију енергетског сектора.

5.2.5.1 Преглед статуса издавања електродистрибутивне дјелатности

На нивоу Републике Српске потребни су даљи кораци у усклађивању тржишта електричне енергије са законима о електричној енергији, те с Директивом 2009/72/ЕЦ о заједничким правилима за унутрашње тржиште електричне енергије. За разлику од осталих електропривреда, ЕРС има раздвојене све дјелатности, осим снабдијевања која је потпуно интегрисана у електродистрибутивни субјекат. Стога је потребно створити законски оквир за почетак процеса издавања дјелатности снабдијевања од мрежне дјелатности (Табела 5.2.3).

Табела 5.2.3 Статус издавања електродистрибутивне дјелатности у Републици Српској

	МХ ЕРС
Тип субјекта	Вертикално интегрисан
Дјелатност дистрибуције у оквиру ЕП	ДА
Статус/организација дјелатности дистрибуције	
Правно издвојена	✓
Организационо/функцијско издвојена	✓
Рачуноводствено издвојена	✓
Издвојено снабдијевање од мрежне дјелатности	X
Потребно усклађивање са ЕУ директивама	ДА

1) Сами МХ ЕРС као холдинг има дозволу за трговину и снабдијевање електричном енергијом за разлику од дистрибуцијских предузећа. Дакле, холдинг за разлику од дистрибутивних предузећа има могућност снабдијевати квалификоване купце.

Извор: Радна група Републике Српске, анализа Пројектног тима

5.2.5.2 Регулаторни модел

Стандардни регулаторни модели за дистрибуцију електричне енергије су приходовни или цјеновни „цап“ модел. Међутим, европски регулатори стављају све већи фокус на развој и квалитет дистрибуције кроз различите механизме у склопу методологије формирања тарифа за дистрибутере.

Табела 5.2.4 Индикативно поређење кључних карактеристика регулаторних модела

	 Нјемачка	 Чешка	 Пољска	 Словачка	 Румунија	 Грчка
Регулаторни модел	Приходовни „сар“ Потицајни модел	Приходовни „сар“ Потицајни модел	Приходовни „сар“ Трошкови модел	Цјеновни „сар“	Цјеновни „сар“	Приходовни „сар“ Комбинован модел
Допуштени САРЕХ	н/а	610 мил. EUR за цијели сектор (2012.)	1,4 млрд. EUR за цијели сектор (2012.)	У формули (корективни фактор за мање инвестиције)	Одобрава регулатор на почетку рег. періода	320 мил. EUR за цијели сектор (2011.)
Допуштени поврат	5,90%	7,923%	8,9%	6,04%	10%	8%
Регулаторни период	5	5	4	5	5	1
Ревидирање услова	Не	У случају промјене тржишних или екон. услова	Не	Могућа прилагодба цијена	Да	Не
Захтјеви за квалитетом	Да	Да	Не	Да	Да	Не
Оправданост инвестиција	Ex-post евалуација кроз „benchmark“	Не	Ex-post евалуација за сљедеће рег. период	Пенализација неадекватних инвестиција	Не	Не
Остало	R&D финансиран од стране државе „Benchmark“	Не	Мјерење третирано са засебним WACC фактором	Не	50-70% губитака преноси се на купце, док остало сноси ОДС	Не

Извор: анализа Пројектног тима, „Tariff Benchmark Study“ - European Commission 2015.

Неки од изабраних механизма су захтјеви за квалитетом од стране регулатора, те екс-пост евалуација инвестиција дистрибутера кроз компаративно поређење, тј. „*benchmark*“, или чак пенализација субоптималних инвестиција. Додатно, у одређеним земљама регулатор захтијева од дистрибутера и додатни фокус на унапређење оперативног пословања, на примјер у Румунији 50% до 70% губитака се преноси на купце, док остатак губитака сноси ОДС (Табела 5.2.4). С обзиром на приказане европске праксе, у наредном периоду може се очекивати додатно сазријевање регулатора и нови притисци на пословање и резултат. У складу са тим, на слици ниже дат је преглед будућих очекиваних промјена у методологији формирања тарифа који ће свакако створити нове притиске на оператере дистрибутивног система и тражити њихове веће квалитете и ефикасности. Кључне промјене у тарифним методологијама, односно регулисању ОДС-ова, очекују се кроз ревидирање инвестиционих одлука, ревидирање оперативне ефикасности, ревидирање стопе поврата, ревидирање оперативних трошкова и оправданих дистрибутивних губитака (техничких и нетехничких), те увођење нових показатеља у методологији (Слика 5.2.19).

Слика 5.2.19 Потенцијалне промјене у методологији тарифирања

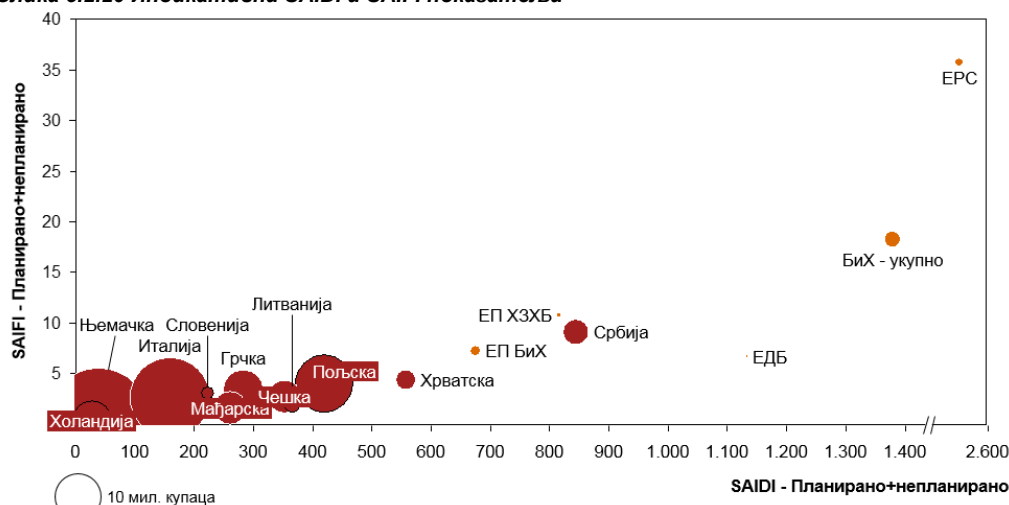
Ревидирање инвестиционих одлука (притисак на CAPEX и RAB)	Ревидирање оперативне учинковитости (притисак на OPEX)	Ревидирање стопе поврата (притисак на WACC)	Увођење нових показатеља у методологију (притисак на квалитет)
- Регулатор ће у средњем року дефинисати и построжити критеријуме/услове: - Прикључења ОИЕ - Квалитете напајања - Учинковитости мреже - Захтијеване технологије - Горе наведено иницираће растazine инвестиција, а тиме и фокус регулатора на инвестиције и структуру имовине	- Регулатор може иницирати нове алате за ревидирање трошковне учинковитости попут: - Ревидирање OPEX структуре „Benchmark“ анализе - Стриктнији OPEX критериј - Остало („Ad-hoc анализе“) - Примјена таквих алата ставља притисак на оправданост оперативних трошкова	- Сазријевањем регулатора постоји могућност властитог израчуна тржишно оправданог поврата (WACC) - Редефинисан поврат може одступати од очекивања власника те иницирати потребу за провођење мјера повећања учинковитости	- Регулатор би у средњем року могао увести критеријуме везане уз квалитет напајања: - Квалитет напона - Квалитет снабдијевања/прекиди (SAIDI, SAIFI и сл.) - Квалитет односа с купцима - Показатељи испод дефинисаних увјета могли би довести до санкција и пенала за ОДС субјекте

Извор: анализа Пројектног тима

5.2.5.3 Индикативни SAIFI и SAIDI показатељи, те губици у дистрибутивној мрежи

Упоредјујући дистрибутивну мрежу Републике Српске са осталим земљама Европе, видљиво је да постоји могућност додатног унапређења стања у Електропривреди Републике Српске, нарочито у сегменту управљања квалитетом снабдијевања, те смањењу дистрибутивних губитака у појединим подручјима и увођењу „паметних“ мрежа.

Слика 5.2.20 Индикативни SAIDI и SAIFI показатељи



Напомена: Показатељи за електропривреду ЕП БиХ, ЕП ХЗХБ и ЕРС су за 2015. годину, за ЕДБ су за 2012, док су за остале земље за 2013. годину

Извор: CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply, South East European Distribution System Operators Benchmarking Study, ФЕРК Извјештај о раду 2015, РЕРС Извјештај о раду 2015, подаци достављени од стране Брчко Дистрикта Босне и Херцеговине

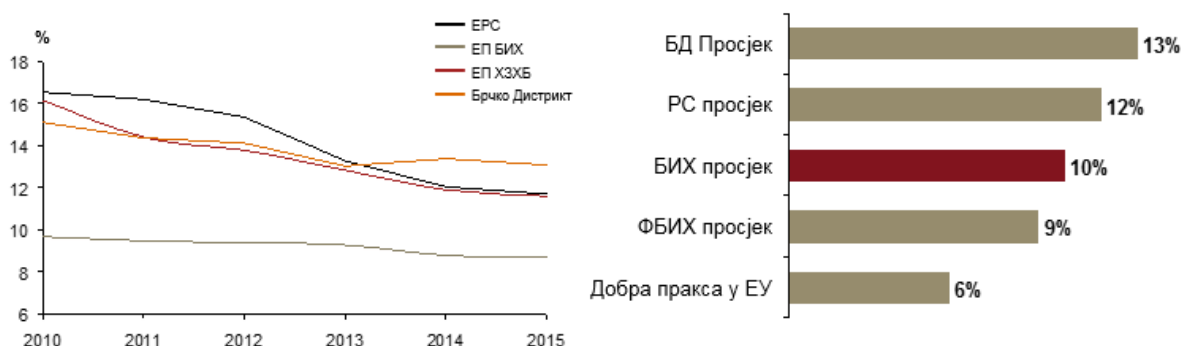
Поузданост напајања је један од елемената квалитета снабдијевања. Два најчешћа показатеља која се користе за процјену поузданости напајања електроенергетског субјекта су *SAIDI* (енгл. *System Average Interruption Duration Index*) и *SAIFI* (енгл. *System Average Interruption Frequency*). *SAIDI* означава просјечно трајање прекида напајања по купцу на нивоу система током године и изражава се у минутима или сатима по купцу. *SAIFI* означава просјечан број прекида напајања по купцу у току године, а изражава се као број прекида по купцу. За ЕРС и остале упоредне електропривреде, из других земаља прикупљени су подаци за *SAIDI* и *SAIFI* показатеље за све напонске нивое дистрибутивне мреже, те су у обзир узети и планирани и непланирани прекиди.

За ЕРС је у 2015. години просјечно трајање прекида напајања по купцу (*SAIDI*) било 2.554,2 минуте, а број прекида по купцу (*SAIFI*) 35,8. Упоредјујући показатеље са земљама у регији и остатку Европе, Република Српска има знатно веће износе за *SAIDI* и *SAIFI* показатеље, те постоји велик простор за побољшање (Слика 5.2.20).

Осим броја и трајања прекида, анализирају се и губици електричне енергије у дистрибутивној мрежи за све напонске нивое. Ниво губитака ЕРС-а у 2010. години био је 16,5% а до 2015. године тај износ смањено се на 11,7%, а то је значајан помак. Узимајући у обзир све електропривреде у Босни и Херцеговини, у 2015. години просјек губитака електричне енергије у дистрибутивној мрежи износио је 10%. Упркос позитивном тренду смањивања губитака, Босна и Херцеговина (и Република Српска) и даље остварују значајне губитке у својој мрежи у односу на остале земље Европе. Иако су прецизни квантитативни циљеви и динамика дио акционих планова, приједлог је да се кроз овај документ дефинише амбиција смањења дистрибутивних губитака на 9,5% до 2020. године, те на 6,5% до 2035. године. Кључни механизми за остваривање тих циљева су следећи:

- реконструкција постојеће мреже, модернизација старих трансформатора и типизација,
- оптимизација дизајна нове мреже и прелазак на 20 kV напонски ниво,
- примјена савремених система мјерења енергије (AMP) и аутоматизација мрежа,
- смањење комерцијалних (нетехничких) губитака.

Слика 5.2.21 Поређење дистрибутивних губитака у Босни и Херцеговини с осталим земљама, 2015. година



Извор: ЕПС годишњи извјештај 2015, ЕП БИХ, ЕП ХЗХБ, Eurostat

5.2.5.4 Трансформација оператора дистрибутивног система

У средњем року потребно је ставити нагласак на развој модерне инфраструктуре и увођење нових технологија код оператора дистрибутивног система.

Иако се данас интензивирају активности спајања „дистрибуисане производње и енергије“ на мрежу, ОДС-ови у својој структури доминантно имају тзв. наслијеђену мрежу. Према инвестиционим показатељима, основне активности ОДС-ова су одржавање, реконструкција и замјена постојеће инфраструктуре да би се остварила што боља поузданост. У тој фази, ОДС-ови су организационо и даље релативно специјализовани према типовима/елементима физичке имовине. Управљачки, главну активност представља процес инвестиционог планирања, односно буџетирања, без свеобухватне стратегије и филозофије управљања имовином (енгл. *asset management*). У тој, првој фази, поузданост је кључан индикатор успјешности и кључни критеријум инвестиционих одлука, а ефикасност система и агилност процеса секундарни.

Друга фаза развоја ОДС-ова је фаза у коју сада улази ОДС Републике Српске. Интензивирају се активности дигитализације инфраструктуре, техничке и ИТ интеграције, те прилагођавања теренских активности и процеса, примарно у домену одржавања, кварова и управљања мрежом (енгл. *dispatching*). У овој фази се интензивирају активности интеграције извора дистрибуисане енергије, а то захтијева прилагођавање организације, процеса и односа са кључним учесницима на тржишту. Прилагођавање организације поновно је јасно видљиво у највећем и радно интензивном сегменту одржавања и кварова, гдје се мијења приступ организацији рада, те кроз увођење основних ИТ рјешења за ОДС компаније паралелно постиже већа ефикасност рада уз већи квалитет снабдијевања. С друге стране, све већи фокус ставља се на изградњу модерне функције управљања имовином која има задатак ефикасно алоцирати инвестиционе буџете, те планирати развој мреже. Такве активности могуће су једино уз стално и структурирано прикупљање и обраду података о мрежи, те њихову обраду кроз стандардна ИТ рјешења за управљање имовином. Улагања у технологију, у овој фази, доводе до бржих и већих поврата на инвестицију, будући да се парадигма управљања мрежом суштински мијења – из линеарних система у децентрализоване системе. Ипак, динамика спровођења нових технологија попут напредних бројила, иако доноси оперативне уштеде, треба да буде планирана на начин да балансира између модернизације cjелокупног

система, финансијских могућности и оправданости за инвеститора. Будући да се и ОДС мора интензивно мијењати у складу са великом трансформацијом читавог електроенергетског сектора, важно је наметнути став да је модеран, ефикасан и квалитетан ОДС, уз оператера преноса, кичма електроенергетског система, чија ће модернизација у великој мјери диктирати темпо модернизације читавог сектора.

Затим, слиједи фаза даље еволуције и увођења интелигентне мреже и контроле у стварном времену. Напредна инфраструктура уводи се и на нисконапонским нивоима, а то ће омогућити пуно ефикасније дигитално управљање мрежом са прецизнијим и бржим изласцима на терен. Такви алати и методе биће од све веће важности за оптимизацију управљања мрежом, напонима и оптерећењима. Знања и компетенције које ће ОДС компаније морати градити базираће се на снажним ИТ и технолошким знањима, а модерни ОДС-ови биће потпуно спремни за омогућавање нових пословних модела, те производа и услуга „иза бројила“ (Слика 5.2.22).

Слика 5.2.22 Импликације дигиталних мрежа на стратешко позиционирање на тржишту

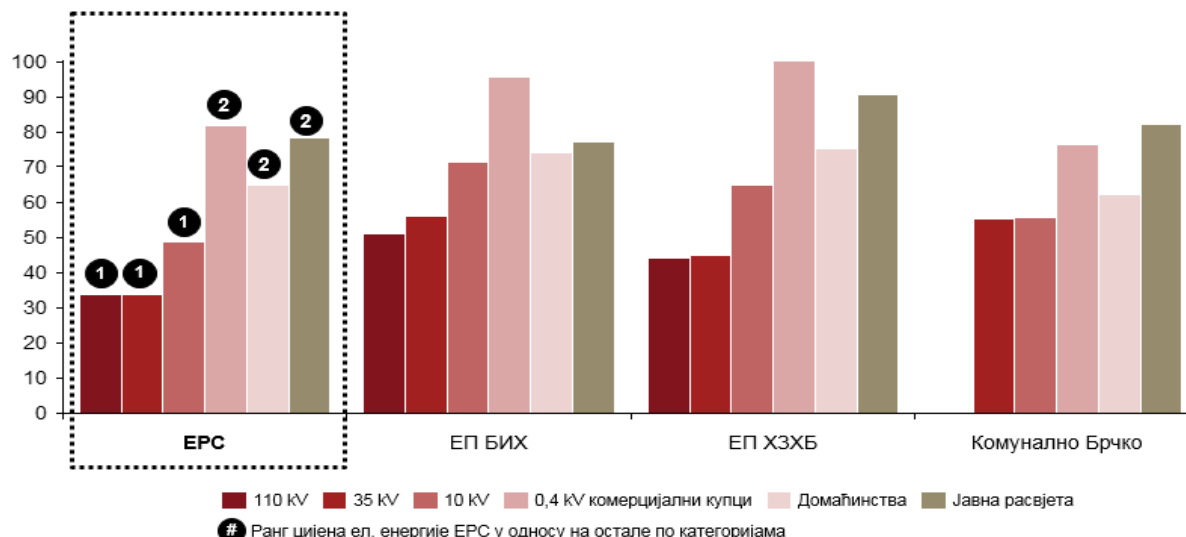
Наслијеђена мрежа		„Дигитална мрежа“	„Интелигентна мрежа“
- Фокус на физичку имовину - Специјализовани „workforce“ за елементе физичке имовине - Фокус на буџетирању - Управљање имовином је мала организацијска јединица		- Коришћење дигиталне инфраструктуре - Интеграција система - Технички „workforce“	- Интелигентна мрежа - Мониторинг и контрола у стварном времену „E2E“ дигитална интеграција управљања имовином према стању и предикцији „Workforce“ базиран на системским знањима
Фаза 1		Фаза 2	Фаза 3
Поузданост		Дигитализација	Интелигенција
Управљање суставом - Хармонизација DSO и TSO планова Унапређење мреже: - Изградња нове мреже - Реконструкције и/или замјене дотрајале инфраструктуре - Инвестиције према факторима поузданости (учесталости кварова) и потребе за капацитетима		Повезивање дистрибуисане енергије на мрежу - Интеграција извора дистрибуисане производње Мјерење нове генерације (AMI/AMR) - Комуникацијска инфраструктура за напредна мјерења и мјерне системе (напредна мрежа и бројила)	Мониторинг, контрола и аутоматизација - Еволуција напредне мреже Интелигентне апликације - Увођење интелигентне контроле и управљања у НН
			Платформа за нове услуге - Управљање потражњом и оптерећењем - Апликације „иза бројила“

Извор: анализа Пројектног тима

5.2.6 Цијене електричне енергије

У Републици Српској, али и читавој Босни и Херцеговини, највећу цијену електричне енергије плаћају комерцијални купци на напонском нивоу од 0,4 kV, док најнижу цијену плаћају купци на 110 kV и 35 kV напонском нивоу. Цијене електричне енергије за потрошаче „Електропривреде Републике Српске“ најпогодније су у односу на остале електропривреде (Слика 5.2.23). Нивои цијена електричне енергије у Босни и Херцеговини уопштено су, већ дуги низ година, веома ниске у односу на цијене у остатку регије. Међутим, у задњих неколико година постоји тенденција благог пораста цијена, док цијене електричне енергије у широј регији⁴ биљеже благи пад.

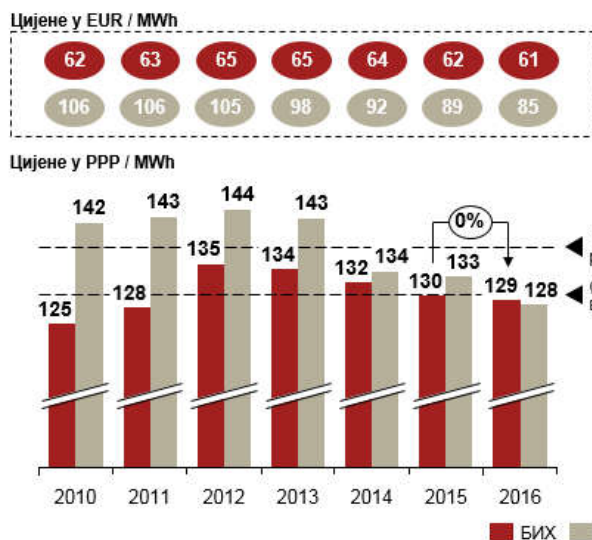
Слика 5.2.23 Просјечна цијена електричне енергије у електропривредама у EUR/MWh, 2016. година



Напомена: Цијене су изражене без ПДВ-а
Извор: ДЕРК Извјештај о раду 2016.

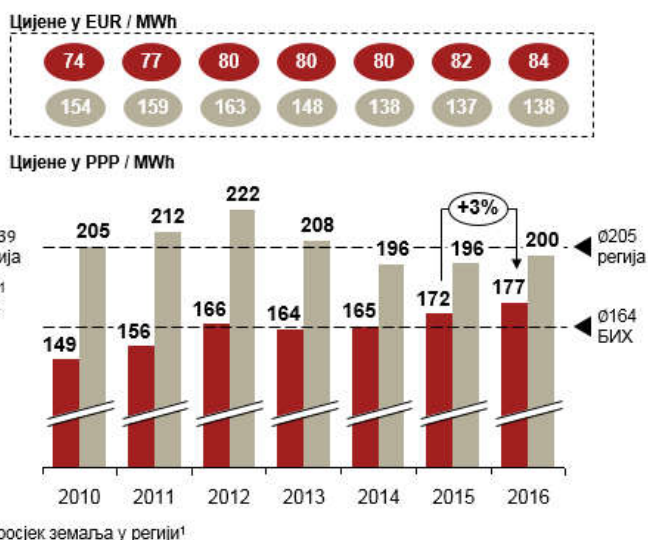
Цијене електричне енергије без ПДВ-а и пореза за индустрију су 2016. године у Босни и Херцеговини износиле 61 EUR/MWh, те није било значајних промјена у односу на пријашње године. За поређење, 2010. године просјечна цијена електричне енергије у регији била је 106 EUR/MWh, а 2016. године 85 EUR/MWh, што су знатно већи износи од цијена у Босни и Херцеговини. Уколико се цијене електричне енергије прерачунају према критеријуму паритета куповне моћи (енг. PPP – Power Purchase Parity), тј. животног стандарда поједине земље, видљиво је како постоји својеврсно конвергирање и смањење јаза цијена између Босне и Херцеговине и регије (Слика 5.2.24).

Слика 5.2.24 Цијене електричне енергије за индустрију у широј регији, без ПДВ-а и намета у PPP и EUR/MWh, 2010–2016. године



Напомена: За индустрију је узета категорија купаца ИЦ: 500 MWh < потрошња < 2.000 MWh
Извор: Eurostat, анализа Пројектног тима

Слика 5.2.25 Цијене електричне енергије за домаћинства у широј регији, укупна цијена у PPP и EUR/MWh, 2010–2016. године



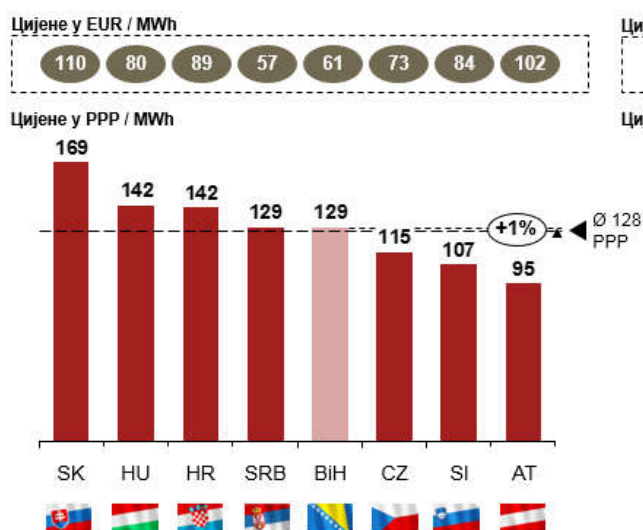
Напомена: За домаћинства је узета категорија купаца ДЦ: 2.500 kWh < потрошња < 5.000 kWh
Извор: Eurostat, анализа Пројектног тима

⁴ Шира регија односи се на сљедеће земље: Аустрија, Словачка, Мађарска, Чешка, Словенија, Хрватска и Србија.

Цијене електричне енергије за домаћинства су, такође, ниже од просјека регије. Од 2010. године се цијена електричне енергије кретала између 74 и 84 EUR/MWh, с тиме да је цијена у 2016. године имала највиши износ од 84 EUR/MWh. За тај исти период, просјечна цијена електричне енергије за домаћинства у регији износила је 138 EUR/MWh. Гледајући цијене према паритету куповне моћи, видљив је благи узлазни тренд за Босну и Херцеговину, док је за регију био карактеристичан благи пад. Међутим, цијене у Босни и Херцеговини су и даље на врло ниским нивоима (Слика 5.2.25).

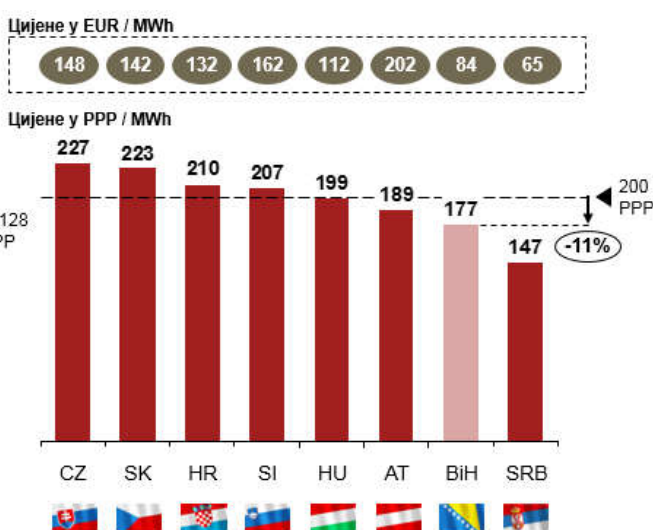
Посматрајући цијене за 2016. годину по појединим земљама, индустријски потрошачи имају цијене које су у рангу с просјеком шире регије, док су цијене за домаћинства у Босни и Херцеговини ниже од просјека за 11%, гдје је само Србија имала ниже цијене од Босне и Херцеговине (Слика 5.2.26 и Слика 5.2.27). У наредном периоду потребно је радити на сталном унапређењу ефикасности производних објеката и конкурентности цијена производног микса на либерализованом тржишту.

Слика 5.2.26 Цијене електричне енергије за индустрију у широј регији, без ПДВ-а и намета у PPP и EUR/MWh, 2016. година



Напомена: За индустрију је узета категорија купаца ИЦ: 500 MWh < потрошња < 2.000 MWh
Извор: Eurostat, анализа Пројектног тима

Слика 5.2.27 Цијене електричне енергије за домаћинства у широј регији, укупна цијена у PPP и EUR/MWh, 2016. година



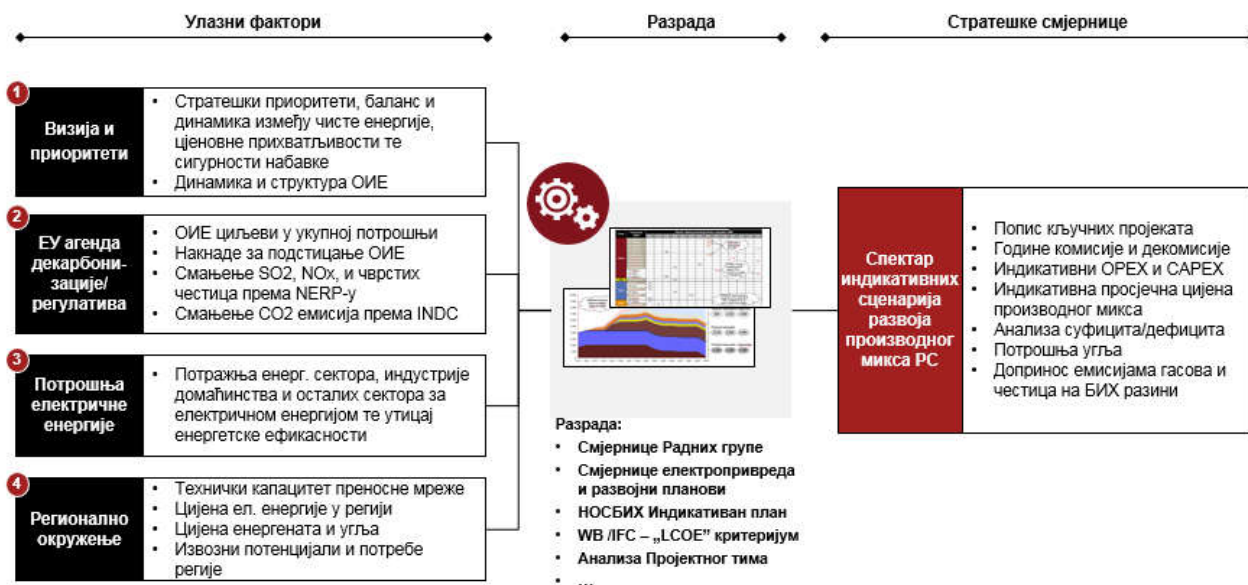
Напомена: За домаћинства је узета категорија купаца ДЦ: 2.500 kWh < потрошња < 5.000 kWh
Извор: Eurostat, анализа Пројектног тима

5.2.7 Индикативни сценарији развоја производног микса Републике Српске

5.2.7.1 Стратешки оквир за развој производног микса

Стратешки оквир развоја производног микса Републике Српске базира се на четири основна елемента; визија и приоритети Републике Српске, ЕУ регулатива и агенда декарбонизације, кретања потрошње електричне енергије, те развој регионалног окружења. На основу разраде кључних фактора и итерација са Радном групом Републике Српске, створен је оквир унутар којег су разрађивани индикативни сценарији развоја производног микса електричне енергије на нивоу Републике Српске (Слика 5.2.28). У самој изради сценарија користио се критеријум најнижег трошка производње електричне енергије.

Слика 5.2.28 Стратешке смјернице



Извор: анализа Пројектног тима

5.2.7.2 Визија и приоритети

Стратегију развоја производног микса Републике Српске треба адекватно позиционирати у оквиру кључних стратешких циљева енергетске трилеме, тј. сигурности снабдијевања, цјеновне прихватљивост или одрживости (декарбонизације).

У контексту сигурности снабдијевања, историјски подаци указују да Република Српска већ низ година остварује билансни суфицит електричне енергије, па самим тиме има и високу сигурност снабдијевања. Сигурност снабдијевања неће бити нарушена ни ако у наредном периоду дође до нешто нижих стопа раста производње у односу на потрошњу електричне енергије.

Слика 5.2.29 Илустративан приказ Републике Српске у склопу енергетске трилеме данас



Извор: анализа Пројектног тима

Иако је задржавање суфицита производње електричне енергије јасна стратешка одредница енергетског сектора Републике Српске, а сигурност снабдијевања најизраженија карактеристика данашњег производног портфела, у наредном периоду потребно је и остале компоненте, попут конкурентности и одрживости природних ресурса, ставити у већи баланс.

Производни микс Републике Српске у овом периоду је релативно цјеновно конкурентан у поређењу са окружењем, упркос паду veleprodajних цијена у задњих неколико година (даљи трендови и динамика неизвесни). Међутим, за будући период изузетно је важно узети у обзир све очекиване притиске на цјеновну конкурентност попут: ниске конкурентне производне цијене угља, трошкова накнада за CO₂ који ће имати и даљу тенденцију раста, накнаде за ОИЕ, успоравање потрошње електричне енергије и потенцијални сценарио агресивније изградње већих производних (термо) капацитета. Уз све наведено, задржавање данашњих нивоа просјечне производне цијене у средњем року сматраће се добрим резултатом.

Из свега наведеног, јавља се потреба за опрезнијим доношењем одлука о покретању великих капиталних инвестиција. Иако би оне неминовно довеле до снажнијег суфицита, створиле би и ризик дугорочно ниже конкурентности система. Из тог разлога је потребно будуће велике инвестиционе одлуке посматрати и кроз призму управљања ризицима. Приступ избора потребних и исплативих инвестиција треба имати за циљ омогућавање суфицита производње електричне енергије за домаће потрошаче, чак потенцијално и у нешто мањем обиму него данас, те истовремено уз што мање нарушавање данашње конкурентности цијене производног микса. Притом је неопходно ставити и значајан фокус на унапређење пословања рудника који дјелују у склопу термоелектрана.

Конзервативнији приступ великим инвестицијама економије западне Европе усвојиле су прије неколико година, пролазећи негативна искуства пријевремених декомисија или конзервације електрана и отписа дугова неконкурентног дијела портфеља. С друге стране, јасан је тренд све већег броја мањих пројеката, поготово у сегменту ОИЕ, односно система подстицаја који доводе до већег доприноса мањег и средњег предузетништва у укупној економској активности.

Осим домаће производње електричне енергије, сигурности снабдијевања позитивно доприноси и јасан тренд интеграције енергетских тржишта, стога је важно, уз физичку интеграцију стално улагати у знања и компетенције трговања електричном енергијом.

Данашњи производни микс у Републици Српској има обавезу али и потенцијал за унапређење у контексту локалних емисија и честица, те Република Српска, као и читава Босна и Херцеговина, иде у смјеру повећања ОИЕ и смањењу емисија из термоелектрана. Прелазак на чишћу енергију захтијева стварање стратешког оквира за снажније искоришћавање хидропотенцијала и осталих обновљивих потенцијала, те инвестирања у нову технологију.

Табела 5.2.5 Илустративна визија стратешких циљева у Републици Српској

Стратешки приоритети	Импликације	Циљеви енергетске политике до 2035. у Републици Српској	
		Данас	Циљ
Сигурност снабдијевања	Покривање домаће потрошње		
	Суфицит		 
Чишћа енергија (декарбонизација)	Учешће ОИЕ-а у укупној производњи		 
	Степен загађења из ТЕ		 
Ценовна конкурентност	Цијена производног микса		 
Економска диверсификација	Учешће малог и средњег предузетништва		 

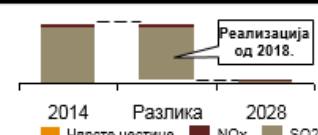
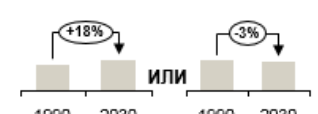
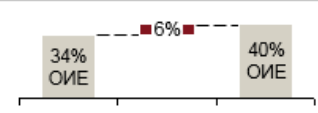
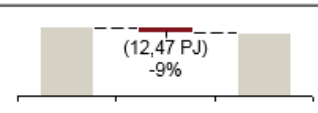
Извор: анализа Пројектног тима

 Ниско  Високо (Релативни односи)

5.2.7.3 ЕУ агенда декарбонизације

Европска унија донијела је Енергетску стратегију до 2020. године, према којој се од држава чланица и оних које желе то постати као што је Босна и Херцеговина, а самим тиме и Република Српска, очекује смањење емисије гасова стаклене баште за најмање 20%, повећање учешћа ОИЕ-а на најмање 20% потрошње и постизање уштеда енергије од минимално 20%. За период након 2020, Европа наставља још јачим интензитетом стимулирати политику декарбонизације и енергетске ефикасности. Надаље, ЕУ је у априлу 2017. одобрила додатне строже стандарде смањења локалних емисија за термоелектране под називом *LCP BREF*⁵, чиме ће да се створе додатни притисци код доношења одлука везаних за изградњу нових ТЕ постројења.

Табела 5.2.6 Циљеви Босне и Херцеговине према ЕУ циљевима до 2020. и 2030. године

20-20-20 циљеви ЕУ	Циљеви ЕУ до 2030.	Тренутни планови у БиХ
Смањење емисија гасова стаклене баште за најмање 20%	Смањење емисија гасова стаклене баште за најмање 40%	Циљ је до 2028. смањење SO₂ за 95%, NO_x за 62% и чврстих честица за 88% у односу на 2014.¹  2014 Разлика 2028 Чврсте честице NO_x SO₂ До 2030. разина CO₂ емисија на 18% изнад или 3% испод вриједности из 1990.  1990 2030 ИЛИ 1990 2030 Државни циљ БиХ је остварити учешће ОИЕ у бруто финалној потрошњи енергије од 40%²  2009 Разлика 2020 34% ОИЕ 6% 40% ОИЕ Израђен али није усвојен циљ БиХ смањења потрошње енергије -9% до 2018. у односу на 2010.  2010 Разлика 2018 (12,47 PJ) -9%

Напомена: 1) Савјет министара Босне и Херцеговине је на 37. сједници, одржаној 30. децембра 2015. године, разматрао и усвојио Национални план смањења емисија за Босну и Херцеговину (NERP БиХ), 2). У складу с Уговором о оснивању ЕЗ, Министарски савјет ј, 18. октобра 2012. године, усвојио Одлуку о имплементацији Директиве 2009/28 о производњи електричне енергије из ОИЕ-а.

Извор: *European Commission - BiH Progress Report 2014*, *World Bank - Rebalancing BiH*, *Systematic Country Diagnostic 2015*, Акциони план за коришћење обновљиве енергије у БиХ 2016, Министарство спољне политике и економских односа, *USAID – Национални план смањења емисија за БиХ 2015*, *World Bank - Energy Efficiency Project 2014*

У претходној табели (Табела 5.2.6) приказани су планови на државном нивоу. Када се говори о енергетској ефикасности, Република Српска је 2013. године усвојила Акциони план енергетске ефикасности до 2018. године, а тренутно је у припреми нови Акциони план који се ради у складу са новом Директивом о енергетској ефикасности. У Републици Српској је одређен циљ остварења уштеда од 9% до 2018. године, односно 3,77 PJ.

У мају 2014. године, Република Српска је усвојила Акциони план за коришћење обновљивих извора, те се њиме обавезала да до 2018. године постигне учешће ОИЕ-а од 48%, о чему ће детаљније бити ријечи у поглављу које се бави обновљивим изворима енергије.

Надаље, Република Српска се обавезала смањити емисије SO₂ за 94% до 2028. године, у односу на 2014. годину. За исти тај период, потребно је смањити емисију NO_x гасова за 57% и чврстих честица за 94%. У терминима смањења емисија CO₂, циљ је донесен само на нивоу читаве Босне и Херцеговине. Постоје два сценарија за смањење до 2030. године у складу са *UNFCC*-овом *INDC*⁶:

1. блажи сценарио према којем се треба достићи ниво CO₂ емисија 18% изнад вриједности из 1990. године,
2. строжи сценарио према којем се треба достићи ниво CO₂ емисија 3% испод вриједности из 1990. године, уз међународну помоћ (Табела 5.2.7).

⁵ ЕУ је 28. априла 2017. одобрила нове ажуриране строже стандарде под називом *LCP BREF* за смањење емисија (SO₂, прашине, NO_x, HCl, HF и Hg), а за које се очекује да ступе на снагу крајем 2017. године.

⁶ *Intended Nationally Determined Contribution*.

Табела 5.2.7 Циљеви Републике Српске према ЕУ енергетској стратегији до 2020. године

Смјернице	Рок	Република Српска
Енергетска ефикасност	Смањење до 2018. у односу на 2010.	9%
Учешће ОИЕ-а у бруто финалној потрошњи енергије	Учешће 2020. у односу на 2009.	48%
Смањење SO ₂ , NO _x и чврстих честица	Смањење до 2028. у односу на 2014.	94% SO ₂ 57% NO _x 94% честице
Ниво CO ₂ емисија ¹	Учешће до 2030. у односу на 1990.	18% веће/3% мање (индикативно за БИХ)

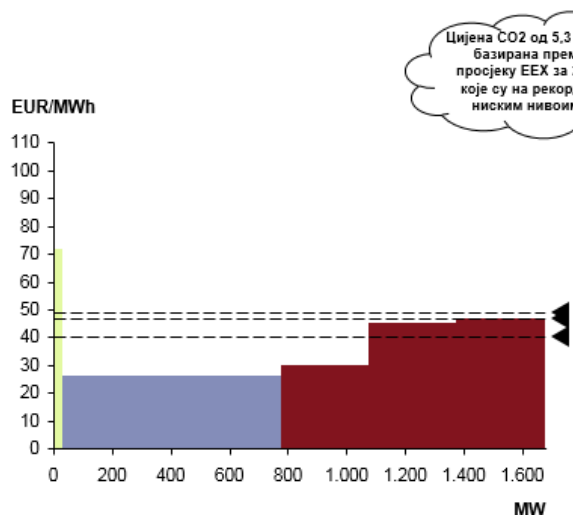
Напомена: 1) Циљ је постављен за цијелу Босну и Херцеговину

Извор: European Commission - BIH progress report 2014, World Bank - Rebalancing BIH, Systematic Country Diagnostic 2015, Акциони план за коришћење обновљиве енергије у БИХ 2016, Министарство спољних политике и економских односа, USAID – Национални план смањења емисија за Босну и Херцеговину 2015, World Bank - Energy Efficiency Project 2014, UNFCC

Како је раније споменуто, степен ефикасности електрана и утилизација утичу на производну цијену електричне енергије. Највећу производну цијену у Републици Српској имају електране на ОИЕ због додијељених подстицаја, док најнижу производну цијену имају хидроелектране (снаге веће од 10 MW). Просјечна производна цијена у Републици Српској износи 36 EUR/MWh, а то је ниже од просјечне цијене у Босни и Херцеговини, те је она конкурентна са цијенама у регији. Као референтне, узете су цијене са HUPX берзе за просјечну базну и максималну потрошњу, те малопродајне цијене електричне енергије у регији за 2015. годину⁷ (Слика 5.2.30).

Узимајући у обзир обавезе за CO₂ емисије, Босна и Херцеговина у будућности може ући у европски систем трговања CO₂ емисијама, који је заснован према Директиви 2003/87/EЗ. Уколико Босна и Херцеговина уђе у систем трговања, цијена производње електрана биће оптерећена са додатних 5 до 6 EUR/MWh ако се посматрају данашње цијене емисија од ~5 EUR/t које су тренутно на рекордним нивоима. С обзиром на то да ће се у даљем периоду смањивати граница допуштених количина емисија CO₂, за очекивати је да ће цијене CO₂ порастати у средњем и дугом року. Наведене импликације би тиме могле смањити и цјеновну конкурентност сектора термоелектрана Републике Српске (Слика 5.2.31).

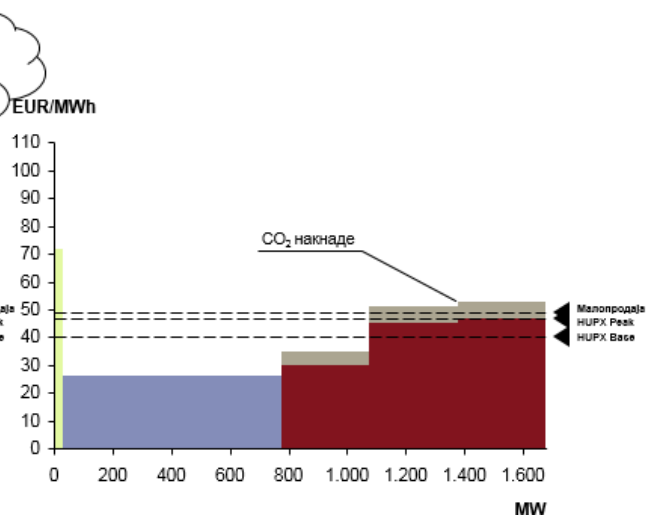
Слика 5.2.30 Стварна цијена производње електрана у EUR/MWh, 2015. године



Напомена: Укључена и ТЕ „Станари“

Извор: РЕРС Извјештај о раду 2015, ЕРС Извјештај о пословању 2015, ЕТФ Станари, IEA HUPX DAM 2015 Report, IEA, EEX

Слика 5.2.31 Стварна цијена производње електрана уз CO₂ накнаде у EUR/MWh, 2015. године



Напомена: укључена и ТЕ „Станари“

Извор: РЕРС Извјештај о раду 2015, ЕРС Извјештај о пословању 2015, ЕТФ Станари, IEA HUPX DAM 2015 Report, IEA, EEX

⁷ Референтна цијена за малопродају односи се на просјек за категорију купаца домаћинства ДЦ: 2.500 kWh < x < 5.000 kWh Хрватске, Србије, Словеније, Мађарске, Аустрије, Чешке и Словачке

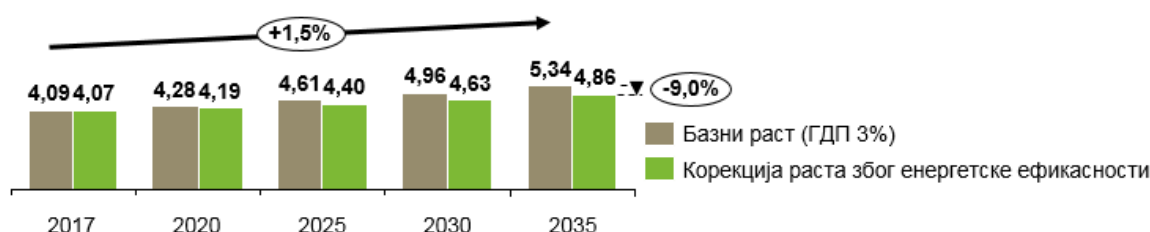
5.2.7.4 Потрошња електричне енергије

Један од кључних улазних параметара у планирању развоја електроенергетског сектора је и процјена кретања потрошње електричне енергије.

За потребе процјене потрошње електричне енергије, користио се приступ и логика примијењен у документу „НОСБиХ индикативан план развоја производње, 2017–2026.“. Примијењена методологија дефинисала је коефицијент еластичност – 0,5⁸ између стопе кретања БДП-а и кретања потрошње електричне енергије, а то у овом тренутку даје довољно квалитетну подлогу за даље анализе. Ипак, будући да подаци из ЕУ указују на смањење корелације („coupling“) стопе БДП-а и потрошње електричне енергије, или чак дивергенције, у наредном периоду препоручује се да се направи дубинска анализу и детаљније процјене сценарија кретања потрошње електричне енергије.

У вези са наведеним, за процјену кретања потрошње електричне енергије Републике Српске до 2035. године, узета је у обзир претпоставка да стопе раста БДП-а од 3% годишње⁹ у периоду од 2017. до 2035. године. Уз коефицијент еластичности од 0,5, то би довело до просјечне годишње стопе раста електричне енергије од 1,5%, у средњем сценарију без утицаја мјера енергетске ефикасности. Крајњи ефект таквих стопа раста довео би до апсолутног повећања потрошње на 5,34 TWh у 2035. години. Додатно, направљена је и процјена потрошње електричне енергије са одређеним мјерама енергетске ефикасности. Приликом процјене потрошње, уз енергетску ефикасност узета је претпоставка смањења потрошње од -9%¹⁰ до 2035. године, као конзервативан минимум остварења.

Слика 5.2.32 Процјена кретања потрошње електричне енергије, са и без ЕЕ, у TWh, 2017–2035. године



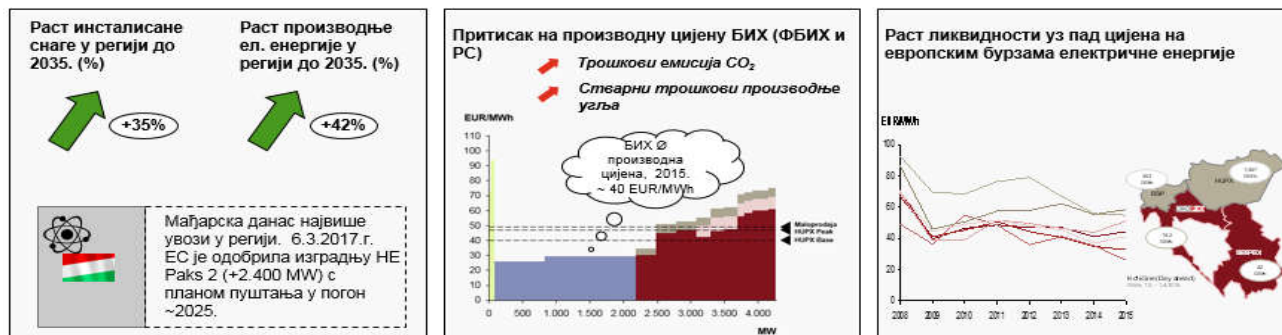
Извор: анализа Пројектног тима, ЕИУ, Dun & Bradstreet, Oxford Economics, НОСБиХ Индикативан план производње 2017–2026.

5.2.7.5 Регионално окружење

Приликом развоја будућег производног портфела, у обзир треба узети и развој капацитета, раст производње у регији, као и кретања цијена на берзи. Иако реализација динамике капацитета у регији зависи од бројних фактора (нпр. услед ниских цијена инвестиција се зауставља или пролонгира, немогућност затварања финансијске конструкције, правни и еколошки аспекти и сл.), чињеница је да остале земље, такође, имају амбициозне планове изградње као и Република Српска. На примјер, у Мађарској се очекује пуштање у рад ХЕ Paks 2 снаге 2.400MW у 2025. години, а чију је изградњу одобрила Европска комисија. Додатно потребно је узети у обзир даљу интеграцију европског тржишта. Конкретно, повезивање земаља југоисточне Европе подморским кабловима с Италијом, који ће имати утицаја на будуће veleprodajне цијене и развој производних капацитета¹¹.

Надаље, иако је тешко прогнозировать у којем смјеру и којом динамиком ће се кретати цијене електричне енергије на берзама у регији, ниске цијене у задњих неколико година представљају својеврстан ризик за будућност и треба их ставити у контекст приликом планирања нових капитално интензивних пројеката. Снажнији раст veleprodajних цијена свакако би створио нешто повољнију климу за инвестиције.

Слика 5.2.33 Развој капацитета у регији и конкурентност производног микса у извозу



Извор: Platts database, анализа Пројектног тима

⁸ Корелација је базирана на основу НОСБиХ Индикативног план производње 2017–2026.

⁹ Претпоставка базирана на консензусу свјетских аналитичких кућа ЕИУ, Dun&Bradstreet, Oxford Economics

¹⁰ Бројка не представља службени циљ према мјерама енергетске ефикасности, већ служи за анализу осјетљивости различитих сценарија развоја производног микса.

¹¹ Према документу „SEE Electricity market Perspectives until 2030. – Assessing the impact of Regional Connections to Italy“ предвиђена су три сценарија којима се оцјењују могућности преносне мреже југоисточне Европе да поднесе разне интензитета производње, идентификују могућа загушења мреже и предлажу могућа побољшања мреже.

5.2.8 Разрада сценарија развоја производног микса Републике Српске до 2035. године

5.2.8.1 Увод и претпоставке

На бази разумијевање контекста, односно улазних фактора, који значајно утичу на садашње и будуће инвестиционе одлуке, документ обрађује неколико различитих сценарија, односно индикативних смјерова развоја производног микса Републике Српске. За разумијевање концепта, сценарије је потребно интерпретирати у складу са њиховим циљевима:

1. Разрадом сценарија развоја производног микса електричне енергије, циљ је приказати спектар разних опција и политика развоја, са придруженим индикативним квалитативним и квантитативним ефектима (посљедицама);
2. Избор циљаног сценарија, комбинације, односно смјера развоја производног микса до 2035. године је дискрециона одлука креатора енергетске политике на нивоу ентитета Републике Српске у складу са постојећим и будућим законским и регулаторним обавезама;
3. Код разраде производних миксева, циљ није експлицитно номиновати поједине пројекте, већ указати на учешће поједине врсте технологије у производњи електричне енергије (угаљ, гас, хидро и ОИЕ), те могуће квантитативне и квалитативне импликације на кључне параметре и ограничења (нпр. ценовна конкурентност, покривање домаће потрошње, извозни потенцијал, учешће ОИЕ-а, итд.);
4. С обзиром на значајан утицај термоелектрана на угаљ или на гас на кретање производног микса, експлицитно је дат приказ декомисија и изградње термоелектрана на угаљ или на гас према задњим информацијама као једна од кључних претпоставки за разраду сценарија (а који се могу у будућности промијенити);
5. Као додаток сценаријима производног микса, приложена је листа тренутно потенцијалних пројеката са индикативним техничким параметрима, а који ће се реализовати у складу са изабраним стратешким смјером Републике Српске.

У склопу овог документа, обрађена су четири индикативна сценарија развоја производног микса који се међусобно значајно разликују, те когенерациони сценарио као алтернативна опција. Циљ је показати разумијевање различитих стратегија и политика развоја производног микса, те њихових индикативних посљедица. Кључни учесници енергетског сектора Републике Српске би требало да изаберу онај сценарио или комбинацију сценарија којим се адекватно адресира визија енергетског сектора, преузете и будуће законске и регулаторне обавезе, те омогућава одржив и конкурентан систем.

Детаљније обрађени сценарији су:

1. **Сценарио радних група ентитета или ентитетски сценарио** који се базира на инпутима Радне групе Републике Српске, гдје су приликом планирања уважени и постојећи документи и односи са садашњим и потенцијалним инвеститорима, те осталим учесницима. Будући да сценарио предвиђа преко 100% извоза суфицита произведене енергије, направљен је и подсценарио којим је узета претпоставка лимита на извоз електричне енергије у износу од 70% изнад домаће потрошње за сектор термоелектрана (искључујући ТЕ „Станари“ која производи годишње 2 TWh) са првенством уласка хидропостројења и осталих ОИЕ постројења у ЕЕС. Наведени лимит представља хипотетску ситуацију гдје се вишак електричне енергије не може у потпуности конкурентно извести, због чега се доноси одлука дјелимичног смањења производних активности;
2. Други сценарио базира се на **Индикативном плану (ИП) 2017–2026.** уз пројекцију до 2035. године, те представља оквир развоја производног микса према номинацијама разних пројеката који су консолидовани у НОСБиХ извјештају. Кључни циљ овог сценарија је разумјети импликације на кључне параметре система када би се реализовале све инвестиционе одлуке номиноване од електропривреда према НОСБиХ;
- 3.
4. **Трошковно оптимизовани (ИП) сценарио** базира се на филозофији развоја производног микса у складу са индикативним планом НОСБиХ. Међутим, уз одређене корекције, примарно у домену инсталиране снаге (нпр. Угљевик 3 на 300 MW) и године пуштања у погон и/или декомисије већих пројеката;
5. **Блажи обновљиви сценарио** подстиче веће учешће обновљивих извора енергије уз подстицање мјера енергетске ефикасности као алтернатива осталим сценаријима, који се традиционално заснивају на већем учешћу сектора термоелектрана. Иако овај сценарио представља најинтензивнији заокрет у филозофији планирања производног микса, и даље се у доброј мјери наслања на угаљ као данас доминантан природни ресурс у производњи електричне енергије, имајући у виду комплексност спровођења процеса потпуне декарбонизације.

Обрађени сценарији развоја производног микса резултат су сарадње Радне групе Републике Српске, анализа Пројектног тима и, дјелимично, резултата студије Свјетске банке, „*BIH-Power Sector Note*“ из 2017. године. Студија Свјетске банке рађена је према методологији и критеријуму трошковне конкурентности производних

технологија током животног циклуса (енгл. *LCOE – Levelized Cost of Electricity*) у сарадњи са кључним учесницима енергетског сектора Босне и Херцеговине.

Кључни параметри коришћени према студији Свјетске банке односе се на године пуштања у рад и декомисија најзначајнијих електрана, те се ослањају на остале улазне параметре попут цијене горива, процјене потребних капиталних улагања за нове пројекте, оперативне трошкове рада електрана и ефикасност итд. Потребно је напоменути да је у претпоставкама хидрологија планирана конзервативно, те да су претпоставке појединачних оперативних и капиталних трошкова, посебно за ОИЕ пројекте, рађене на бази података електропривреда у Босни и Херцеговини, али и свјетских „*benchmark*“ података. Из тог разлога постоји могућност да су исказани трошкови изградње и рада електрана за обновљиве изворе енергије нижи у односу на стварне данашње трошкове и искуства електропривреда у Босни и Херцеговини. Међутим, с друге стране, дају оквир трошковне структуре код ефикасног планирања и спровођења инвестиције, те оперативног управљања рада електране, доминантно кроз трошкове одржавања и производње (енгл. *O&M*).

План пуштања у рад објеката ОИЕ за Сценарио радних група ентитета¹² базиран је према инпутима Радне групе Републике Српске и анализе Пројектног тима за све врсте технологија. У осталим сценаријима пројекције за ВЕ ослањају се на препоруке из „*BIH-Power Sector Note*“ документа, док се остале врсте технологија ослањају на улазне параметре Радне групе Републике Српске и Пројектног тима.

Будући да су приказане опције развоја производног микса оквирне, те представљају разне смјерове развоја, предлаже се у идућем кораку детаљнија разрада сценарија развоја производног микса Републике Српске, која ће, уз критеријум трошковне конкурентности, снажније укључити и додатне критеријуме попут социјалног аспекта, различитих кретања цијена електричне енергије и капацитета у регији, стратегији развоја ОИЕ у систему подстицаја, ефеката когенерације на ефикасност погона итд. Управо би ефекти когенерације могли додатно повећати трошковну (*OPEX*) и цјеновну ефикасност постојећих и будућих термоелектрана, чиме би оптимална година њиховог пуштања у рад могла бити и нешто раније у односу на обрађене сценарије.

У наставку је приказ декомисија и пуштања у рад термоелектрана на угаљ или на гас у Републици Српској, гдје ТЕ „Угљевик“ у свим сценаријима ради након посматраног периода до 2035. године, првенствено због отплате кредитне линије за уграђену опрему за одсумпоравање, као и новоизграђена ТЕ „Станари“. У ентитетском сценарију долази до замјене ТЕ „Гацко“ новим постројењем ТЕ „Гацко 2“ у 2024. години или алтернативно престанком рада ТЕ „Гацко“ у 2031. у осталим сценаријима. Додатно, планира се улазак нове ТЕ „Угљевик 3“ снаге 600 MW или 300 MW у трошковно оптимизованом сценарију. Блажи обновљиви сценарио не предвиђа улазак нових термоелектрана на угаљ или на гас (Табела 5.2.8 и Табела 5.2.9)

Табела 5.2.8 Декомисија постојећих термоелектрана на угаљ или на гас

Термоелектрана	Снага (MW)	Сценарио радних група ентитета	Индикативан план (ИП)	Трошковно оптимизован ИП	Блажи обновљиви сценарио са ЕЕ
Угљевик	279	>2035	2035	>2035	>2035
Гацко	276	2024	2031	2031	2031
Станари	263	>2035	>2035	>2035	>2035

Извор: Радне групе ентитета, *World Bank - Power Sector Note 2016*

Табела 5.2.9 Пуштање у рад нових термоелектрана на угаљ или на гас у складу са сценаријима

Термоелектрана	Снага (MW)	Сценарио радних група ентитета	Индикативан план (ИП)	Трошковно оптимизован ИП	Блажи обновљиви сценарио са ЕЕ
Угљевик 3	600	2022	2019	2025 (300 MW)	-
Гацко 2	350	2024	-	-	-

Напомена: У контексту пројекта Угљевик врше се припреме два блока, међутим, у даљем процесу развоја потребно је размотрити потенцијалну редукцију циљане инсталиране снаге на 300 MW у складу са потребама електроенергетског сектора Републике Српске и на основу процјене инвеститора за тржишни пласман произведене енергије изван Републике Српске. Додатно, претпоставка је да ће у свим сценаријима нове термоелектране имати уграђену контролну опрему за локалне емисије

Извор: Радне групе ентитета, *World Bank - Power Sector Note 2016*, анализа Пројектног тима

¹² План производње и инсталиране снаге разрађен је у складу са Акционим планом за ОИЕ до 2020. уз пројекцију стопа раста 2020–2035. као стратешког погледа на развој сектора у РС у складу са инпутима Радне групе РС.

5.2.8.2 Квалитативан сажетак индикативних резултата сценарија развоја производног микса Републике Српске

У наставку је дат попис кључних стратешких критеријума који служе као смјернице за анализу и разумијевање сценарија производног микса, те пресјек квалитативних резултата појединог сценарија из којих је видљиво како сценарији производног микса постижу различите циљеве, односно који су њихови утицаји (Табела 5.2.10).

Конкретно, сви сценарији задовољавају примат у снабдијевању домаћег потрошачког тијела, те истодобно обезбјеђују извозни потенцијал Републике Српске.

Ценовни микс сценарија релативно је повољан с обзиром на данашње цијене берзи, које су на релативно ниским нивоима, осим нешто неповољнијег односа у ентитетском сценарију са извозним лимитом од 70% изнад домаће потрошње.

У терминима смањења локалних емисија и CO₂ емисија, највеће конвергирање критеријуму би се остварило у благо обновљивом сценарију, те подстакао позитиван тренд раста учешћа хидроелектрана и ОИЕ-а у укупној инсталираној снази.

Сви сценарији захтијевају одређену комплексност у имплементацији, а нарочито се то односи на прогресивнији сценарио радних група у којима су потребни значајнији напори у припреми изградње и финансирања пројеката, од којих би се већина требала реализовати до 2025. године. Ситуација је слична и за Индикативан план (ИП) с обзиром на то да је објективно тешко очекивати убрзану реализацију ТЕ „Угљевик“ велике инсталиране снаге од 600 MW. Блажи обновљиви сценарио захтијева, такође, одређену тежину реализације с обзиром на то да је потребна већа координација приликом изградње више пројеката хидро и ОИЕ капацитета, али исто тако и промјену филозофије на чишћу енергију, те уважавање социјалног аспекта (првенствено за сектор угља). Трошковно оптимизован сценарио не захтијева прогресивнију промјену филозофије у контексту карбонизације, док се изградња ТЕ „Угљевик“ свела на објективније оквире у виду величине пројекта (300 MW) и динамику изградње предвиђену 2025. године.

Табела 5.2.10 Критеријум и квалитативан сажетак сценарија развоја производног микса електричне енергије Републике Српске

Кључни фактори сценарија	Критеријум	Сценарио радних група ентитета		Индикативан план (ИП)	Трошковно оптимизован ИП	Блажи обновљиви сценарио с ЕЕ
		Без лимита извоза	Лимит извоза 70%			
Ценовна конкурентност	• Кретање просјечне цијене производног микса у односу на HUPX (40-45 EUR/MWh)					
Сигурност снабдијевања	• У периоду до 2035. године сценарио остварује кумулативни суфицит производње електричне енергије					
Извозни потенцијал	• Наставак тренда извоза сукладно просјеку последњих 5 година (% укупне потрошње)					
Ограничења емисија SO ₂ , NO _x и чврстих честица	• Смањење укупних емисија и допринос смањењу емисија сукладно Националном плану смањења емисија за БИХ 2018-2027 као обавеза Енергетске Заједнице					
Ограничења CO ₂ емисија	• Допринос смањењу CO ₂ емисија на разини БИХ у складу са INDC (до +18% разина CO ₂ у односу на 1990. годину)					
Учешће ОИЕ у инсталираној снази	• Позитиван тренд раста учешћа ОИЕ у укупној инсталираној снази у односу на 2016 (49%)					
Имплементација нових пројеката	• Једноставност имплементације у контексту постојећих финансијских капацитета, социјалног аспекта и динамике					

Испуњење критеријума Ниско Високо

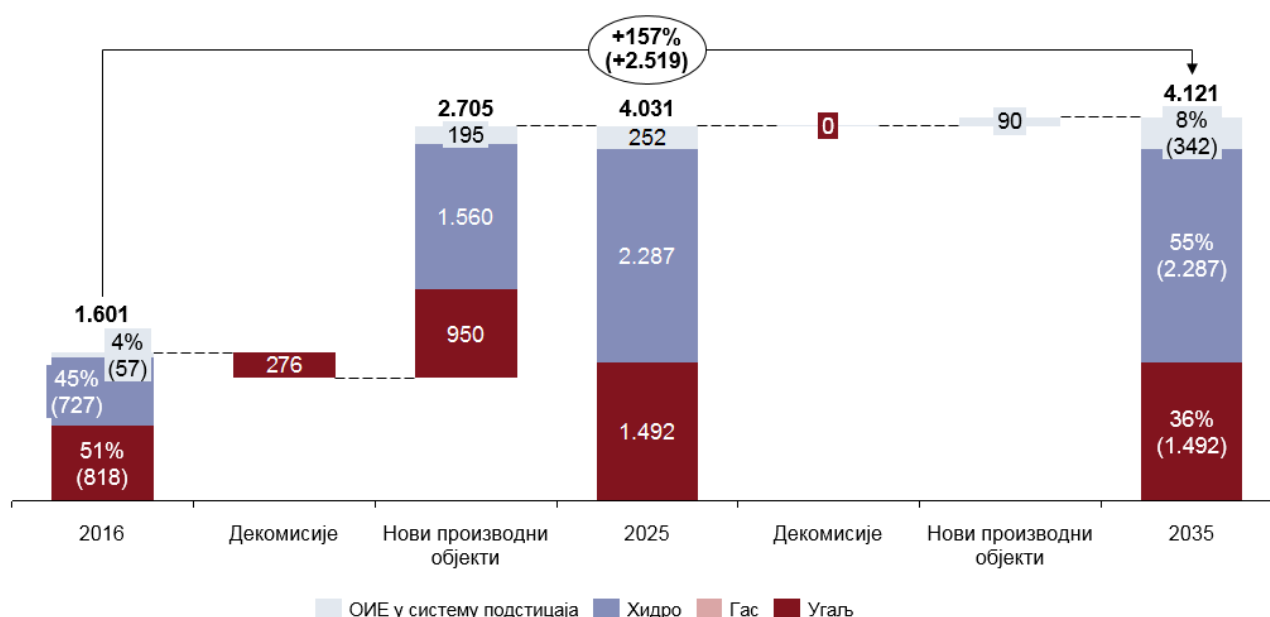
Извор: World Bank BiH Power Sector Note 2016, радне групе ентитета, анализа Пројектног тима

У даљем дијелу документа приказан је засебан развој анализираних сценарија гдје су детаљније приказани параметри кретања инсталиране снаге и производње електричне енергије по врстама технологија, те учешће извоза/увоза у односу на домаћу потрошњу.

5.2.8.3 Сценарио радних група ентитета

У 2016. години укупна инсталирана снага капацитета износи 1.601 MW, од чега 51% чине капацитети на угаљ. Према овом сценарију, до 2035. године је планиран пораст инсталиране снаге за 157%, односно у рад ће бити пуштени нови објекти уз декомисије, укупне снаге од 2.519 MW. Већина објеката биће пуштена у рад до 2025. године, чија је укупна снага 2.705 MW, док ће осталих 90 MW бити пуштено у периоду од 2025. до 2035. године. Очекује се пораст учешћа ХЕ и ОИЕ-а у систему подстицаја са 45% на 63% (Слика 5.2.34).

Слика 5.2.34 Инсталирани капацитет по технологији у Републици Српској у MW, 2016–2035. године (ентитетски сценарио)



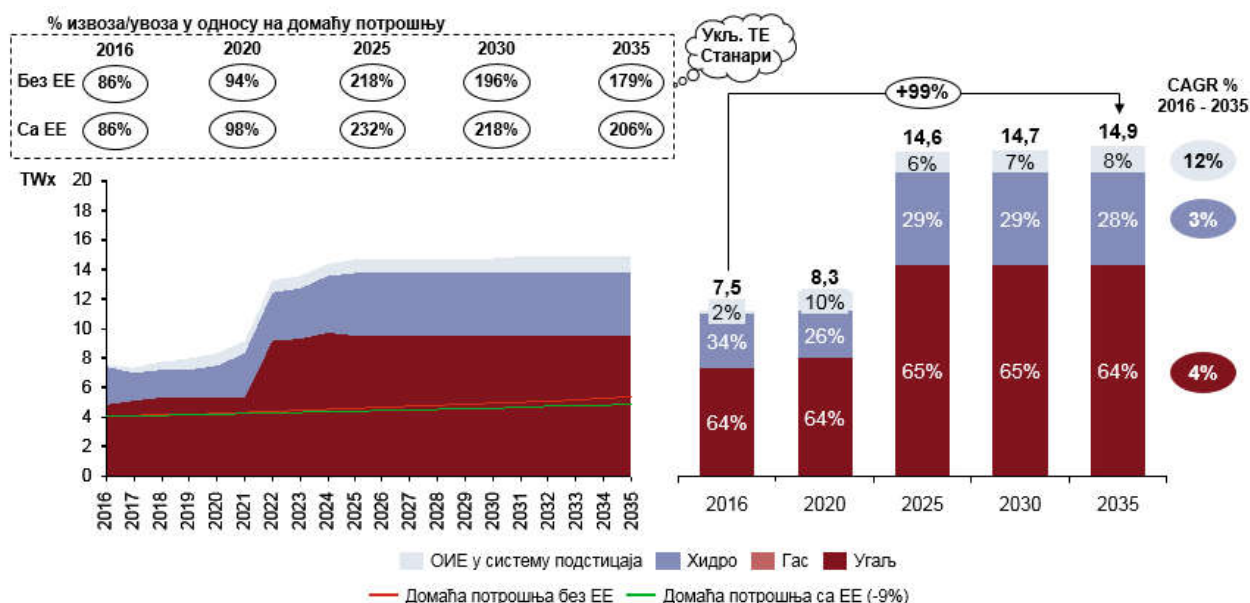
Извор: анализа Пројектног тима, Радна група Републике Српске

За сценарио радне групе направљене су двије верзије сценарија:

- за производњу без извозног лимита,
- за производњу са извозним лимитом од 70% изнад домаће потрошње са првенством уласка ХЕ и ОИЕ у систему подстицаја.

У верзији у којој нема извозног лимита, нових 2.469 MW инсталираних капацитета би у 2035. години довело до ~100% веће производње електричне енергије него што је била у 2016. години. У том би случају суфицит био око 200% потрошње, уколико се не користе мјере енергетске ефикасности, или 180% са коришћењем мјера енергетске ефикасности. У наредним би се годинама задржали слични односи производње из различитих технологија (угаљ ~64%, хидро ~28% и ОИЕ у систему подстицаја ~8%), (Слика 5.2.35).

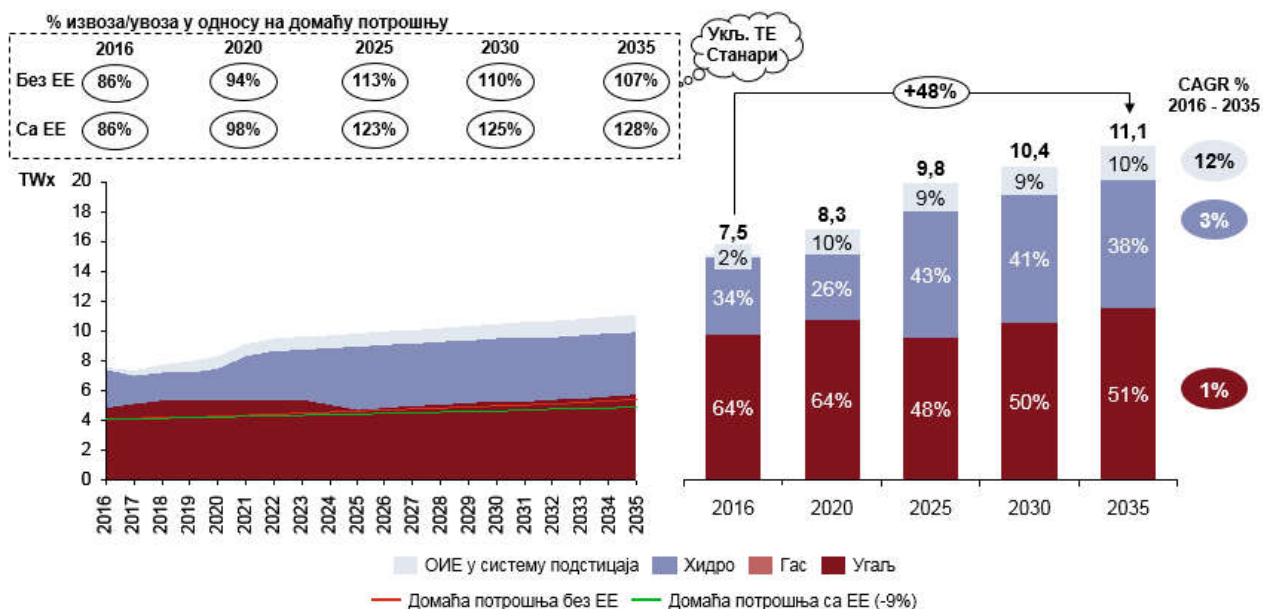
Слика 5.2.35 Кретање производње електричне енергије без извозног лимита у TWh, 2016–2035. године (ентитетски сценарио)



Извор: анализа Пројектног тима, Радна група Републике Српске

За другу верзију сценарија, постављен је извозни лимит на 70% изнад домаће потрошње за ТЕ, а првенство уласка производње имају хидроелектране и остале ОИЕ електране. Битно је напоменути да се извозни лимит не односи за ТЕ „Станари“ која производи 2 TWh електричне енергије годишње. У овом случају би износ производње нарастао за отприлике 50% до 2035. године. Суфицит би тада, без коришћења мјера енергетске ефикасности износио 107%, а са мјерама 128% (Слика 5.2.36).

Слика 5.2.36 Кретање производње електричне енергије са извозним лимитом у TWh, 2016–2035. године (ентитетски сценарио)

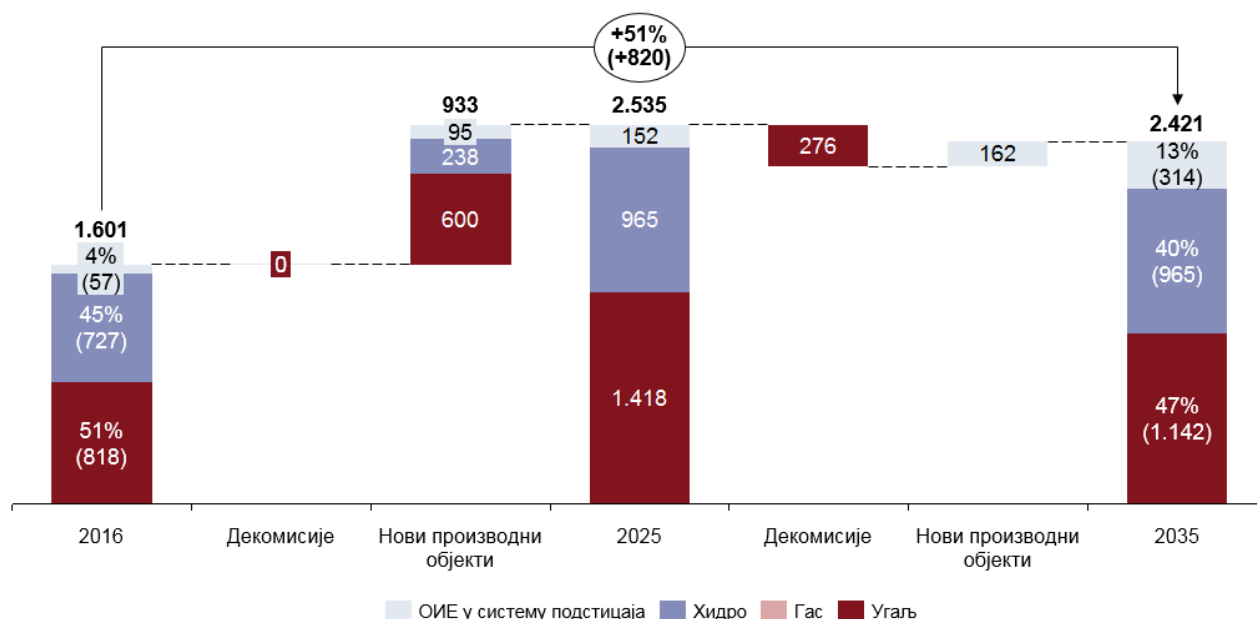


Извор: анализа Пројектног тима, Радна група Републике Српске

5.2.8.4 Индикативни план (ИП) сценарио

Прилагођен индикативни план развоја према НОСБиХ предвиђа раст укупних инсталираних капацитета, као и учешћа обновљивих извора енергије. Према плану, до 2025. године требало би да се инсталира 933 MW нових капацитета, од којих ће већина и даље да буде на угаљ (ТЕ „Угљевик“ 600 MW). Након 2025. године, очекује се декомисија ТЕ „Гацко“ од 276 MW, док ће у погон бити пуштено 162 MW нових ОИЕ капацитета који улазе у систем подстицаја. У 2035. години би тада износ инсталираних капацитета износио 2.421 MW, те ће се у односу на 2016. годину остварити раст од 51%. Учешће великих хидроелектрана релативно ће се смањити, са постојећих 45% на 40%, но учешће електрана на остале обновљиве изворе значајно ће се повећати (Слика 5.2.37).

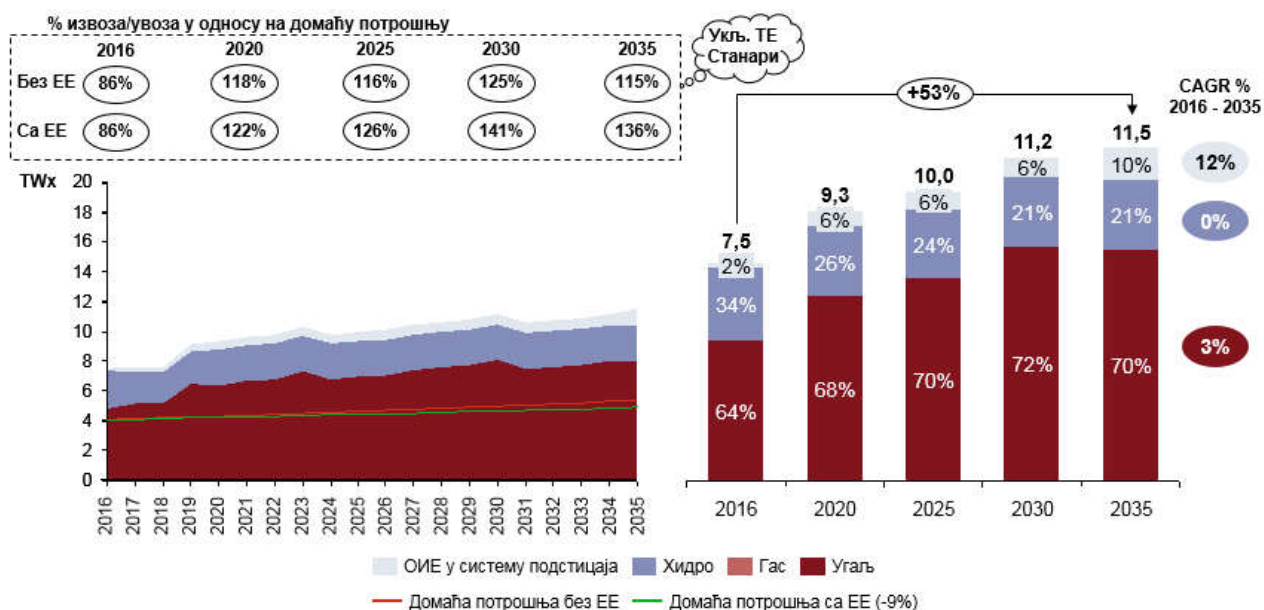
Слика 5.2.37 Инсталирани капацитети по технологији у MW, 2016–2035. године (ИП сценарио)



Извор: World Bank BIH - Power Sector Note 2016, НОСБиХ Индикативан план 2016 - 2027, анализа Пројектног тима

У терминима производње, предвиђен је раст до 2035. године од 53%, а то значи да би тада износ произведене електричне енергије био 11,5 TWh. Термоелектране на угаљ би и даље доминирале, и у апсолутном и релативном порасту. Учешће хидроелектрана и електрана на ОИЕ које улазе у систем подстицаја био око 30%. За разлику од претходног ентитетског сценарија, у овом сценарију би суфицит већ у 2020. години био преко 100% домаће потрошње, а до 2035. године би се повећао на 117%, односно 139%, у зависности од тога користе ли се мјере енергетске ефикасности или не користе (Слика 5.2.38).

Слика 5.2.38 Кретање производње електричне енергије у TWh, 2016–2035. године (ИП сценарио)

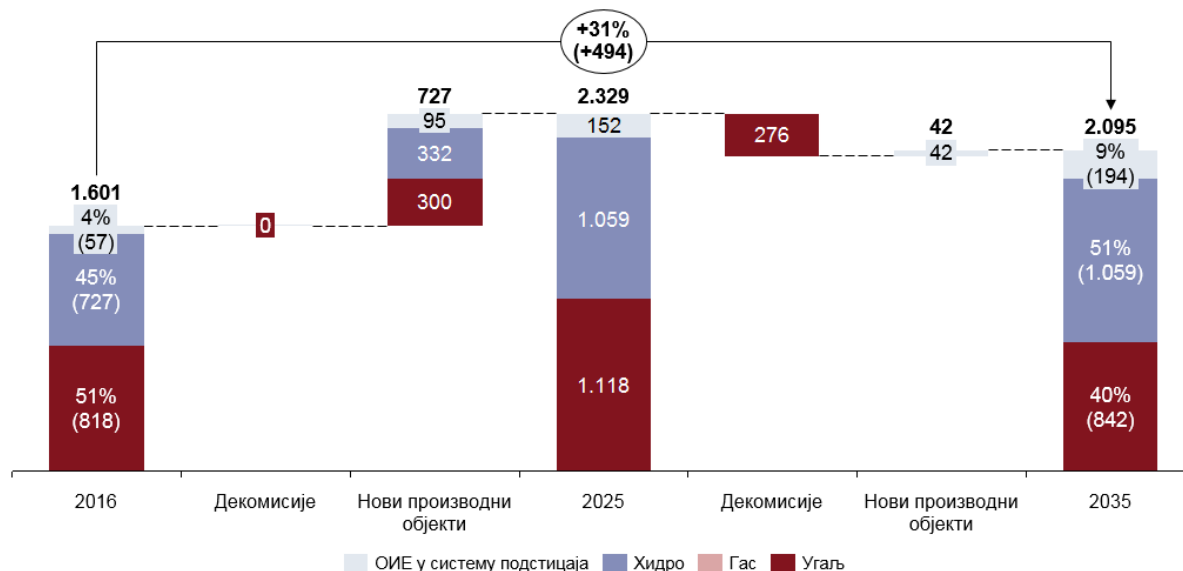


Извор: World Bank BIH - Power Sector Note 2016, анализа Пројектног тима

5.2.8.5 Трошковно оптимизовани ИП сценарио

Према трошковно оптимизованом ИП сценарију, до 2025. године ће у погон бити пуштено 727 MW нових инсталираних капацитета, од чега ће 427 MW бити капацитети из ХЕ и осталих ОИЕ, без декомисија постојећих термоелектрана. До 2035. у погон ће бити пуштено још 42 MW из обновљивих извора енергије у систему подстицаја, а ТЕ „Гацко“ од 276 MW ће отићи у декомисију. Укупна инсталирана снага износила би 2.095 MW. У односу на 2016. годину, доћи ће до раста снаге од 31%. Учешће свих обновљивих извора ће се, као и у претходним сценаријима, повећати и износитиће око 60% (Слика 5.2.12).

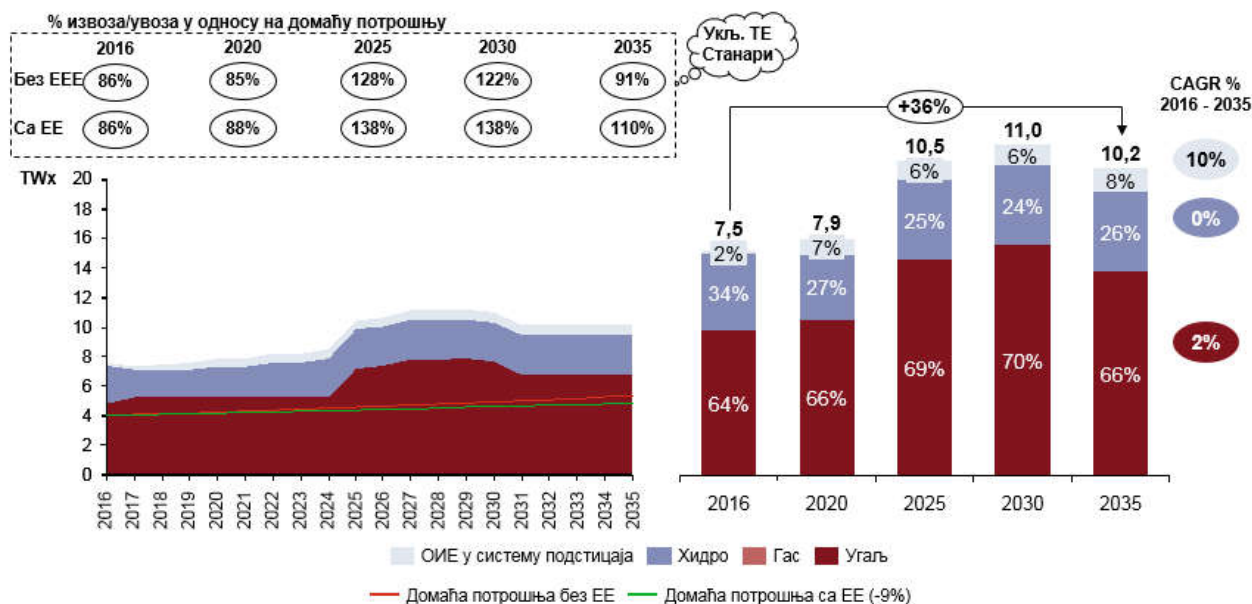
Слика 5.2.39 Инсталирани капацитети по технологији у MW, 2016–2035. године (трошковно оптимизован ИП сценарио)



Извор: World Bank - Power Sector Note 2016, анализа Пројектног тима

С обзиром на пораст инсталираних капацитета, доћи ће и до повећања производње. До 2020. би, према плану, производња требало да буде на данашњим нивоима, док се од 2025. очекује повећања на око 10 TWh, првенствено због уласка нове термоелектране „Угљевик 3“ снаге 300MW, уз благи пад производње из угља након 2031. због декомисије ТЕ „Гацко“. Тако се до 2035. године може очекивати пораст производње од 36% у односу на 2016. годину. Угљ ће и даље доминирати у структури производње са преко 60%. И у овом сценарију предвиђа се снажан суфицит који би требао да порасте на око 91% ако се не користе мјере енергетске ефикасности, односно на 110% ако се мјере систематски буду спроводиле у Републици Српској (Слика 5.2.40).

Слика 5.2.40 Кретање производње електричне енергије у TWh, 2016–2035. године (трошковно оптимизован ИП сценарио)

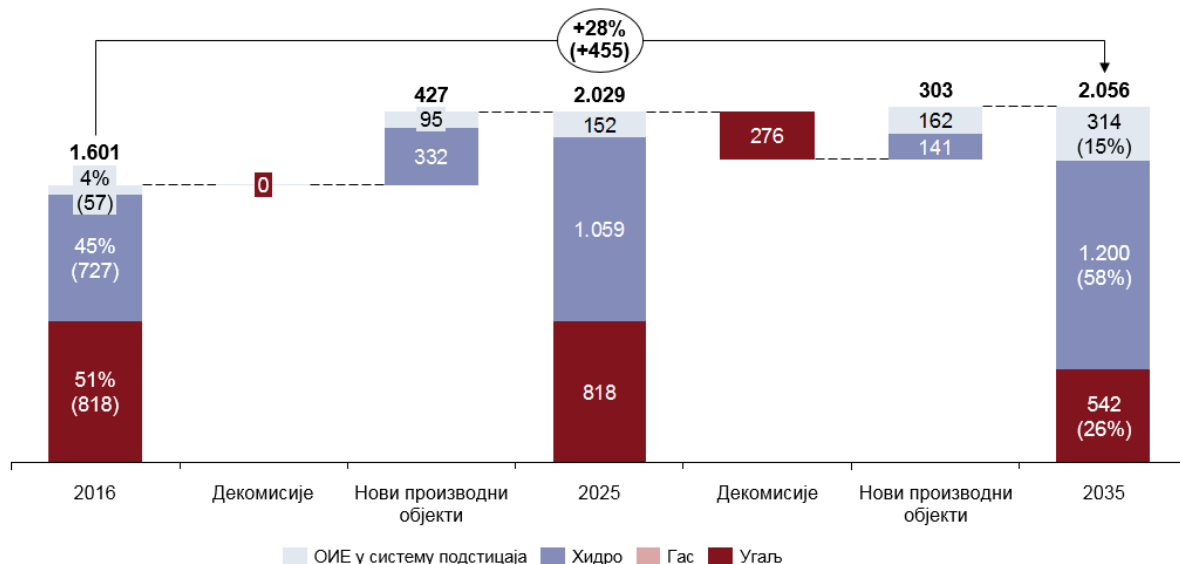


Извор: World Bank - Power Sector Note 2016, анализа Пројектног тима

5.2.8.6 Блажи обновљиви сценарио са енергетском ефикасношћу

Овај сценарио мијења структуру производног портфелеа у односу на претходно наведене сценарије, на начин да се значајније промовишу обновљиви извори енергије. У складу с тим повећаће се учешће укупних обновљивих извора енергије у укупним инсталираним капацитетима. До 2035. очекује се повећање инсталираних капацитета од 28%. Према плану, у погон ће бити пуштене хидроелектране укупне инсталиране снаге ~470 MW и електране на остале ОИЕ чије ће укупна снага бити ~260 MW. Узимајући у обзир планирану декомисију ТЕ „Гацко“ након 2025. године, у 2035. ће учешће свих инсталираних обновљивих извора енергије бити 73%, тј. 1514 MW (Слика 5.2.41).

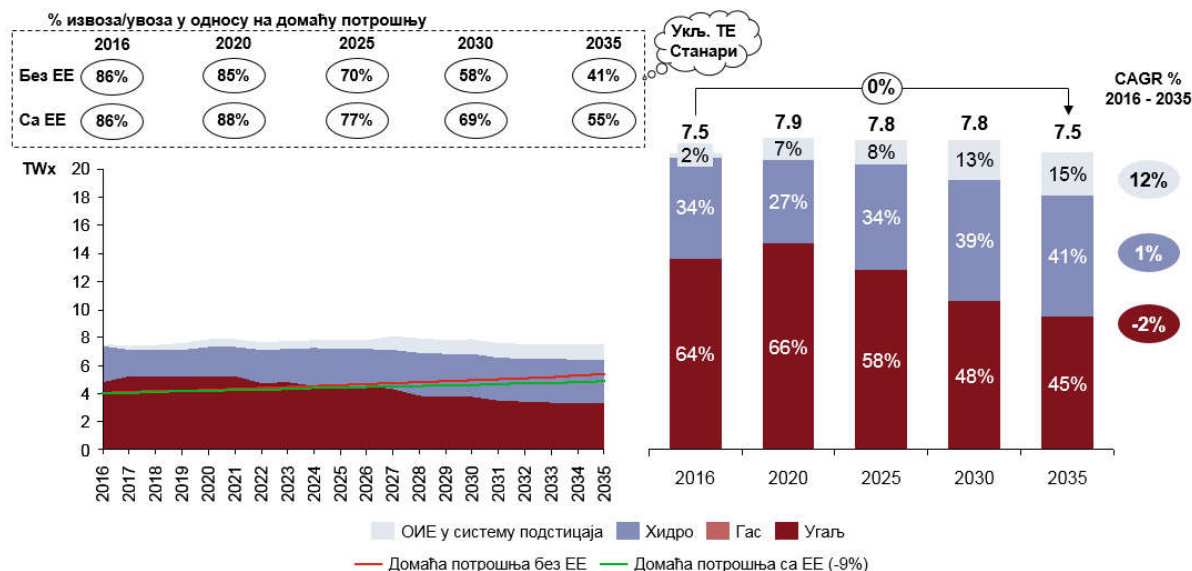
Слика 5.2.41 Инсталирани капацитети по технологији у MW, 2016–2035. године (блажи обновљиви сценарио са ЕЕ)



Извор: World Bank - Power Sector Note 2016, анализа Пројектног тима

У овом сценарију износ производње електричне енергије ће у 2035. години остати на истом нивоу као и у 2016. години, али ће доћи до прерасподјеле структуре учешћа појединих технологија. Учешће термоелектрана у укупној производњи, по плану, би требало да се смањи са садашњих 64% на 45%, с обзиром на то да је претпоставка благог пада производње из ТЕ „Гацко“ и на претпоставку како нема инсталирања контролне опреме за локалне емисије. Додатно, уз наведено, благи пад сектора термоелектрана компензује се изградњом нових хидро и других ОИЕ капацитета након 2025. године, с чиме се постепено мијења и производна структура и конвергира према декарбонизацији електроенергетског сектора Републике Српске. Упркос смањењу учешћа ТЕ, обновљиви сценарио и даље обезбјеђује сигурност снабдијевања и суфицит, који је ипак нешто нижи него у осталим сценаријима и износи око 55% домаће потрошње уз енергетску ефикасност (Слика 5.2.42). Иако ТЕ „Станари“, у складу са Уговором о концесији, није обавезна пласирати електричну енергију за намирне потреба домаћег потрошачког тијела, могућа је опција снабдијевања и домаћег тржишта, али то је дискрециона одлука власника и тржишних околности.

Слика 5.2.42 Кретање производње електричне енергије у TWh, 2016–2035. године (блажи обновљиви сценарио са ЕЕ)



Извор: World Bank - Power Sector Note 2016, анализа Пројектног тима

5.2.8.7 Сажетак сценарија

У наставку је дат сажетак резултата индикативних сценарија који дају јасне импликације и кључне ефекте развоја производног микса на стратешком нивоу. На креаторима енергетске политике Републике Српске је одлука у којем смјеру се жели позиционирати у наредних 25 година. Битно је да се приликом стратешког планирања сагледавају свеобухватно сви ризици и предности појединих смјерова и опција за Републику Српску.

Конкретно, највећа капитална инвестиција је процијењена за ентитетске сценарије и износи од 3,7 до 4,5 милијарде евра, док је за остале сценарије износ капиталне инвестиције отприлике дупло мањи. Због врло прогресивног плана улагања, треба очекивати да ће се највећа количина електричне енергије произвести у ентитетском сценарију уз осигуравање изузетно високог извозног потенцијала, те прихватљиву цијену. Међутим, уколико се узме у обзир и извозни лимит на сектор термоелектрана, дошло би до највеће производне цијене од 45 до 50 EUR/MWh. Остали сценарији имају прихватљиве цијене, с тиме да се најнижи цјеновни распон предвиђа у трошковно оптимизованом сценарију од 38 до 42 EUR/MWh. Као што је већ споменуто у појединачним анализама, у свим сценаријима би се обезбиједио високи извозни потенцијал за Републику Српску. За све сценарије би се остварио кумулативни извоз већи од 100% домаће потрошње, осим за обновљиви сценарио са извозом од 70% до 80%. Гледајући ОИЕ у инсталираним капацитетима, највеће учешће ОИЕ-а који улазе у систем подстицаја и хидрокапацитета предвиђа се за сценарије радних групе ентитета од 60% и обновљивом сценарију од 55%. У блажем обновљивом сценарију остварује се највеће учешће електричне енергије хидро и других ОИЕ-а од 40% до 50% у укупној производњи, с обзиром на то да сценарио не предвиђа изградњу нових термокапацитета. Слична ситуација је и код ентитетског сценарија са извозним лимитом, али због ниже утилизације сектора термоелектрана цијена је посљедично већа. Сви сценарији, па чак и благо обновљив сценарио, наглашавају и даље важност угља као енергента у производњи електричне енергије. С обзиром на то да су највећа капитална улагања у сектор термоелектрана, предвиђа се да ће се највише угља потрошити у ентитетском сценарију без извозног лимита и то до 206 милиона тона угља у посматраном периоду. Иако се најмање угља очекује у благо обновљивом сценарију са процијењеном кумулативном потрошњом ~100 милиона до 108 милиона тона, угљ и даље има релативно важну улогу у производном миксу електричне енергије.

Око детаљније процјене утицаја на потрошњу угља, видјети поглавље које се односи на сектор угља у наставку Стратегије (Табела 5.2.11).

Табела 5.2.11 Кључни ефекти сценарија развоја производног микса електричне енергије, 2016–2035. године

	CAPEX интервал нових објеката ¹³ (млрд. EUR)	Просјечна производна цијена без CO ₂ (EUR/MWh) ¹⁴	Кумулативна производња (TWh)	Кумулативни извоз као % домаће потрошње	Просјечни % ОИЕ у инсталираној снази	Просјечни % ОИЕ у укупној производњи/потрошњи ¹⁵	Кумулативна потрошња угља (млн. тона)
Ентитетски сценарио (без лимита извоза)	3,7–4,5	40–44	230–280	160% – 190%	60%	35% – 40%	190–206
Ентитетски сценарио (са лимитом извоза)	3,7–4,5	45–50	180–220	100% – 120%	60%	45% – 50%	120–130
Индикативан план (ИП)	1,5–1,8	41–45	180–220	110% – 130%	47%	30% – 40%	150–168
Трошковно оптимизован ИП	1,5–1,8	38–42	170–210	100% – 120%	55%	33% – 40%	140–155
Блажи обновљиви сценарио са ЕЕ	1,1–1,3	40–45	140–170	70% – 80%	61%	44% – 50%	100–108

Извор: World Bank - Power Sector Note 2016, Радна група Републике Српске, анализа Пројектног тима

5.2.8.8 Попис потенцијалних кандидата – пројеката нових објеката

У наставку је дат попис кључних (потенцијалних) будућих производних објеката и њихове индикативне техничке карактеристике¹⁶, које служе као потенцијална листа планираних већих производних објеката. Реализацију

¹³ Односи се на процијењену укупну капиталну инвестицију нових пројеката који почињу с радом у посматраном периоду.

¹⁴ CAPEX и OPEX базирају се на основу поређења са добрим индустријским праксама.

¹⁵ Уколико је у структури извоза једнако учешће произведене електричне енергије из свих извора.

¹⁶ Наведени параметри могу се мијењати, те је њихова даља разрада предмет додатних техничких студија и докумената.

потенцијалних нових пројеката потребно је планирати и реализовати у складу с Акционим плановима, ЕУ/ЕЗ обавезама и дугорочној одрживости за Републику Српску (Табела 5.2.12).

Табела 5.2.12 Попис потенцијалних нових већих објеката у Републици Српској

#	Врста	Објект	Инсталирана снага (MW)	Планска производња (GWh/год)	Индикативан CAPEX (мил. EUR)	Индикативан период године уласка
1	Угаљ	ТЕ Угљевик 3	600	4.000	850	2019-2025
2	Угаљ	ТЕ Гацко 2	350	2.000	460	2024-2025
3	Хидро	ХЕ Дабар	159,15	251 + 265 (низводни ефекти)	177,56	2020-2022
4	Хидро	ХЕ Невесиње	60	100,60	97,40	2023-2028
5	Хидро	ХЕ Бук Бијела	93,52	332,30	193,42	2022-2024
6	Хидро	РХЕ Бук Бијела	600	1.164,85	376,10	2022-2030
7	Хидро	ХЕ Фоча	44,15	175,9	118,87	2024-2028
8	Хидро	ХЕ Дубровник 2 (РС дио)	152	159,20	84,32	2021-2030
9	Хидро	ХЕ Сутјеска	44,08	95,62	138,66	2024-2028
10	Хидро	ХЕ Паунци	43,21	166,90	125,34	2024-2028
11	Хидро	ХЕ Рогачица (РС дио)	56,64	206,71	121,63	2025-2030
12	Хидро	ХЕ Тегаре (РС дио)	60,47	224,02	140,97	2025-2028
13	Хидро	ХЕ Добој	8,39	36,8	36,42	2021-2028
14	Хидро	ХЕ Билећа	33	116,40	48,26	2021-2028
15	Хидро	ХЕ Цијевна 1	14,1	67,7	36,49	2021-2028
16	Хидро	ХЕ Цијевна 2	14,2	69,6	35,70	2021-2028
17	Хидро	ХЕ Цијевна 3	13,9	69,0	42,39	2021-2028
18	Хидро	ХЕ Цијевна 4	13,9	69,9	42,42	2021-2028
19	Хидро	ХЕ Цијевна 5	13,2	62,4	н/а	2021-2028
20	Хидро	ХЕ Цијевна 6	12,9	63,1	н/а	2021-2028
21	Хидро	ХЕ Улог	35	100	60	2017-2020
22	Хидро	ХЕ Мрсово	43	123	85	2017-2020
23	Хидро	ХЕ Цехотина	18	80	40	2021-2028
24	Хидро	ХЕ Козлук (РС дио)	44,25	188	153,02	2025-2035
25	Хидро	ХЕ Дрина I (РС дио)	43,85	181,85	144,89	2025-2035
26	Хидро	ХЕ Дрина II (РС дио)	43,90	189,90	166,02	2025-2035
27	Хидро	ХЕ Дрина III (РС дио)	50,5	234,55	215,61	2025-2035
28	Хидро	ХЕ Дубравица (РС дио)	43,61	167,74	172,46	2025-2035
29	Хидро	ХЕ Трн	21,42	89,09	72,17	2025-2035
30	Хидро	ХЕ Лакташи	21,42	92,99	103,14	2025-2035
31	Хидро	ХЕ Косјерево	21,42	93,05	128,93	2025-2035
32	Хидро	ХЕ Разбој	21,42	92,02	13,330	2025-2035
33	Хидро	ХЕ Дуб	9	20	12	2018-2018
34	Хидро	ХЕ Бочац II	8,76	41,6	н/а	н/а
35	Хидро	ХЕ Новоселија	16,4	69,98	н/а	н/а
36	Вјетар	ВЕ Трусина	51	160	65	2018-2020
37	Вјетар	ВЕ Хргуд	48	126	64,29	2019-2021
38	Вјетар	ВЕ Гребак	48	110	65	2031-2035

Напомена: све остале врсте технологија у склопу ОИЕ-а приказане су као индикативни циљеви до 2035. године у поглављу „Обновљиви извор енергије“.

Извор: Радна група Републике Српске, анализа Пројектног тима

5.2.8.9 Индикативна (алтернативна) опција – когенерациони сценарио

У наставку је дата индикативна анализа и коментар на алтернативан приступ постизања снажно обновљивог сценарија, базираног на идеји интензивног коришћења когенерационих постројења на био-масу (и „*dual-fuel*“), која би доминантно замијенила постојеће термоелектране на угаљ. Наведени сценарио није детаљније разрађен по узору на остале сценарије, већ је разрађен квалитативно и квантитативно на вишем нивоу. Когенерациони обновљиви сценарио захтијева врло комплексну имплементацију и бројне услове који би се требали задовољити да би сценарио био дугорочно одржив. Циљ наведеног сценарија, који тежи према потпуној декарбонизацији енергетског система, је приказати опцију која може бити, ако не доминантна, барем дио будућег промишљања развоја производног микса Републике Српске. Постојења за когенерацију електричне и топлотне енергије на био-масу, морају бити економски конкурентна постојећим системима, која као енергент користе угаљ. Према Европској директиви о енергетској ефикасности, државе морају процијенити потенцијал когенерације електричне и топлотне енергије, даљинског гријања и хлађења. Ефикасна когенерација условљава да је локација постројења у непосредној близини подручја на којем се конзумира произведена топлотна енергија. Такође, цијена изградње објекта мора бити минимална па се намеће коришћење постојећих топлотних објеката. Имајући у виду малу густину насељености и мали број урбаних центара могућност ефикасног увођења когенерације на био-масу постоји у градовима Бања Лука и Бијељина. За наведене градове процијењена је потребна количина горива на годишњем нивоу уколико се изграде постројења са електричним капацитетом од 160 MWe и топлотним капацитетом од 240 MWt (Табела 5.2.13).

Табела 5.2.13 Потребни технички параметри за оптимални портфељ термоелектрана-топлана (индикативно)

Објект	Електрични капацитет (MWe)	Топлотни капацитет (MWt)	Максимална годишња производња електричне енергије (GWh _e)	Максимална потребна количина горива (GWh _f)
Бања Лука	160	240	1200	3000
Бијељина	160	240	1200	3000
Укупно	320	480	2400	6000

Извор: Анализа Пројектног тима

У случају Бање Луке, пројектовање и градња когенерационог постројења може почети одмах, што би обезбиједило улазак у погон крајем 2021. године. Током периода изградње наведеног постројења потребно је изградити и развити топлотну мрежу. Постоји могућност ширења мреже у граду Бања Лука, али и повезивање насеља Лакташи, Челинац и осталих околних насеља. У Бијељини је потребна израда просторних планова и развој транспортног система због чега је могући улазак у погон разматраног постројења тек 2026. године. Такође, потребно је развити плантаже тополе због осигурања снабдијевања горива за когенерацију. Најизгледније локације когенерационог постројења су у склопу постојеће електране Угљевик или у околини Бијељине. Тржиште топлотне енергије произведене у когенерационом постројењу Бијељина потенцијално чине град Бијељина, Нови Дворови, Бања Дворови, Попови, Јања, Угљевик и већи привредни субјекти попут стакленичких произвођача и рибњака.

Према електричном и топлотном капацитету постројења за когенерацију и према величини тржишта направљена је процјена очекиване производње електричне и топлотне енергије (Табела 5.2.14). Уз потрошњу топлотне енергије од стране физичких и правних лица за гријање просторија и припрему топле воде, топлотна енергија може се користити за сушење био-маса чиме јој се повећава квалитет и ефикасност коришћења.

Табела 5.2.14 Предвиђена производња електричне и топлотне енергије

Објект	Очекивана производња електричне енергије (GWh _e /год)	Очекивана производња комерцијалне топлотне енергије (GWh _t /год)	Очекивана производња топлотне енергије за сушење био-маса (GEh _t /год)
Бања Лука	1100	530	192
Бијељина	1100	400	192
Укупно	2200	930	384

Извор: Анализа Пројектног тима

Когенерациони обновљиви сценарио замјењује производњу електричне енергије и топлотне енергије из угља производњом из био-маса, која се сматра „угљо-неутралним“ извором. Преласком на био-масу комплетно се елиминишу емисије CO₂ настале због сагореивања угља. Уз емисије због сагореивања угља за производњу енергије, уједно се елиминишу емисије CO₂ из транспортних горива која се користе у рудницима угља, али се повећавају емисије из сагореивања горива за шумске радове и транспорт био-маса. Имајући у виду да је у случају био-маса количина транспортованог материјала око 6 пута мања али је удаљеност транспорта нешто већа, уз побољшану ефикасност мотора са унутрашњим сагореивањем и електрификацију дијела транспорта, емисије због сагореивања горива у транспорту се могу сматрати еквивалентнима. У Републици Српској постоји потенцијал пошумљавања око 33.000 ха девастираних и опустошених земљишта у околини Бијељине и Бање Луке. Пошумљавањем наведених подручја тополом остварује се секвестрација CO₂ око 0,7 MtCO₂/год. у периоду

од четири године. Током наведене 4 године, прије прве сјече, укупна секвестрација CO₂ износи око 2,8 MtCO₂, након чега престаје секвестрација и биланс CO₂ остаје око нуле.

Разматраним сценаријем остварује се ширење топлотних система на насеља у близини предвиђених топлотних система, чиме се увелико замјењују неефикасни индивидуални системи гријања знатно ефикаснијим топлотним системима. Преласком с угља на био-масу која се сматра „угљо-неутралним извором“ остварују се мање емисије CO₂. Такође, пошумљавањем опустошених простора повећава се секвестрација CO₂, нарочито у прве четири године.

5.2.9 Регулаторни и институционални оквир

5.2.9.1 Ниво Босне и Херцеговине

Институције на државном нивоу имају надлежност над преносом електричне енергије. Према одредбама Закона о преносу, регулатору и оператеру система електричне енергије у Босни и Херцеговини:

- Регулацију врши: Државна регулаторна комисија за електричну енергију,
- Вођење система врши: независни оператер система,
- Управљање преносном мрежом и средставима обавља: „Електропренос Босне и Херцеговине“,
- Креирање политике обавља: Министарство спољне трговине и економских односа.

5.2.9.1.1 Државна регулаторна комисија за електричну енергију (ДЕРК)

ДЕРК има надлежност и одговорност над преносом електричне енергије, операцијама преносног система, међународном трговином електричном енергијом, као и над питањем производње, дистрибуције и снабдијевања купаца електричне енергије у Брчко Дистрикту Босне и Херцеговине, у складу са међународним нормама и стандардима Европске уније. ДЕРК, као документе стратешког карактера одобрава Индикативни план развоја производње и Дугорочни план развоја преносне мреже у Босни и Херцеговини, који се израђују сваке године за десетогодишњи период. Индикативни план информише садашње и будуће кориснике електроенергетског система о потребама и постојећим пројектима изградње нових производних капацитета. Дугорочни план дефинише потребна појачања постојећих и изградњу нових објеката преносне мреже, обухватајући и проблематику нових прекограничних водова.

5.2.9.1.2 Независни оператер система у Босни и Херцеговини (НОСБиХ)

Законом о оснивању независног оператера система у Босни и Херцеговини успостављен је независни оператер система у БиХ (НОСБиХ), чији су надлежност и функција да управља системом преноса електричне енергије у Босни и Херцеговини у сврху обезбјеђивања сталног снабдијевања електричном енергијом по дефинисаним стандардима квалитета. НОСБиХ је непрофитна компанија у власништву ентитета Републике Српске и Федерације Босне и Херцеговине која своју дјелатност обавља на читавој територији Босне и Херцеговине.

НОСБиХ је забрањено да се бави на било који начин активностима које укључују: производњу, снабдијевање, трговину или дистрибуцију електричне енергије, или било којом другом активности. Рад НОСБиХ регулише ДЕРК.

5.2.9.1.3 Електропренос Босне и Херцеговине

Парламентарна скупштина Босне и Херцеговине је у марту 2002. године усвојила Закон о преносу, регулатори и оператеру система електричне енергије у Босни и Херцеговини, с циљем да се створе услови за неограничену и слободну трговину, те континуирано снабдијевање електричном енергијом. Законом о оснивању компаније за пренос електричне енергије 2004. године у Босни и Херцеговини успостављен је „Електропренос Босне и Херцеговине“ а.д. Бања Лука, компанија за пренос електричне енергије. Електропренос је настао преносом средстава, обавеза и власничких права над имовином неопходном за пренос електричне енергије и дјелатности које се односе на пренос, из електропривредних предузећа у Босни и Херцеговини. Електропренос има законски и природни монопол на тржишту, а њен рад регулише ДЕРК. Дјелатност Електропреноса је пренос електричне енергије и све дјелатности у вези с преносом електричне енергије, које укључују, али се не ограничавају на пренос електричне енергије, одржавање, изградњу и проширење електропреносне мреже у Босни и Херцеговини. Циљеви дефинисани Законом о оснивању компаније за пренос електричне енергије у Босни и Херцеговини су:

- осигурање континуираног снабдијевања електричном енергијом по дефинисаним стандардима квалитета за добробит грађана Босне и Херцеговине,
- подршка стварању тржишта електричне енергије у Босни и Херцеговини,
- интеграција тржишта у регионално тржиште електричне енергије,
- регионалне развојне активности у вези с енергијом.

5.2.9.2 Регулатива у Републици Српској

Законом о енергетици Републике Српске, кључним законским прописом за област енергетике, дефинисане су енергетске дјелатности. Између осталих, енергетске дјелатности су и дјелатност производње електричне енергије, дистрибуција електричне енергије, снабдијевање електричном енергијом и трговина електричном енергијом. Закон о електричној енергији успоставља правила за производњу и дистрибуцију електричне енергије на простору Републике Српске и домаће трговине у име Републике Српске. Овим законом основана је Регулаторна комисија за енергетику Републике Српске (РЕРС), у циљу регулисања монополског понашања и обезбјеђења транспарентног и недискриминационог положаја свих учесника на тржишту електричне енергије у Републици Српској. У области електричне енергије, РЕРС има сљедећа овлашћења:

- 1) надзор и регулисање односа између производње, дистрибуције и купаца електричне енергије, укључујући и трговце електричном енергијом,
- 2) прописивање методологије и критеријума за утврђивање коришћења дистрибутивне мреже и цијена снабдијевања неквалификованих купаца електричном енергијом и методологије за утврђивање накнаде за прикључење на дистрибутивну мрежу,
- 3) доношење тарифног система за продају електричне енергије и коришћење дистрибутивне мреже,
- 4) утврђивање тарифних ставова за кориснике дистрибутивних система и тарифних ставова за неквалификоване купце,
- 5) издавање или одузимање дозвола за производњу, дистрибуцију и трговину електричном енергијом,
- 6) доношење општих услова за испоруку електричне енергије,
- 7) утврђивање цијена електричне енергије на прагу електране.

Енергетски субјект који обавља двије или више енергетских дјелатности или који поред енергетске дјелатности обавља и неку другу дјелатност која се не сматра енергетском дјелатношћу, дужан је да изврши раздвајање дјелатности у складу са посебним законом којим се регулише обављање те дјелатности.

Енергетски субјекти који обављају дјелатност производње електричне енергије имају право у својим производним објектима користити изворе енергије које сматрају најповољнијим, уз поштовање техничких карактеристика и услова заштите животне средине, уговорати испоруке и продају електричне енергије, те приступити преносној мрежи, све у складу са условима прописаним законом, прописима и у дозволи од РЕРС-а. Обавезе произвођача електричне енергије су да поштују услове из дозволе, посједују мјерни уређај који омогућава одређивање енергије која се предаје у одговарајућу мрежу, придржавају се правила дјеловања на тржишту електричне енергије и да задовољавају и поштују прописане техничке и погонске услове, као и услове заштите околине и утицаја на животну средину.

Дистрибутивна мрежа мора бити доступна свим корисницима на транспарентан и недискриминирајући начин, у циљу несметаног функционисања тржишта електричне енергије у Републици Српској. За рад, управљање, одржавање и развој дистрибутивног система одговоран је оператер дистрибутивног система (ОДС). ОДС је дужан омогућити пренос електричне енергије кроз своју мрежу, као и дистрибуцију електричне енергије на основу захтјева корисника мреже. ОДС има право и обавезу обављати снабдијевање корисника система и купаца електричном енергијом на свом подручју дјеловања, ако је тако утврђено у дозволи за обављање дјелатности. Дужан је омогућити приступ мрежи произвођачима електричне енергије и квалификованим купцима електричне енергије на непристрасан начин, према принципима регулисаног приступа треће стране. Када произвођач електричне енергије и купац намјеравају закључити уговор о испоруци, а нису могли добити приступ мрежи, могу изградити директан вод, уз претходно прибављену сагласност РЕРС-а.

Снабдијевање електричном енергијом врши се у складу са законом, општим условима за испоруку електричне енергије, тарифним системом за продају електричне енергије и уговором који закључују снабдјевач и купац.

Енергетске дјелатности производње електричне енергије за снабдијевање тарифних купаца, дистрибуција електричне енергије и снабдијевање тарифних купаца електричном енергијом су од општег значаја и обављају се у оквиру јавне услуге. Квалификовани купац може слободно изабрати снабдјевача електричне енергије. Квалификовани купац и снабдјевач кога он слободно изабере уговарају количину и цијену електричне енергије. Неквалификовани (тарифни) купци снабдијевају се електричном енергијом у систему обавезе јавне услуге снабдијевања по цијенама из тарифног система за продају електричне енергије. РЕРС одређује цијену за јавно снабдијевање крајњих купаца електричне енергије из категорије потрошње домаћинства и малих купаца (тарифни ставови), у складу са Законом о електричној енергији и Правилником о тарифној методологији и тарифном поступку. Производњу, дистрибуцију и снабдијевање електричне енергије у оквиру јавне услуге на територији Републике Српске врши Мјешовити холдинг „Електропривреда Републике Српске“ а. д. Требиње (ЕРС), основана у складу са Законом о привредним друштвима Републике Српске и Законом о јавним предузећима Републике Српске.

У складу са одредбама Закона о електричној енергији и Правилником о снабдијевању квалификованих купаца електричном енергијом и поступку промјене снабдјевача, у Републици Српској је од 1. јануара 2015. године тржиште отворено. Крајњи купци електричне енергије из категорије потрошње домаћинства и малих купаца који на тржишту нису изабрали снабдјевача имају право на снабдијевање електричном енергијом стандардног квалитета по економски оправданим, лако и јасно успоређивим и транспарентним цијенама у оквиру јавног снабдијевања. Конкурнцијски савјет Босне и Херцеговине је у 2016. години дао Мишљење да тржиште електричне енергије није отворено за конкуренцију. Међутим, у 2017. години, Конкурнцијски савјет сматра да је створен формално-правни оквир за либерализацију тржишта, те да је тржиште електричне енергије отворено за конкуренцију у сегменту производње електричне енергије и снабдијевања електричном енергијом купаца II реда.

5.2.10 Стратешке смјернице

За период до 2035. године потребно је поставити енергетски оквир за развој сектора електричне енергије у Републици Српској. У наставку су наведени стратешки приоритети и смјернице које се односе на развој тржишта и регулативе. (Табела 5.2.15) Регулаторне препоруке односе се на поштовање обавеза прописаних Директивом 2009/72/ЕЦ, а то су и основне препоруке Енергетске заједнице.

Табела 5.2.15 Стратешке смјернице за развој тржишта

	Стратешки приоритет	Стратешка смјерница
Тржиште и животна средина	Реструктурирање и трансформација електроенергетског сектора	Свеобухватна трансформација сектора електричне енергије кроз реструктурирање кључних субјеката и адекватно тржишно уређење у складу са Трећим енергетским пакетом и законом који ће бити резултат Зимског пакета. Циљ је постићи зrelu либерализацију тржишта која ће бити додатан подстицај електроенергетским субјектима за постизање трошковне ефикасности, чиме ће се ослободити финансијски ресурси за инвестиције у нове производе и услуге, технологије, знања и компетенције, као и за ценовну конкурентност. Крајњи циљ је повећање вриједности за крајње кориснике и стварање нове вриједности на тржишту.
	Постизање већег учешћа чишће енергије у будућем производном миксу и потрошњи	Повећање учешћа обновљивих извора енергије у инсталираној снази, укупној производњи и потрошњи електричне енергије у складу са преузетим и будућим обавезама. Раст учешћа ОИЕ-а, уз допринос традиционалних електропривреда стимулисаће се и кроз будуће моделе подстицаја. Динамику транзиције поставити у оквирима могућности спровођења.
	Смањење емисија загађујућих материја из термоелектрана	Спровести мјере смањења емисија загађујућих материја и достизања граничних вриједности емисија (ГВЕ) у складу са стандардима ЕУ и Акционом плану за смањење емисија
	Смањење емисија гасова стаклене баште из термоелектрана	Спровести мјере с циљем доприноса Босне и Херцеговине за смањење емисија гасова стаклене баште у складу с ИНДЦ циљевима
	План инвестиција и развоја производног портфеља креирати у складу са потребама система те циљевима конкурентности	Тржишни субјекти треба да прилагоде инвестиционе планове тржишној утакмици и околностима, тражити синергије на нивоу укупног електроенергетског микса. Амбицију циља суфицита потребно је ускладити са тржишним ризицима, циљем конкурентности и чишћом енергијом.
	Даље унапређење тржишта veleпродаје и снабдијевања ел. Енергије	Наставити са активностима даље изградње компетенција и транспарентности veleпродаје кроз успостављање аукцијског начина набавке и балансирања ел. енергије, повезивања и хармонизације система тржишта veleпродаје са околним земљама, те даље начине развоја тржишта veleпродаје.
	Конкурентност цијена електричне енергије на прагу електрана	Усмјеравање субјеката према тржишним принципима са циљем реалне алокације неефикасности и преузимања мандата за унапређење.
Регулатива	Реструктурирање и модернизација ОДС-ова те правно и функционално раздвајање дјелатности дистрибуције и снабдијевања	Усклађење са Трећим енергетским пакетом кроз превасходно доношење примарног законодавства, а касније и подзаконских аката и њихово спровођење у пракси како би се што прије кренуло с активностима раздвајања дјелатности дистрибуције и снабдијевања. Додатно, сугерише се већи фокус на развој и квалитет дистрибуције кроз различите механизме у склопу методологије формирања тарифа за дистрибутере
	Дерегулација цијена електричне енергије јавних снабдјевача за категорије домаћинства, мала предузећа и комерцијалне купца	Умјесто регулисаних цијена за јавно снабдијевање, потребно је прећи на тржишне цијене због даље либерализације тржишта у пракси, али притом социјалне категорије заштити посебним програмом.
	Израда програма заштите угрожених купаца	Потребна је израда програма заштите угрожених купаца, којим би се дефинисале активности које се односе на заштиту угрожених купаца од искључења електричне енергије, као и заштиту купаца у удаљеним подручјима, те Програма помоћи за плаћања рачуна за социјално угрожене категорије.

5.3 Сектор угља

5.3.1 Увод

Сектор угља представља важан сегмент у сектору енергије и економске структуре Босне и Херцеговине те Републике Српске. Од укупних енергетских потенцијала земље, на угаљ отпада више од 90%¹⁷, чиме он тренутно представља доминантан енергетски потенцијал.

У Босни и Херцеговини, тренутно је активно око 14 значајнијих рудника. Кључна лежишта¹⁸ угља лоцирана су у базенима: Тузла (Крека, Бановићи, Ђурђевић и Угљевик), средња Босна (Какањ, Бреза, Зеница и Била), Бугојно (Грачаница), Ливно–Дувно (Тушница), Гацко (Гацко) и Добој – Бања Лука (Станари), Рудник „Каменград“ у базену Каменград после рата није значајније активиран, а рудник „Мостар“ у базену Мостар је затворен.

Слика 5.3.1 Илустративни приказ кључних рудника у Босни и Херцеговини



Извор: ФМЕРИ, анализа Пројектног тима, ЕИХП, Солузиона, ЕИБЛ, РИТ, Студија енергетског сектора у Босни и Херцеговини, 2008.

На подручју Републике Српске, резерве лигнита и мрког угља дистрибуисане су у неколико кључних базена: Гацко, Угљевик, Станари, Миљевина, Котор Варош, Љешљани и Рамићи. Остале локације, са мањим резервама, нису у значајнијој мјери интересантне из перспективе енергетског сектора или су напуштене због неповољних услова експлоатације¹⁹.

У Републици Српској, уз остале, активно је пет значајнијих рудника који су доминантно у склопу термоелектрана; ЗП РИТЕ „Угљевик“, ТП РИТЕ „Гацко“, „Станари“, Рудник „Луке – Угљевик“, Нови рудник „Миљевина“.

Табела 5.3.1 Основне информације о кључним рудницама у Републици Српској, 2015. година

Рудник	Власник	Локација	Тип угља	Начин експлоатације
ЗП РИТЕ Угљевик (Богутово село и Угљевик Исток 1)	ЕРС (65%), остали (35%)	Угљевик	Мрки угаљ	Површинска
ЗП РИТЕ Гацко	ЕРС (65%), остали (35%)	Гацко	Лигнит	Површинска
Рудник Станари	ЕФТ Рудник и ТЕ Станари д.о.о.	Станари, Добој	Лигнит	Површинска
Нови рудник мрког угља Миљевина	Павгорд д.о.о. Фоча	Миљевина, Фоча	Мрки угаљ	Површинска и јамска
Остали ¹	Приватно	Разна	Доминантно мрки угаљ	Површинска

Напомена: Остали рудници укључују нпр. Нови рудник „Миљевина“, „Терех Коп“, Рудник „Луке – Угљевик“, итд.

¹⁷ ЕИХП, „Студија енергетског сектора у БИХ“ 2008.

¹⁸ Подаци радне групе ФМЕРИ, МИЕР.

¹⁹ Енергетска стратегија Републике Српске до 2030.

Извор: Радна група Републике Српске

ЗП РиТЕ „Угљевик“ и ЗП РиТЕ „Гацко“ интегрисани су системи рудника и термоелектрана у већинском власништву „Електропривреде Републике Српске“ (65%). Рудник „Угљевик“ лежиште је мрког угља са површинском експлоатацијом, док је у Руднику „Гацко“ лежиште лигнита, са такође површинским копом. Уз „Гацко“, лигнит се површински експлоатише и у Руднику „Станари“, који је у приватном власништву.

На осталим локалитетима, укључујући и Нови рудник „Миљевина“, доминантан тип угља је мрки угаљ.

5.3.2 Резерве угља

Према постојећој енергетској стратегији Републике Српске, укупне билансне резерве угља у Републици Српској износиле су 683 милиона тона, ванбилансне резерве кретале су се око 106 милиона тона, те потенцијалне око 175 милиона тона. Укупне геолошке резерве износиле су 814 милиона тона, а експлоатационе 578 милиона тона²⁰. Лигнит доминира у структури билансних резерви.

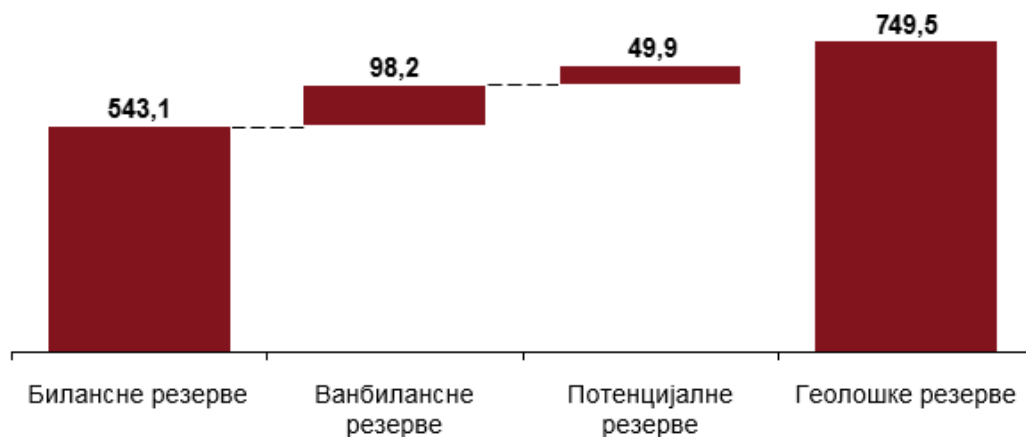
Табела 5.3.2 Резерве угља у Републици Српској, 2010. година

Производни капацитет и врста угља	РЕЗЕРВЕ (000 t)				
	Билансне (А+Б+Ц ₁)	Ванбилансне (А+Б+Ц ₁)	Потенцијалне (Ц ₂ +Д ₁ +Д ₂)	Укупне геолошке	Експлоатационе (А+Б+Ц ₁)
Рудник Угљевик (М)	247.409	17.792	114.558	265.507	206.507
Рудник Станари (Л)	82.559	34.668	9.596	126.823	73.271
Рудник Гацко (Л)	269.958	37.862	/	307.320	245.662
Рудник Миљевина (М)	21.200	15.800	40.100	77.100	19.080
Котор Варош (М)*	16.410		1.359		
Љешљани (М)*	8.843	195	10.000		
Раићи (Л)*	37.596			37.596	33.836,4
Укупно лигнит	390.113	72.530	9.596	471.739	352.769
Укупно мрки угаљ	293.862	33.787	166.017	342.301	225.587
УКУПНО	683.975	106.317	175.613	814.040	578.356

Извор: План развоја енергетике Републике Српске до 2030, фебруар 2010. године

У складу са добијеним подацима за 2015. годину, структура резерви за кључне активне руднике у Републици Српској указује на 543 милиона тона билансних резерви, 98 милиона тона ванбилансних резерви, 50 милиона тона потенцијалних резерви и око 750 милиона тона геолошких резерви. Важно је напоменути да Радна група Републике Српске за 2015. годину не располаже податком о структури ванбилансних резерви по методологији А+Б+Ц₁, већ унутар те категорије садржи само Ц₁.

Слика 5.3.2 Структура резерви активних рудника у Републици Српској у милионима тона, 2015. година

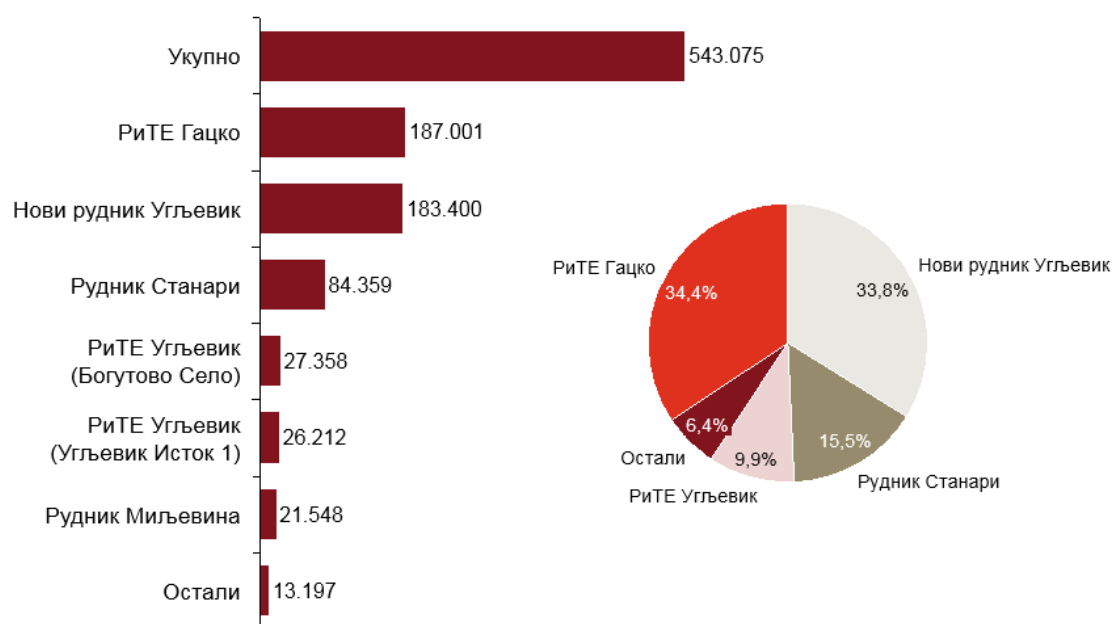


Извор: Радна група Републике Српске

У укупној структури билансних резерви активних рудника Републике Српске за 2015. годину, лигнит и мрки угаљ имају једнако учешће, сваки по 50%.

²⁰ *Рудници Котор Варош, Љешљани и Раићи су у том тренутку истражени, и резерве угља доказане, али се на њима није обављала експлоатација

Слика 5.3.3 Билансне резерве угља кључних рудника у Републици Српској у хиљадама тона, 2015. година



Извор: Радна група Републике Српске

Од укупних билансних резерви угља кључних активних рудника, РиТЕ „Гацико“, Рудник „Станари“ и Нови рудник „Угљевић“ носе преко 80% билансних резерви. Када би се количинама Новог рудника „Угљевић“ придружиле количине РиТЕ „Угљевић Богутово Село“ и „Угљевић Исток 1“, тада би то учешће било још веће.

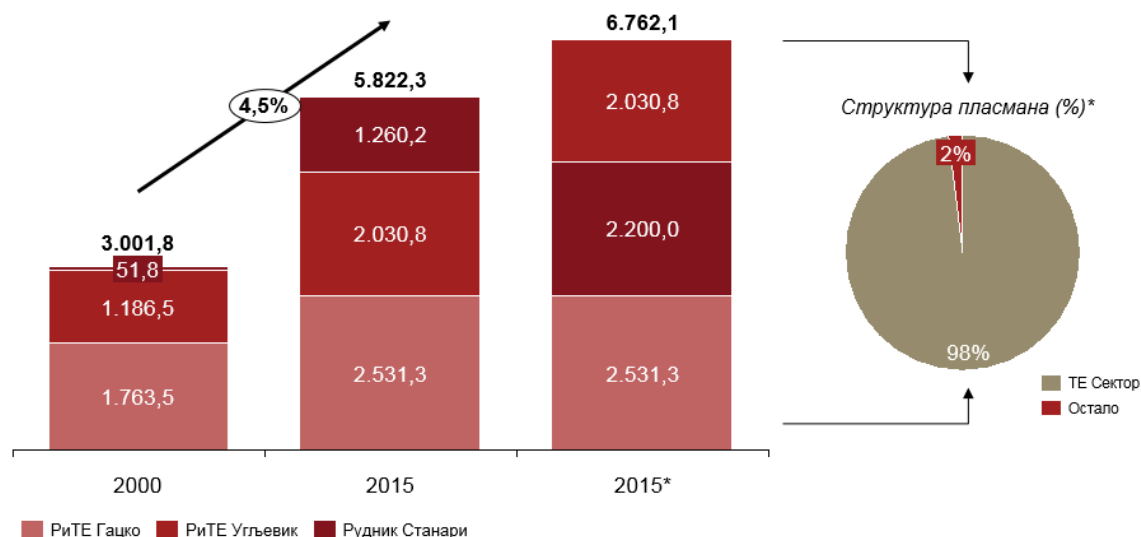
Неравнојерност истражености резерви угља по појединим лежиштима може бити ограничавајући фактор у развоју, те је потребно стално истраживање у складу са законском регулативом. Међутим, због економије развоја енергетског сектора, одлука о повећању активности експлоатације угља на постојећим или новим лежиштима мора бити уско повезана са стратегијом развоја сегмента термоелектрана у Републици Српској.

5.3.3 Производња угља и ефикасност рудника

5.3.3.1 Производња

Када посматрамо кључне руднике у Републици Српској, просјечна годишња стопа раста производње угља у периоду 2000–2015. износила је 4,5% завршно са оствареном производњом од ~5,8 милиона тона у 2015. години. Ако би податке из 2015. нормализовали са просјечним оствареним производним количинама из рудника „Станари“, тада долазимо до годишње производње од 6,76 милиона тона, што је и више него двоструко у односу на период из 2000. године. У посматраном периоду, Рудник „Гацико“ доминирао је највећим количинама производње, док је највећи пораст производње дошао управо из Рудника „Станари“.

Слика 5.3.4 Динамика производње угља из кључних рудника у хиљадама тона, 2015. година



Напомена: *Корекција података из 2015. за нови тренд рада Рудника „Станари“. Структура пласмана коригована је за нови модел рада Рудника „Станари“.

Извор: Радна група Републике Српске, Студија енергетског сектора у Босни и Херцеговини – Модул 8 Рудници угља

Узевши у обзир податке о пласману из 2015. године, као и интегрисани пословни модел рудника и термоелектрана, можемо закључити да је скоро цијела произведена количина угља у Републици Српској (преко 95%) сировина за термоелектране, односно да је пласман обезбијеђен. Оперативна повезаност, те близина рудника и термоелектране свакако позитивно утиче на пословни резултат рудника, као и на цијену производње. У овом случају, трошкови транспорта и логистике немају значајнији негативан утицај на профитабилност рудника. С друге стране, због изузетно високе повезаности појединог рудника са термоелектраном, планови производње и развоја термоелектране директно утичу на пословање рудника који немају диверсификовану структуру купаца.

Табела 5.3.3 Корелација рудника и термоелектрана , 2015. година

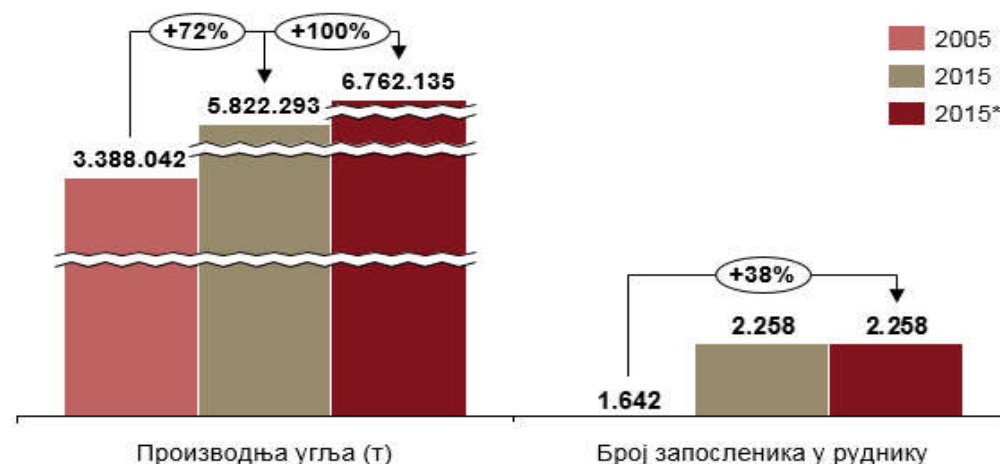
Рудник	Производња (хиљ. тона)	Пласман кључном купцу	Кључни купац
РиТЕ Гацко	2.532	99%	ТЕ Гацко
РиТЕ Угљевик	2.030	97%	ТЕ Угљевик
РУ Станари	1.260	36%	ЈП ЕП БИХ
РУ Станари (процјена '17. год)	2.200	98%	ТЕ Станари

Извор: Радна група Републике Српске, анализа Пројектног тима, интервјуи са менаџментом Рудника „Станари“.

5.3.3.2 Ефикасност и продуктивност рудника

Уз раст укупне производње од 72% у периоду 2005–2015, односно од 100% ако се узме у обзир нови тренд рада ТЕ „Станари“ од средине 2016. године, растао је и укупан број запослених у сектору рудника за 38%.

Слика 5.3.5 Кретање производње угља и броја запослених у кључним рудницима, 2005–2015. година

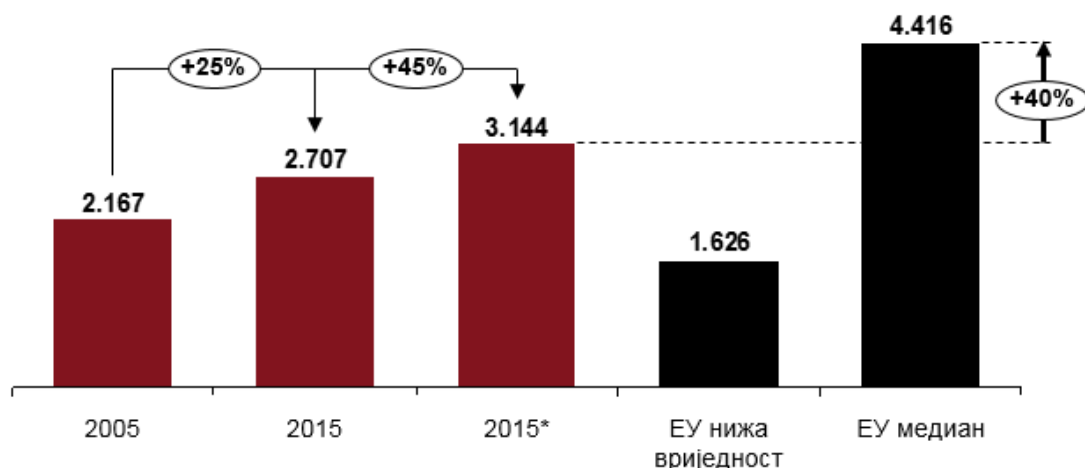


Напомена: *) Производња угља, број запослених и продуктивност за 2015* кориговани су за нови тренд рада Рудника „Станари“ према подацима из 2017. године.

Извор: Радна група Републике Српске, Студија енергетског сектора у Босни и Херцеговини – Модул 8 Рудници угља, анализа Пројектног тима, интервјуи са менаџментом рудника.

Спорији пораст броја запослених од укупне производње довео је до раста продуктивности сектора рудника у Републици Српској од 25%, односно 45% у периоду 2005–2015. године.

Слика 5.3.6 Кретање продуктивности рада у рудницама Републике Српске vs ЕУ, произведене тоне по ФТЕ, 2005–2015. година

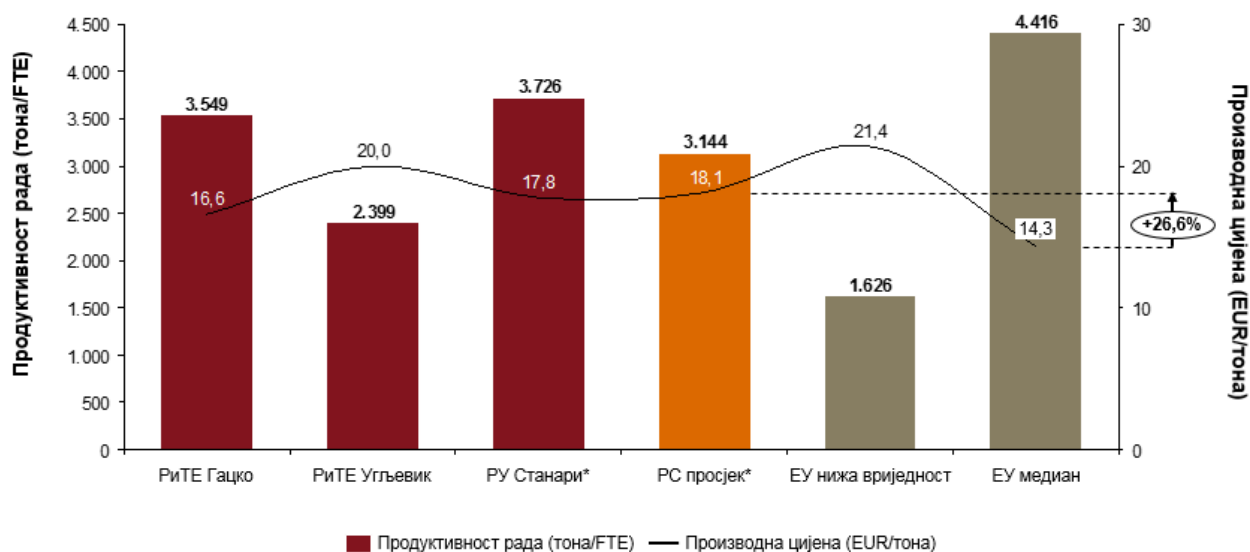


Напомена: подаци кориговани за однос запослених и ФТЕ (еквивалент пуног радног времена) (1,05). ЕУ подаци су из 2012. за; Словенију, Њемачку, Бугарску, Чешку, Словачку, Грчку, Румуњу, Пољску, Мађарску. Производња угља, број запослених и продуктивност за 2015.* кориговани су за нови тренд рада Рудника „Станари“ према подацима из 2017. године. Извор: Радна група Републике Српске, Студија енергетског сектора у Босни и Херцеговини – Модул 8 Рудници угља, анализа Пројектног тима, интервјуи са менаџментом рудника.

Када се подаци о стопи продуктивности за 2015. годину коригују за нови тренд рада Рудника „Станари“, тада пораст продуктивности у односу на 2005.годину износи чак 45%. Просјечна продуктивност рудника у Републици Српској се креће око 3.144 тоне/ФТЕ, што је бољи резултат од ниже вриједности ЕУ, али и даље 40% испод медијана ЕУ, а то упућује да постоји значајан простор за унапређење.

Према новијим подацима, на нивоу појединачних рудника Републике Српске видимо значајна одступања у продуктивности рада, иако су сва изнад нижих вриједности ЕУ. Рудник „Гацко“ је у 2015. години имао продуктивност од око 3,5 хиљаде тона угља по еквиваленту пуног радног времена (енгл. FTE – full time equivalent). Вишу продуктивност од њега остварује Рудник „Станари“ (подаци означавају тренд рада у пуном капацитету за 2017. годину) са преко 3,7 хиљада тона/ФТЕ, док је Рудник „Угљевик“ остварио најлошији резултат са испод 2,4 хиљаде тона/ФТЕ. Просјек рудника Републике Српске кретао се око 3,14 хиљада тона/ФТЕ. Медијан ЕУ износи 4,4 хиљаде тона/ФТЕ.

Слика 5.3.7 Поређење продуктивности и ефикасности рада рудника у Републици Српској vs ЕУ, 2015. година



Напомена: *Benchmark* за ЕУ је коригован према структури угља (лигнит и мрки угаљ). *Просјек Републике Српске коригован за нови тренд рада рудника „Станари“ након 2016. године. Извор: Радна група Републике Српске, анализа Пројектног тима, интервјуи са менаџментом рудника.

У контексту ценовне ефикасности, просјечна производна цијена угља кључних рудника у Републици Српској износила је 18,1 EUR/t, што је бољи резултат од ниже вриједности ЕУ која износи 21,4 EUR/t. Међутим, просјечни резултат рудника Републике Српске и даље је 26% мање ценовно ефикасан у односу на медијан ЕУ

са просјечном производном цијеном од 14,3 EUR/тона. У посматраном периоду, највишу цјеновну ефикасност остварио је Рудник „Гацко“ (РиТЕ Гацко) са постигнутом производном цијеном од 16,6 EUR/t, док је најлошији резултат имао Рудник „Угљевик“ (РиТЕ Угљевик) са 20 EUR/тона.

Цјеновна ефикасност рудника, као и сама продуктивност, зависи о великом броју фактора. Уз калоричну вриједност угља, кључни фактори су технолошка опремљеност рудника, тип копа, близина термоелектране, те оперативни модел који увелико могу утицати на пословни резултат. С обзиром на то да су продуктивност и ефикасност рудника у Републици Српској испод медијана ЕУ, потребно је створити оквир за даљу модернизацију и повећање ефикасности сектора рудника.

5.3.4 Сценарији развоја сектора рудника у Републици Српској

Чињеница је да су рудници, односно угаљ кључни природни ресурс Републике Српске. Управо због тога, угаљ је данас доминантан енергент у производњи електричне енергије.

У 2016. години, Република Српска је имала 51% инсталираних капацитета за производњу електричне енергије из термоелектрана на угаљ, односно око 818 MW. Укупна производња електричне енергије из ТЕ на угаљ у 2016. години чинила је око 64% учешћа у укупној производњи односно око 4,8 TWh. Тип угља – лигнит из Рудника „Станари“, те Рудника „Гацко“ био је улазни енергент за производњу преко 3 TWh, док је мрки угаљ из Рудника „Угљевик“ придонио производњи од 1,75 TWh у 2016. години. За очекиват је мало већи пораст потрошње угља с обзиром на то да је ТЕ „Станари“ ушла средином 2016. године, стога није у потпуности радила на планираном нивоу.

Наставно на глобалне и европске трендове у електроенергетици, те обавезе у складу са ЕУ Директивама, и овај документ обрађује алтернативне опције развоја производног портфеља, од којих се неке одређеном динамиком одмичу од производње електричне енергије на (доминантно) фосилна горива. Будући да су рудници Републике Српске интегрисани са термоелектранама, и високоповезани у контексту пласмана, обим њихових пословних активности директно ће зависити о изабраној стратегији развоја производног портфеља.

Прије даљих анализа, важно је још једном напоменути да будуће изабране стратегије и политике развоја производног микса Републике Српске могу, али не морају, слиједити неки од наведених сценарија, односно могу исто тако пронаћи свој пут у комбинацији. Поредећи четири потенцијалне опције развоја производног портфеља:

- a) сценарио радних група ентитета или ентитетски сценарио,
- b) сценарио према индикативном плану развоја,
- c) сценарио према трошковно оптимизованом индикативном плану развоја,
- d) благо обновљивом сценарију са енергетском ефикасношћу,

видљиво је да међу њима само једна опција константо смањује потребу за производњом угља као енергента у производњи електричне енергије, док остале три, различитим стопама повећавају потребу за тим.

5.3.4.1 Сценарио Радних група ентитета

Сценарио радних група ентитета базира се на улазним информацијама које је предложила и потврдила Радна група Републике Српске. Више детаља о претпоставкама може се ишчитати у поглављима електричне енергије и производног микса. У складу са наведеним сценаријом, у периоду од 2016. до 2035. године у Републици Српској се предвиђа значајно повећање инсталиране снаге термоелектрана са 818 MW у 2016. години на 1.492 MW у 2025. и 2035. години.

Такав развој сектора термоелектрана довео би до потенцијалне производње електричне енергије из угља на нивое од 9,5 TWh у периоду од 2025. до 2035. године, што је отприлике двоструки пораст у односу на производњу ТЕ на угаљ из 2016. године. Важно је напоменути да сценарио у којем наведена инсталирана снага генерише толику производњу подразумијева и пласман цијеле количине произведене електричне енергије, гдје се јавља питање профитабилности и ризика такве претпоставке. Управо због тога је направљена подваријанта овог сценарија, гдје се из наведене инсталиране снаге ограничава укупна производња на максимално 70% износа изнад домаће потрошње као индикативна симулација могуће тржишне реалности.

У првој варијанти овог сценарија, без извозног ограничења, агресиван раст инсталиране снаге и производње електричне енергије из угља довео би до просјечне годишње стопе раста (CAGR) потрошње угља у ТЕ од 3,4%. Такве стопе раста, у периоду од 2016. до 2035. године би довеле до максималне потрошње угља од око 12,1 милиона тона, која би започела око 2024. године, док би просјечна годишња потрошња угља у 16-годишњем периоду била око 10,3 милиона тона.

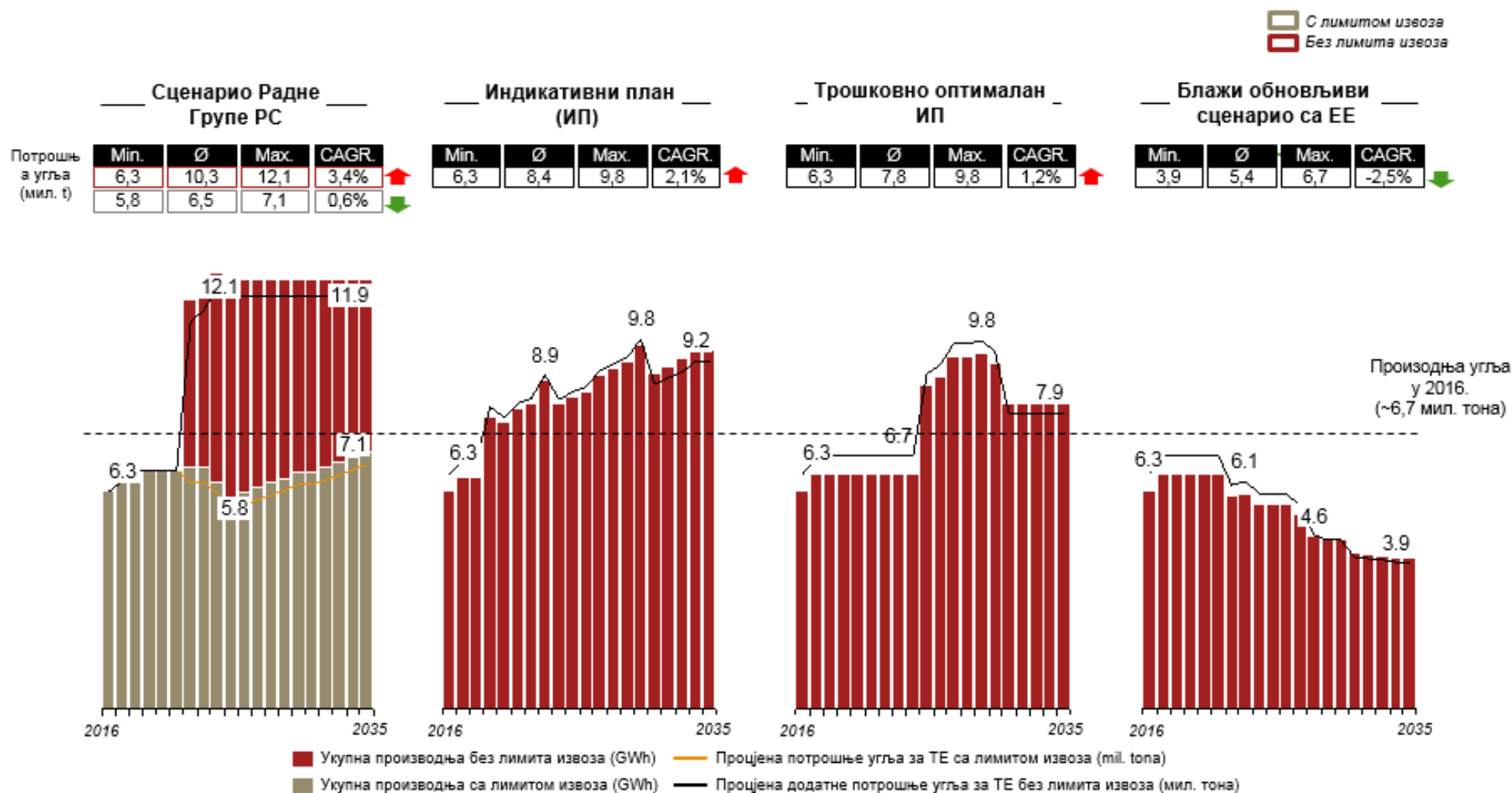
Друга варијанта овог сценарија, са извозним ограничењем, подразумијева исту структуру инсталиране снаге, међутим, нижу производњу као последицу потенцијално отежаног пласмана електричне енергије. Под тим претпоставкама, потражња за угљем је значајније нижа него у сценарију без извозног ограничења. Међутим, и даље остварује благи пораст од просјечно 0,6% годишње у периоду од 2016. до 2035. године. Максимална вриједност потрошње угља у наведеном сценарију износила би 7,1 милион тона, минимална 5,8 милиона тона, док би просјечна износила 6,5 милиона тона.

5.3.4.2 Сценарио према Индикативном плану развоја

Сценарио према Индикативном плану развоја базира се на документу „Индикативни план развоја производње 2017–2026“, уз пројекције до 2035. године на основу анализе пројектног тима. Више детаља о претпоставкама и логици сценарија може се ишчитати у поглављима електричне енергије и производног микса. У складу са наведеним сценариом, у периоду од 2016. до 2035. године у Републици Српској предвиђа се значајно повећање инсталиране снаге термоелектрана са 818 MW у 2016. години на 1.418 MW у 2025, те на 1.142 MW 2035. години.

Такав развој сектора термоелектрана довео би до потенцијалне производње електричне енергије из угља на ниво од 8,1 TWh у периоду од 2030. до 2035. године, а то је отприлике 70% пораст у односу на производњу из ТЕ на угаљ из 2016. године. У контексту потражње за угљем, овај сценарио предвиђа просјечни годишњи пораст потрошње угља за термоелектране од 2,1% CAGR, што би довело до максималне потрошње угља од 9,8 милиона тона око 2030. године, те просјечне годишње потрошње од 8,4 милиона тона у периоду од 2016. до 2035. године. Након 2019. године, потражња, односно производња угља би у свакој години била виша у односу на 2016. годину.

Слика 5.3.8 Сценарији производње из ТЕ и импликација на потребу за производњом угља – Република Српска, 2016–2035. године



Извор: анализа Пројектног тима, World Bank, BiH Power Sector Note, 2016, Финансијски и оперативни показатељи рудника, Радна група Републике Српске

5.3.4.3 Сценарио према трошковно оптимизованом индикативном плану развоја

Сценарио према трошковно оптимизованом индикативном плану развоја ослања се на документ „Индикативни план развоја производње 2017–2026“, уз пројекције до 2035. године на основу анализе пројектног тима и документ Свјетске банке „Power Sector Note“. Више детаља о претпоставкама и логици сценарија може се ишчитати у поглављима електричне енергије и производног микса. У складу са наведеним сценариом, у периоду од 2016. до 2035. године у Републици Српској предвиђа се повећање инсталиране снаге термоелектрана са 818 MW у 2016. години на 1.118 MW у 2025, а након тог периода корекција према 842 MW у 2035. години, када све већу улогу имају сви облици обновљивих извора енергије.

Такав развој сектора термоелектрана довео би до потенцијалне производње електричне енергије из угља на нивое нешто мало испод 8 TWh око 2028. године, а то представља и максималну производњу из ТЕ у посматраном периоду. У том периоду очекивала би се и максимална потражња за угљем од 9,8 милиона тона. Крећући се према 2035. години, производња из ТЕ би се спустила према 6,7 TWh, што би изискивало око 7,9 милиона тона производње угља, што уједно представља и врло сличну вриједност у односу просјечну годишњу потрошњу угља од 7,8 милиона тона у посматраном периоду. Упоредјујући период од 2016. до 2035. године, просјечна годишња стопа пораста потрошње угља износила би 1,2%.

5.3.4.4 Благо обновљиви сценарио са ЕЕ

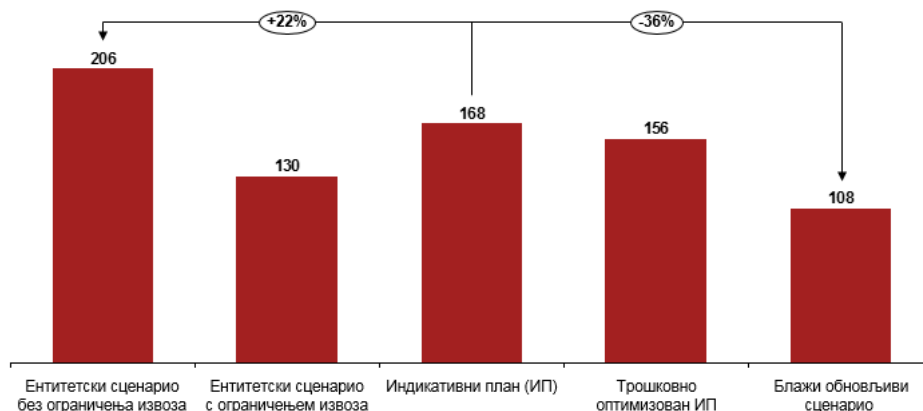
Благо обновљиви сценарио развоја производног микса са енергетском ефикасношћу представља најзначајнији помак од данашње структуре инсталираних капацитета и производње електричне енергије у Републици Српској. Више детаља о претпоставкама и логици сценарија може се детаљније ишчитати у поглављима електричне енергије и производног микса. У складу са наведеним сценариом, у периоду од 2016. до 2035. године у Републици Српској предвиђа се смањење инсталиране снаге термоелектрана са 818 MW у 2016. и 2025. години на 542 MW у 2035. години, у којој доминирају ХЕ са 58% учешћа (1.200 MW), и други ОИЕ с 15% учешћа (314 MW). Такав развој довео би до пада производње из ТЕ с 4,8 TWh у 2016. години на 3,4 TWh у 2035. години.

Такав развој сектора ТЕ једини константно смањује потребу за угљем до 2035. године, која би падала просјечном стопом од 2,5% годишње, иако угљем и даље остаје врло важан у цјелокупном миксу. У овом сценарију просјечна потражња за угљем износи 5,4 милиона тона, што је ниже од произведене количине угља у 2016. години. Минимална потреба за угљем јавила би се у периоду од 2030. до 2035. године и износила би око 3,9 милиона тона.

5.3.5 Кумулативни ефекти индикативних сценарија развоја ТЕ сектора

У зависности од стратегије развоја производног микса, укупна производња угља у Републици Српској од 2016. до 2035. године може бити виша или нижа у односу на сценарио у којем би се сектор развијао према Индикативном плану. Данашњи сценарио предвиђа укупну кумулативну потребу за угљем у периоду од 2016. до 2035. године од око 168 милиона тона, док је очекивана вриједност потребе за угљем у благо обновљивом сценарију око 108 милиона тона. У сценарију радних група ентитета, кумулативна потреба за угљем износила би преко 200 милиона тона, а то је 22% више од ИП сценарија. У случају конвергенције будућих политика према благо обновљивом сценарију развоја енергетског сектора, у периоду од 2016. до 2035. године може се очекивати и преко 36% нижа кумулативна потрошња угља у односу на ИП план развоја ТЕ сектора из 2016. године. У сценарију оптимизације броја/локација рударских операција, потребно је ставити фокус и на уређење питања експропријације земљишта, као и обавезу рекултивације, за шта ће бити потребно успоставити адекватне фондове.

Слика 5.3.9 Пројекта кумулативне потребе за угљем, у зависности од сценарија развоја сектора термоелектрана у Републици Српској у милионима тона, 2016–2035. године



■ Пројекта кумулативне потребе за угљем (млн. тона)

Извор: анализа Пројектног тима, WB - BiH Power Sector Note, 2016, Финансијски и оперативни показатељи рудника, Радна група Републике Српске

5.3.6 Регулаторни и институционални оквир

5.3.6.1 Ниво Босне и Херцеговине

У сектору угља на државном нивоу, активности врши МСТЕО, у оквиру својих надлежности за обављање послова и задатака из надлежности Босне и Херцеговине који се односе на дефинисање политике, основних принципа, координисање дјелатности и усклађивање планова ентитетских тијела власти и институција на међународном плану у подручју енергетике, као и у области концесија када се концесионо добро простира на подручју оба ентитета.

5.3.6.2 Регулатива у Републици Српској

Област рудног блага и минералних сировина регулисана је на ентитетском нивоу. Област истраживања и експлоатације минералних сировина у Републици Српској нормирана је Законом о рударству и Законом о геолошким истраживањима. У процедури су нови Закон о рударству и измјене и допуне Закона о геолошким истраживањима. Додјелјивање права коришћења минералних сировина, те одређивање накнаде врши се у складу са Законом о концесијама Републике Српске и подзаконским актима из области концесија.

Законом о рударству уређују се услови и начин експлоатације рудног богатства у земљи и на њеној површини, ријечном и језерском дну или испод њега, изградња, коришћење и одржавање рударских објеката, рударски пројекти, рударска геодетска мјерења и планови, мјере заштите, надзор и друга питања која се односе на коришћење минералних сировина на територији Републике Српске. Рудним благом сматрају се све органске и неорганске минералне сировине. Према Закону о геолошким истраживањима, геолошка истраживања су истраживања и испитивања која се изводе ради упознавања састава, развоја и грађе земљине коре, израде геолошких карата, проналажења и утврђивања количина и квалитета минералних сировина и економских ефеката њиховог коришћења, утврђивања геолошких карактеристика тла и стијена за изградњу објеката и санацију терена, идентификације, проучавања и заштите објеката геонаслјеђа, планирања простора, заштите и унапређивања животне средине на принципима одрживог развоја, израда и ревизија геолошке документације и послова стручног надзора. МИЕР врши управне и стручне послове у области рударства и геолошких истраживања. Републички завод за геолошка истраживања надлежан је за истраживачке и стручно-аналитичке послове из области геолошких истраживања (израђује планску документацију и геолошке карте, води банку језгра истражних бушотина), те спроводи основна геолошка истраживања која су од општег интереса за Републику Српску.

За истраживање и експлоатацију минералних сировина додјелује се концесија. Лиценце и рјешења за вршење геолошких истраживања издаје МИЕР.

5.3.7 Стратешке смјернице

Табела 5.3.4 Стратешке смјернице за развој електроенергетског сектора

	Стратешки приоритет	Стратешка смјерница
Тржиште	Трансформација термосектора као предуслов за даљу оптимизацију пословања рудника угља	Приоритет је дефинисати и изабрати јасан смјер развоја производног микса, односно улоге ТЕ сектора за период до 2035. године. У складу са том стратегијом потребно је радити на трансформацији рудника и производње угља за потребе рада термоелектрана.
	Стварање институционалног оквира који ће подстицати стално унапређење рудника угља	Стварање институционалног оквира кроз постављање јасних и мјерљивих циљева, као и динамике унапређења пословних резултата рудника. Постављање временске динамике за покретање и спровођење програма унапређења ефикасности (касније обавеза привредног сектора). Подстицање иницијатива сталног управљања промјеном, унапређења корпоративне културе, улагања у знања и вјештине запослених у сектору рудника.
	Израда и спровођење програма трансформације сектора рудника угља	Потребно је стално радити на даљем развоју и трансформацији сектора угља у Републици Српској који треба бити прилагођен развоју ТЕ сектора. Додатно, потребно је одабрати оптималну динамику реструктурирања, узевши у обзир социјалну компоненту и велики број запослених у сектору рудника. Уз трошковне мјере, потребно је алоцирати средства за нужну модернизацију и улагање у технологију, а то ће омогућити раст продуктивности и конкурентнију производну цијену. Инвестициска средства треба да буду алоцирана на најперспективније руднике, гдје ће нова технологија и економија обима имати најзначајнији ефект на продуктивност и производну цијену У складу с тиме, рудници требају прилагодити инвестиционе планове с циљем што ефикасније алокације садашњих и

		будућих средстава који ће настати као посљедица свеобухватног реструктурирања.
Регулатива	Ажурирање и усаглашавање релевантног закона и регулативе са циљем стварања институционалног оквира у складу са dobrим индустријским праксама	Стално ажурирати и усаглашавати рударско-геолошки и друге повезане законе и регулативе у складу са dobrим праксама и стандардима, укључујући и стратегију постојећих/развоја нових лежишта са просторним стратегијама и плановима.

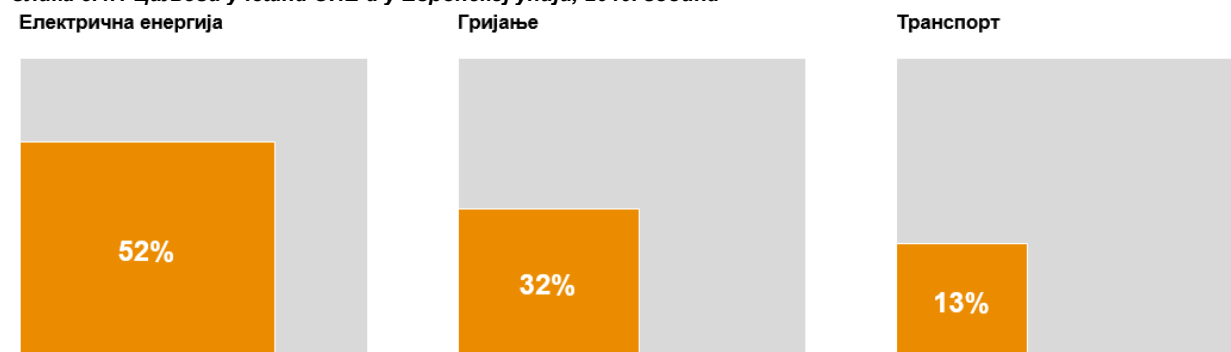
5.4 Обновљиви извори енергије

5.4.1 Увод

Обновљивим изворима енергије (ОИЕ) сматрају се хидроенергија, соларна енергија, енергија вјетра, енергија био-маса, геотермална енергија и енергија таласа/плиме и осеке. Пажљиво искоришћавање тих обновљивих ресурса све је више на агенди глобалних и европских економија и то се види кроз динамику, као и промјене у структури учешћа ОИЕ-а у глобалној производњи и бруто финалној потрошњи. Уз све већу доступност технологије, кључну улогу у популаризацији ОИЕ-а имају енергетске политике и закони који недвосмислено подстичу тај тренд.

У складу са Директивом о обновљивој енергији (2009/28/EЗ), до 2020. године у Европској унији учешће обновљивих извора енергије у потрошњи мора бити 20%. Дугорочно гледано, циљеви учешћа ОИЕ-а у потрошњи енергије до 2040. године у Европској унији сежу и преко 50% (Слика 5.4.1).

Слика 5.4.1 Циљеви учешћа ОИЕ-а у Европској унији, 2040. година



Извор: IEA – World Energy Outlook 2016.

Када говоримо о сегменту електричне енергије и гријања, Република Српска већ данас има солидно учешће ОИЕ-а у бруто финалној потрошњи у односу на земље ЕУ. Разлог томе су хидроенергетски потенцијали у сегменту електричне енергије, као и коришћење био-маса у сегменту гријања.

Према најновијем извјештају из 2017. године, „Cost-competitive renewable power generation: Potential across South East Europe“, од стране IRENA-е (енг. International renewable energy agency), у Босни и Херцеговини постоји значајан технички потенцијал обновљивих извора енергије, што се свакако односи и на Републику Српску. Стога ће даља експлоатација обновљивих извора енергије у будућности увелико зависити од пада цијена појединих технологија, подстицајних механизма, административних баријера приликом добијања дозвола и слично.

Иако Република Српска има добру позицију из перспективе самих природних ресурса, у оквиру даљег стратешког планирања потребно је урадити додатне активности да би се ажурирали подаци о потенцијалу њиховог даљег искоришћавања, нарочито у сегменту хидроенергије.

5.4.2 Учешће енергије из ОИЕ у бруто финалној потрошњи

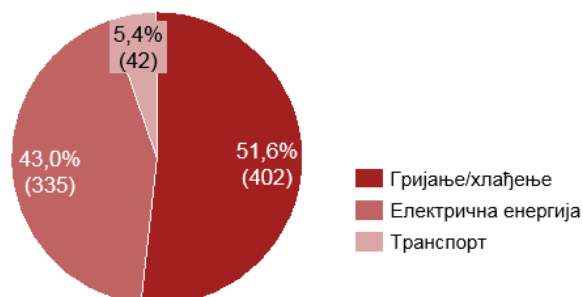
На основу Одлуке о имплементацији Директиве 2009/28/EЗ, утврђен је обавезујући циљ од 40% учешћа ОИЕ-а у укупној финалној потрошњи до 2020. за цијелу Босну и Херцеговину. У складу с тим, и за Републику Српску је одређен циљ учешћа ОИЕ-а у финалној потрошњи да би се испунио онај на државном нивоу. У Републици Српској је у мају 2014. донесен Акциони план Републике Српске за коришћење обновљивих извора енергије. Према Акционом плану, Република Српска за циљ има постизање 48% учешћа ОИЕ-а у бруто финалној потрошњи, односно 778,4 ktоe, у 2020. години. Циљеви за повећање учешћа ОИЕ-а у бруто финалној потрошњи спуштени су на три кључна сектора:

- електрична енергија,
- гријање и хлађење,
- транспорт.

Постизању заданог циља у 2020. години највише би требало да придонесе сектор гријања и хлађења, са отприлике 52% укупно потрошене енергије из ОИЕ-а, и сектор електричне енергије са 43% учешћа. Очекује се да ће учешће сектора транспорта бити око 5% (

Слика 5.4.2).

Слика 5.4.2 Допринос сектора за учешће ОИЕ-а у финалној потрошњи енергије у Републици Српској, 2020. година

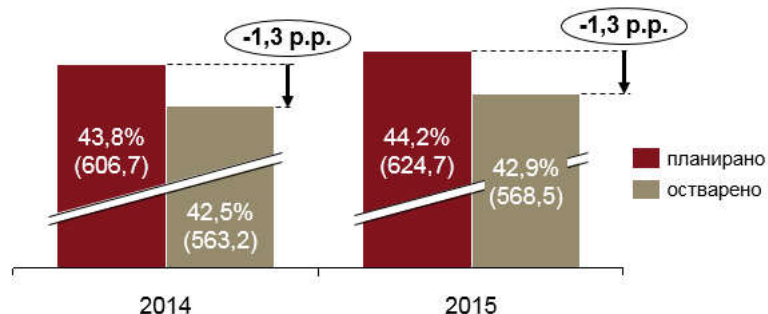


Извор: Акциони план Републике Српске за коришћење ОИЕ-а

Акционим планом процијењене су путање кретања учешћа ОИЕ-а у укупној финалној потрошњи. За 2017. годину то учешће износи 44,8%, за 2018. 45,5%, за 2019. 46,5%, а за 2020. годину износи 48%.

На ентитетском нивоу потребно је пратити напредак у промовисању коришћења ОИЕ-а, у контексту учешћа и стварне потрошње ОИЕ-а по секторима, те доприноса сваке технологије поједином сектору. Резултати стварног коришћења обновљивих извора енергије у бруто финалној потрошњи у 2014. и 2015. години показују да је реализација за 1,3 постотна поена испод плана. За 2014. годину план је био остварити учешће од 43,8% (606,7 ктое), а остварено је учешће од 42,5% (563,2 ктое). За 2015. циљ је био 44,2% (624,7 ктое), али остварено учешће је износило 42,9%, тј. 568,5 ктое (Слика 5.4.3).

Слика 5.4.3 План и реализација коришћења ОИЕ-а у финалној потрошњи у ктое, 2014. и 2015. године



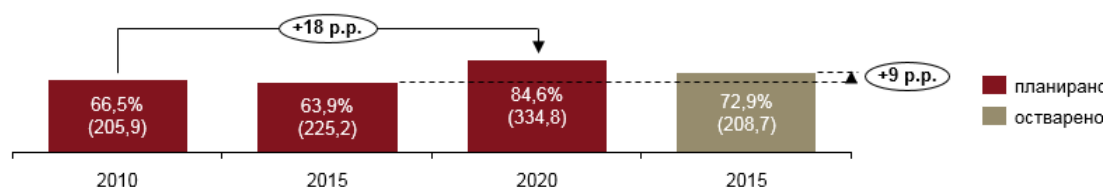
Извор: Акциони план Републике Српске за коришћење ОИЕ-а, Извјештај о напретку Уговорних страна у складу са Директивом 2009/28/ЕЗ

5.4.2.1 Сектор електричне енергије

Како би се остварио укупни циљ везан за учешће ОИЕ-а у укупној финалној потрошњи, за сектор електричне енергије су дате пројекције кретања учешћа ОИЕ-а у финалној потрошњи, те су, такође, и праћени резултати остварени у 2015. години. У сектору електричне енергије, план је повећати учешће ОИЕ-а у 2020. години за 129 ктое – 1.500,3 GWh у односу на 2009. годину, што значи да је постављен циљ учешћа ОИЕ-а у бруто финалној потрошњи сектора од 84,6%. Планирано релативно учешће ОИЕ-а за 2015. годину износило је 63,9% (225,2 ктое – 2.619,1 GWh). Гледајући стварну реализацију, релативно учешће је за 9 постотних поена веће од планираног и износи 72,9%, што је еквивалент количини од 334,8 ктое – 3.905,4 GWh (

Слика 5.4.4).

Слика 5.4.4 Динамика ОИЕ-а у финалној потрошњи сектора електричне енергије и реализација у ктое, 2010–2020. године



Извор: Акциони план Републике Српске за коришћење ОИЕ-а, Извјештај о напретку Уговорних страна у складу са Директивом 2009/28/ЕЗ

ОИЕ технологије које имају допринос финалној потрошњи сектора електричне енергије су хидроенергија, вјетар, био-маса и соларна енергија. Планирано је да ће у 2015. години највећи допринос имати хидроенергија са 95,3% (220,6 ктое – 2.565,6 GWh) од укупне количине ОИЕ енергије, затим вјетар са 3,8% (8,7 ктое – 101,2 GWh), те био-маса и соларна енергија са 0,8% (1,7 ктое – 19,8 GWh) и 0,1% (0,3 ктое – 3,5 GWh). Остварени доприноси у 2015. години су, за све технологије, испод планираних. Допринос хидроенергије је отприлике 14%, а соларне енергије отприлике 67% испод планираног. Вјетар и био-маса нису уопште били коришћени. За 2020. годину су постављени циљеви за хидроенергију у износу од 312,1 ктое – 3.629,7 GWh (93,3%), за вјетар у износу од 17,2 ктое – 200 GWh (5,1%), био-масу у износу од 4,9 ктое – 57 GWh (1,5%), те за соларну енергију у износу од 0,4 ктое – 4,7 GWh (0,15%), (Табела 5.4.1).

Према визији до 2035. године, допринос сваке поједине технологије ће се повећати. Највећи допринос укупном учешћу ОИЕ-а и даље ће имати хидроелектране, но њихово релативно учешће ће се смањити због повећања учешћа осталих обновљивих извора енергије, и претпоставка је да ће он износити ~91,4%. Повећање учешћа вјетра, с планираних 5,1% на процијењених ~6,2%, планира се остварити градњом неколико вјетроелектрана укупне снаге до 148 MW. Да би се остварио процијењени допринос био-маса, који износи ~ 1,9%, потребно је подстицати коришћење чврсте био-маса у когенерационим постројењима. С обзиром на то да ће соларна енергија постати конкурентнија на тржишту, до 2035. године се очекује благи пораст учешћа те врсте енергије у ОИЕ-у и тада би износио отприлике 0,5% (Табела 5.4.1).

Табела 5.4.1 Допринос технологија ОИЕ-а у финалној потрошњи у сектору електричне енергије

технологија	План 2015.	Остварено 2015.	План 2020.	визија 2035.	
				учешће у ОИЕ ел. енергије ¹	допринос у финалној потрошњи
хидро	220,6 ктое (95,3%)	● -13,9%	312,1 ктое (93,3%)	~ 91,4%	➔
вјетар	8,7 ктое (3,8%)	● -100%	17,2 ктое (5,1%)	~ 6,2%	➔
Биомаса	1,7 ктое (0,8%)	● -100%	4,9 ктое (1,5%)	~1,9%	➔
соларна	0,3 ктое (0,1%)	● -66,7%	0,4 ктое (0,1%)	~ 0,5%	➔

Напомена: Односи се на просјек свих сценарија без когенерационог сценарија

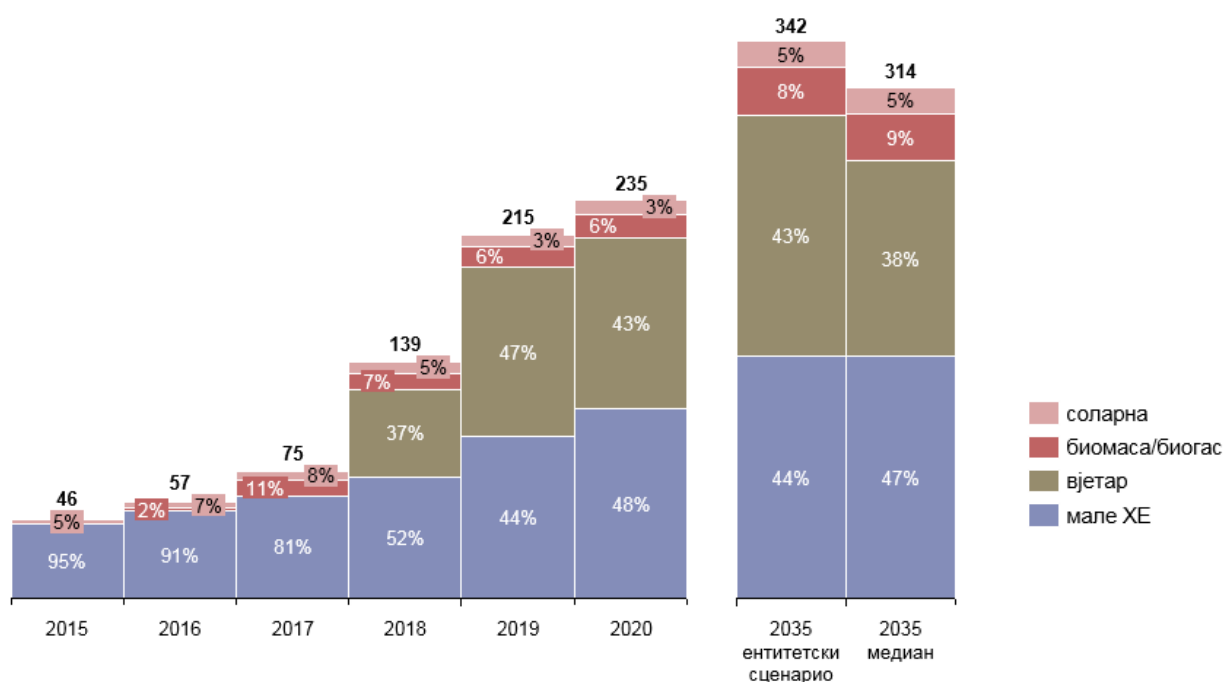
Извор: Акциони план Републике Српске за коришћење ОИЕ-а, Извјештај о напретку Уговорних страна у складу са Директивом 2009/28/ЕЗ, анализа Пројектног тима

5.4.2.2 Подстицање производње из ОИЕ-а

Гледајући с аспекта добијања подстицаја, у обновљиве изворе се убрајају само хидроелектране снаге до 10 MW, као и сви остали раније наведени извори (вјетроелектране, соларне електране и електране на био-масу / био-гас), те се управо највише планира стимулирати изградња малих хидроелектрана. Према Акционом плану, до 2020. године би у Републици Српској требало да буде инсталирано 235 MW у капацитетима који улазе у систем подстицаја. Највеће учешће имаће хидроелектране и вјетроелектране. Према томе, у 2020. би се из наведених капацитета произвело 837 GWh електричне енергије. С обзиром на различите сценарије развоја производног микса до 2035. године, износи инсталиране снаге и производње из ОИЕ-а се разликују. Према ентитетском сценарију, у 2035. би износ инсталиране снаге из ОИЕ-а износио 342 MW. Тренутно у Републици Српској нема прикључених вјетроелектрана, али с обзиром на потенцијал и могућности, планира се изградња 148 MW у новим капацитетима до 2035. године, те би се тада из вјетроелектрана произвело око 390 GWh годишње. Укупна производња према овом сценарију би тада износила 1.160 GWh.

Упоређујући ентитетски сценарио, у којем се највише промовише коришћење обновљивих извора, са медијаном свих сценарија, износи инсталиране снаге и производње у 2035. години се не би превише разликовали (Слика 5.4.5 и Слика 5.4.6).

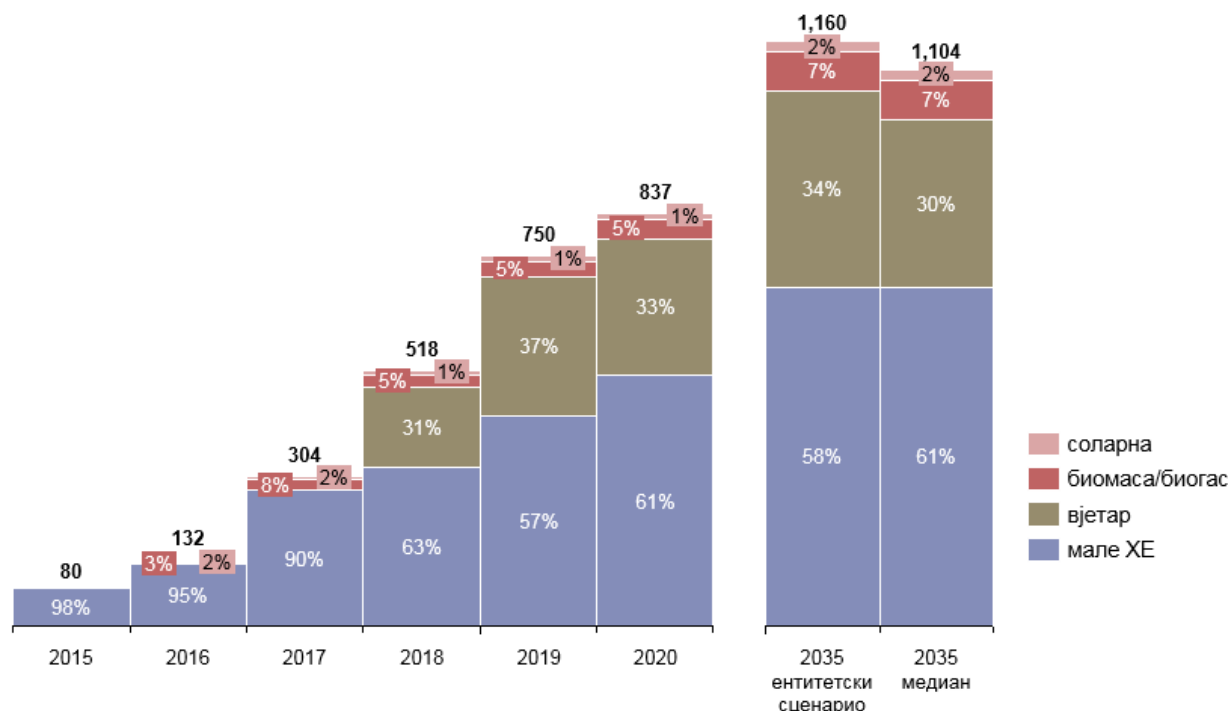
Слика 5.4.5 Износ инсталиране снаге ОИЕ-а у Републици Српској у постојећим и новим капацитетима у систему подстицаја у MW, 2015–2035. године



Напомена: Избор пројеката за реализацију циљане снаге ОИЕ-а је предмет даљих одлука студија исплативости и утицаја на околину (нпр. утицај на контролу поплава, утицај на околину и здравље, итд.).

Извор: Радна група Републике Српске, Производњи портфељ Републике Српске 2015–2035.

Слика 5.4.6 Износ производње по поједином извору ОИЕ-а у систему подстицаја у GWh, 2015–2035. године

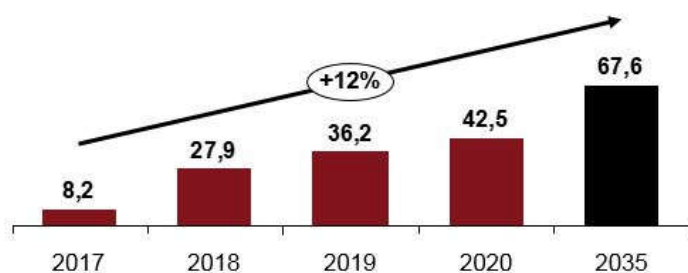


Извор: Радна група Републике Српске, Производни портфељ Републике Српске 2015–2035.

С обзиром на постојећи систем подстицаја, потребно је обезбиједити одређене накнаде за подстицање производње из обновљивих извора енергије. Укупна планирана средства за накнаде за ОИЕ састоје се од средстава за премије, трошкова рада оператера преносног система, трошкова балансирања и трошкова Фонда за заштиту животне средине и енергетску ефикасност. У складу са Законом у обновљивим изворима енергије, планиране накнаде се надокнађују из средстава прикупљених кроз накнаду за ОИЕ. Висине премија се разликују зависно од појединих технологија, док је сама накнада за ОИЕ јединствена и плаћају је сви купци по утрошеном kWh.

За 2017. годину планирана су средства у износу од 8,2 милиона евра. Направљена је процена раста трошкова накнада за ентитетски сценарио, с обзиром на то да је у њему претпостављен најагресивнији раст ОИЕ-а, како би се видео крајњи притисак на цијене. У том случају, укупни трошкови накнада у 2035. години били би 67,7 милиона евра. Тај ће се износ, у зависности од стратегије развоја портфеља и циљевима преузетим из ЕУ, накнадно моћи кориговати (Слика 5.4.7).

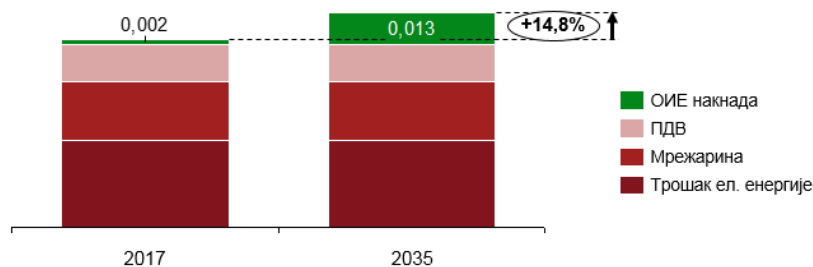
Слика 5.4.7 Процјена раста планираних трошкова накнада за ОИЕ у милионима EUR, 2017–2035. године



Напомена: Процјена направљена према сценарију радне групе ентитета.
Извор: анализа Пројектног тима.

Трошкове накнада за ОИЕ сnose крајњи потрошачи путем рачуна за електричну енергију, на који се додаје јединична накнада за ОИЕ. У 2017. години, та јединична накнада износи 0,0022 EUR/kWh (0,0044 KM/kWh). Направљена је процјена према којој би се износ појединачне накнаде, до 2035. године, могао повећати на 0,013 EUR/kWh (0,025 KM/kWh). У том случају би, само због пораста износа накнада, дошло до раста цијене за крајњег корисника од 14,8%, под претпоставком да остале ставке рачуна за електричну енергију остану непромијењене (трошак електричне енергије, мрежарина и ПДВ), (Слика 5.4.8).

Слика 5.4.8 Утицај планираних ОИЕ накнада на крајњу цијену електричне енергије у EUR/kWh, 2017–2035. године



Напомена: Процјена направљена према сценарију радне групе ентитета. Сврха је индикативна процјена будућих притиска накнада за ОИЕ на цијену електричне енергије у сценарију непромијењеног износа накнада ("ceteris paribus").

Извор: анализа Пројектног тима.

Споменуте процјене направљене су како би се, узимајући у обзир одређене претпоставке попут количине производње из ОИЕ-а, средстава за премије и трошкове рада оператера, балансирања и Фонда за заштиту животне средине и енергетску ефикасност, показало да ће се стварати додатни притисак на крајње цијене електричне енергије. Из тог је разлога, потребно периодично ревидирање система модела подстицаја производње из ОИЕ-а, по узору на остале земље Европе. Уколико се оствари планирано повећање БДП-а од 3% годишње, раст животног стандарда би надмашио тренутно процијењено повећање крајње цијене енергије.

У наставку је приказан регулаторни оквир за подстицање обновљивих извора енергије у Републици Српској (Табела 5.4.2).

Табела 5.4.2 Регулаторни оквир за подстицање ОИЕ-а у Републици Српској

Република Српска	
Модел подстицаја ОИЕ-а	Feed-in тарифа Премије – у систем подстицаја улазе они произвођачи који производе електричну енергију за своје потребе или ју продају на тржишту. Нето мјерење – за мале произвођаче до 50 kW.
Процедура за feed-in тарифе	- Произвођач ОИЕ-а мора добити Сертификат обновљивих извора енергије и Одлуку о праву на подстицаје од стране Регулаторне комисије за енергетику Републике Српске (РЕРС). „Оператер система подстицаја“ и произвођач ОИЕ-а склапају Уговор о обавезном откупу по гарантованој цијени.
Технологије	Технологије које улазе у систем feed-in тарифа - У зависности од технологије, ограничења капацитета су до 1 MW (СЕ, био-гас), до 10 MW (ВЕ, геотермална, био-маса, ХЕ). Технологије које улазе у систем премија - Преко 10 MW (ВЕ), - Преко 30 MW (когенерација на био-масу).
Спајање на мрежу	Произвођачи ОИЕ-а имају приоритет спајања на мрежу.

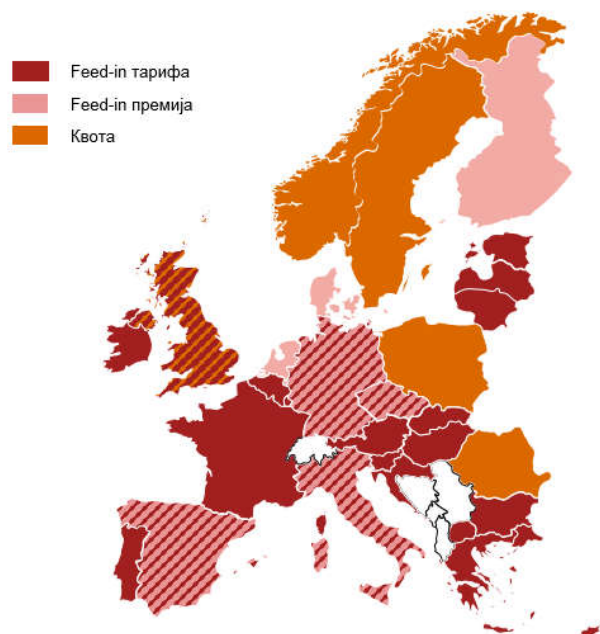
Извор: Res-legal, rers.ba - Rulebook on Incentives for Generation EE from RES and efficient cogeneration, Радна група Републике Српске

Тренутно се у Републици Српској производња подстиче путем „feed-in“ тарифа и система премија. Произвођачи који су ушли у модел подстицања путем „feed-in“ тарифе имају гарантовану тарифу током одређеног броја година. Овим се моделом искључује ценовни ризик нових произвођача и смањује њихов трошак капитала, али се и искључује произвођач од активног учествовања на тржишту, с обзиром на то да Оператер има обавезу

куповине произведене енергије. У премијском моделу произвођачи, такође, имају гарантовану премију током 15 година. Овим моделом произвођач је обавезан да нађе купца на тржишту, те се на тај начин подстиче куповина енергије из обновљивих извора.

Већина земаља Југоисточне Европе такође користи „feed-in“ систем као систем подстицаја за производњу из обновљивих извора енергије. Након достизања задовољавајућег нивоа ОИЕ-а у систему подстицаја, требало би размотрити прелазак на другачије подстицајне механизме који су прилагођенији циљевима. Један од могућих механизма подстицаја је систем квота гдје је снабдјевач обавезан купити одређену количину обновљиве енергије. На тај начин ствара се тржиште међу произвођачима и снабдјевачима на којем се тргује енергијом или „зеленим сертификатима“. Европске земље имају различите моделе подстицаја производње из ОИЕ-а (Слика 5.4.9). 2013. године је ЕУ најавила потпуну реорганизацију подстицаја које су државе чланице смјеле понудити сектору обновљивих извора енергије, при чему се предност даје подстицајним премијама и, већ наведеном, систему квота, умјесто уобичајеном подстицају „feed-in“ тарифама.

Слика 5.4.9 Модел подстицаја у европским земљама



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

5.4.2.3 Управљање тржиштем ОИЕ за електричну енергију

У Босни и Херцеговини је 2016. године дошло до успостављања балансног тржишта путем тендера, те тренутно тржиштем руководи Независни оператер система у Босни Херцеговини (НОСБиХ). У Босни и Херцеговини постоји 17 регистрованих балансно- одговорних страна, од којих је 8 било активно током 2016. године. За Републику Српску је тренутно карактеристично да сви повлашћени произвођачи из ОИЕ-а припадају балансној групи коју води „Електропривреда Републике Српске“.

Електране на обновљиве изворе, укључујући и вјетроелектране, у Републици Српској увијек имају предност у диспечирању, те имају обавезу плаћања претјераног дебаланса изнад 500 kW, као и плаћања 25% трошкова

балансирања. С обзиром на то да се очекује пораст ОИЕ-а, за очекивати је да ће долазити до већег дебаланса у ЕЕС. До дебаланса првенствено долази због драстичног повећања инсталираних капацитета у вјетроелектранама. Главни проблем производње енергије из вјетроелектрана је немогућност прецизне прогнозе производње. У случају да је производња вјетра изнад прогнозе, ВЕ плаћа ниску цијену дебаланса, док у супротном случају ВЕ плаћају високу цијену дебаланса.

Као што је већ споменуто, тренутним је Законом и подзаконским актима дефинисано да сви произвођачи који користе ОИЕ и улазе у систем подстицаја припадају одређеној балансној групи те одговорност за њих преузима ОСП. Тржишним правилима је дефинисана балансно одговорна страна, као и балансна група. С обзиром на могућност појаве дебаланса у ЕЕС, Република Српска је усвојила механизам обрачуна дебаланса и сношење трошкова насталих због истог. Такође, с циљем минимализовања проблема појаве дебаланса, у Републици Српској су већ припремљени софтвери који се односе на прецизну прогнозу дневне производње, нарочито из соларних и вјетроелектрана.

У наредном периоду, потребно је наставити пратити европске трендове кроз нове подстицајне механизме и модалитете производње електричне енергије, али исто тако и продаје ел. енергије из ОИЕ-а.

Као додатак, наведени су примјери како се електричном енергијом из ОИЕ-а тргује у изабраним европским земљама гдје је оператер тржишта или ТСО задужен за вођење ОИЕ балансе групе и енергије балансирања из ОИЕ-а (Табела 5.4.3).

Табела 5.4.3 Ток начина продаје ел. енергије из ОИЕ-а у изабрани земљама

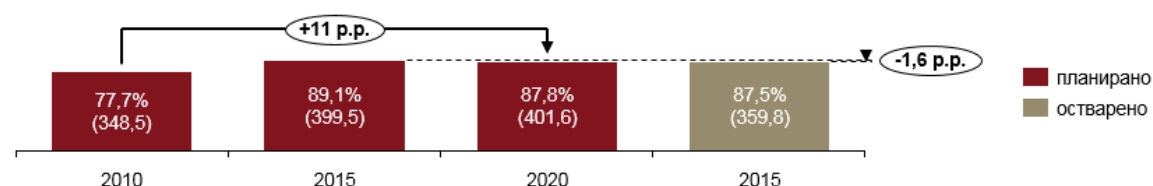
Тијек развоја канала продаје	
Словенија	- Оператер тржишта BORZEN → управник еко-билансне групе и енергије уравнотежења за ОИЕ 2010 – нестандартни производ на аукцијама (уз балансирање) + берза ел. енергије (BSP) 2011 - 2015. – стандардни производ, аукције и берза ел. енергије 2016. билансну групу купује ГЕН-И, а 2017. ју купује ХЕП
Аустрија	- Оператер EE APCS, у склопу ОеМАГ → управник еко-билансне групе и енергије уравнотежења за ОИЕ 2003 - 2006. – водитељи еко-билансне групе одговорни за купњу, субвенционирање и алоцирање ел. енергије 2006 - данас – ОеМАГ (APCS) алоцира ел. енергију директно активним снабдјевачима у зависности од њиховог тржишног учешћа
Мађарска	TSO MAVIR → управник еко-билансне групе и енергије уравнотежења за ОИЕ 2008 – снабдјевачи преузимају ел. енергију из ОИЕ-а у складу са својим тржишним учешћем 2014 – нови канал продаје HUPH, разлика између планираних дневних количина ОИЕ и базне енергије се продаје на берзи ел. енергије 2016 – сва енергија из ОИЕ-а нуди се преко HUPH-а
Италија	- Оператер тржишта GSE → управник еко-билансне групе и енергије уравнотежења за ОИЕ 2008 – надаље – GSE малим произвођачима нуди куповину енергије из ОИЕ-а коју продаје на унутардневном или дан-унапријед тржишту на берзи ел. енергије

Извор: BORZEN, HROTE, MAVIR, Res-legal, APG, GSE, Europex, анализа Пројектног тима

5.4.2.4 Сектор гријања и хлађења

Као и за претходни сектор, за сектор гријања и хлађења дате су пројекције кретања учешћа ОИЕ-а у финалној потрошњи. За гријање и хлађење постављен је циљ учешћа ОИЕ-а од 87,8%, чиме се предвиђа повећање учешћа ОИЕ-а на 401,6 ктое у 2020. години. Планирано учешће за 2015. годину износило је 89,1%, односно 399,5 ктое енергије из ОИЕ-а. Реализација у 2015. години је за 1,6 постотних поена испод плана, што значи да је остварено учешћа ОИЕ-а од 87,5%, тј. 359,8 ктое (Слика 5.4.10).

Слика 5.4.10 Динамика ОИЕ-а у финалној потрошњи сектора гријања и хлађења и реализација у ктое, 2010–2020. године



Извор: Акциони план Републике Српске за коришћење ОИЕ-а, Извјештај о напретку Уговорних страна у складу са Директивом 2009/28/EЗ

За гријање и хлађење се великом већином користи био-маса (данас огрјевно дрво), те у мањој мјери соларна енергија. У 2015. години, планиран је највећи допринос из био-маса – 372,6 ktоe (99,9%), док је за соларне електране тај износ био 0,37 ktоe. Гледајући стварни допринос, сва енергија потрошена за гријање и хлађење произашла је само из био-маса, те је износила 359,9 ktоe. Планирана структура горива у 2020. години се не разликује превише од данашње структуре. И даље се највећи допринос очекује од био-маса, у износу од 406,1 ktоe, што ће чинити 99,7% укупне потрошње, и од геотермалне енергије у износу од 1,05 ktоe (

Табела 5.4.4).

До 2035. потребно је повећати апсолутни допринос сваке технологије (био-маса, геотермална, соларна и остале технологије). Иако ће био-маса и даље бити главно гориво, са процијењеним учешћем ~ од 95% до 98%, у зависности од сценарија, потребно је промијенити структуру коришћене био-маса. Тако се очекује смањење потрошње огрјевног дрвета, а повећање коришћења пелета, као и шумског и пољопривредног отпада. У когенерационом обновљивом сценарију потребно је ставити нагласак на системе даљинског гријања (СДГ). Да би се то остварило потребно је побољшати регулативе које се односе на сектор шумарства, као и на то да се повежу индустрије. Геотермални потенцијал у Републици Српској је велик, но до данас готово да и није истражен, те се користи само у балнеолошке сврхе. С обзиром на то да се очекује повећање учешћа геотермалне енергије за гријање на ~0,5%, у наредним годинама потребно је детаљније истражити те комерцијализовати геотермални потенцијал Републике Српске. Учешће соларне енергије је, до 2035. године, процијењено на ~ 1% до 4%, у зависности од сценарија. Њихова широка употреба, првенствено за гријање у домаћинствима, очекује се због сталног пада цијена соларних панела. С обзиром на рапидан развој технологија, те пада њихове цијене на глобалном нивоу, за очекивати је како ће се до 2035. године на тржишту појавити нове комерцијалне технологије који ће се користити за гријање и/или хлађење као и искоришћавање отпада за производњу топлотне енергије („waste to energy“) и да ће оне имати отприлике 0,5% учешћа у укупној финалној потрошњи сектора (

Табела 5.4.4).

Табела 5.4.4 Допринос технологија ОИЕ-а у финалној потрошњи у сектору гријања и хлађења

технологија	План 2015.	Остварено 2015.	План 2020.	визија 2035.	
				учешће у ОИЕ ел. енергије ¹	допринос у финалној потрошњи
Биомаса	372,6 ктоне (99,9%)	● -0,4%	406,1 ктоне (99,7%)	~ 98% ¹ -95% ²	➔
Геотермална	0 ктоне (0%)	● -100%	1,05 ктоне (0,3%)	~ 0,5%	➔
Соларна	0,37 ктоне (0,1%)	● -100%	~ 0 ктоне (0%)	~ 1% ¹ -4% ²	➔
соларна	0 ктоне (0%)	● -100%	~ 0 ктоне (0%)	~ 0,5%	➔

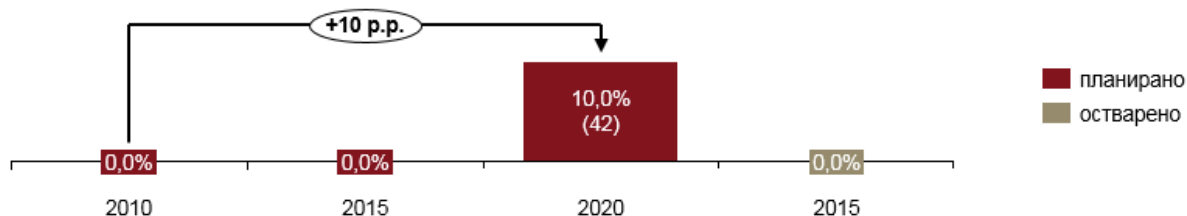
Напомена: 1) Односи се на когенерациони обновљиви сценарио са већим учешћем даљинских топлотних система на биомасу, 2) Односи се на сценарио јачег развоја децентрализоване енергије и микросолара на домаћинствима (подстицаји за ПВ и пад цијена технологије).

Извор: Акциони план Републике Српске за коришћење ОИЕ-а, Извјештај о напретку Уговорних страна у складу са Директивом 2009/28/ЕЗ, анализа Пројектног тима

5.4.2.5 Сектор транспорта

У сектору транспорта до сада уопште нису коришћени обновљиви извори енергије. Према Акционом плану, учешће обновљивих извора у финалној потрошњи у транспорту се до 2020. године мора повећати на 10%, тј. у апсолутном износу мора износити 42 ктоне (Слика 5.4.11).

Слика 5.4.11 Динамика ОИЕ-а у финалној потрошњи сектора транспорта и реализација у ктоне, 2010–2020. године



Извор: Акциони план Републике Српске за коришћење ОИЕ-а, Извјештај о напретку Уговорних страна у складу са Директивом 2009/28/ЕЗ

Свих 42 ктоне обновљиве енергије планираних у 2020. години произвешће се из био-горива, од тога 38 ктоне (90,5%) из био-дизела, а остатак од 4 ктоне (9,5%) из био-етанола.

Према процјенама доприноса био-горива у 2035. години, од ~ 77 % до 82% чиниће био-дизел, а ~ 8% до 13% био-етанол, с тиме да ће се апсолутни доприноси у финалној потрошњи повећати. Само повећање био-горива ће, међу осталим, и знатно утицати на смањење емисија CO₂. Осим био-горива, до 2035. очекује се и повећање коришћења електричне енергије из обновљивих извора, чије је учешће у ОИЕ транспорту процијењено на ~ 5% до 15%. С обзиром на глобалне трендове, у Републици Српској се очекује популаризација и подстицање куповине електричних аутомобила. Уз то, очекује се и изградња електричних пунионица аутомобила, које би се, осим за домаће аутомобиле, користиле и приликом међународног друмског саобраћаја. Европски тренд указује на раст друштвене одговорности предузећа, попут жељезница, која купују зелену енергију. Као што је и раније споменуто, с обзиром на врло брз развој технологије, очекује се појава нових комерцијалних технологија и у сектору транспорта, чије би учешће до 2035. могло износити ~ 0,3% (Табела 5.4.5).

Табела 5.4.5 Допринос технологија ОИЕ-а у финалној потрошњи у сектору транспорта

технологија	План 2015.	Остварено 2015.	План 2020.	визија 2035.	
				учешће у ОИЕ ел. енергије ¹	допринос у финалној потрошњи
Биоетанол	0 ктое (0%)	● -100%	4 ктое (9,5%)	~ 8%-13%	➔
Биодизел	0 ктое (0%)	● -100%	38 ктое (90,5%)	~ 77%-82%	➔
Електрична енергије из ОИЕ	0 ктое (0%)	● -100%	0 ктое (0%)	~15%-5 %	➔
соларна	0 ктое (0%)	● -100%	0 ктое (0%)	~ 0,3%	➔

Напомена: Интервали зависе о пенетрацији електричних возила и батеријских система у домаћинства, децентрализоване енергије и ПВ модула, као и од степена коришћења ОИЕ-а за напајање електричних превозних средстава (трамваји, жељезнице итд.)

Извор: Акциони план Републике Српске за коришћење ОИЕ-а, Извјештај о напретку Уговорних страна у складу са Директивом 2009/28/ЕЗ, анализа Пројектног тима.

5.4.2.6 Мјере за постизање циљева

Постојећим Акционим планом дефинисано је неколико мјера којима се планира повећати коришћење енергије из обновљивих извора и на тај начин остварити постављене индикативне циљеве:

1. Дефинисање количине подстицање енергије из обновљивих извора,
2. Повећање производње енергије из ОИЕ-а → изградња енергетских објеката који нису предмет концесије,
3. Регулисање и управљање отпадом,
4. Доношење закона о био-горивима у транспорту Републике Српске,
5. Успостављање система подстицаја производње био-горива.

5.4.3 Регулаторни и институционални оквир

5.4.3.1 Ниво Босне и Херцеговине

Савјет министара Босне и Херцеговине усвојио је Акциони план за коришћење обновљиве енергије у Босни и Херцеговини (Акциони план ОИЕ БиХ) у марту 2016. године. Акциони план ОИЕ Босне и Херцеговине базиран је на раније усвојеним ентитетским акционим плановима за коришћење обновљивих извора енергије. Акциони планови ентитета и државе израђени су на обрасцу прописаном Одлуком Европске комисије о утврђивању обрасца за националне акционе планове за обновљиву енергију у складу са Директивом 2009/28/ЕЗ. Такође, Акциони план ОИЕ Босне и Херцеговине садржи параметре који се односе на Брчко Дистрикт Босне и Херцеговине, али који до сад нису били предмет усвајања Владе Брчко Дистрикта Босне и Херцеговине. Акциони план Босне и Херцеговине усклађује се са стратешким и планским документима Републике Српске, Федерације Босне и Херцеговине и Брчко Дистрикта Босне и Херцеговине. Акциони план ОИЕ Босне и Херцеговине дефинише преглед потрошње енергије из ОИЕ у референтној 2009. години и у периоду од 2010. до 2020. године, укључујући:

- планирану укупну финалну потрошњу енергије из ОИЕ-а у гријању и хлађењу, електричној енергији и транспорту, узимајући у обзир учинке енергетске ефикасности и енергетске штедње, изражено у килотонама еквивалентне нафте (ктое),
- планирано учешће ОИЕ-а у укупној финалној потрошњи енергије из ОИЕ-а у гријању и хлађењу, електричној енергији и транспорту изражено у процентима,
- учешће обновљиве енергије сваког сектора у крајњој потрошњи енергије,
- учешће обновљиве енергије у транспорту,
- процјену укупног учешћа (инсталираних капацитета укупне производње електричне енергије) који се очекује од сваке технологије за обновљиву енергију,
- максимални ниво инсталиране снаге привилегованих произвођача за сваку технологију (у даљем тексту: динамичке квоте),
- политику и мјере за промоцију и подстицање коришћења енергије из ОИЕ-а, у складу са прописима из области конкуренције и државне помоћи,

- заједничке мјере министарстава и институција.

Енергетска статистика је у фази развоја и још није у потпуности функционална да би се обезбиједили довољни подаци за праћење и ажурирање дешавања у сектору ОИЕ-а у Босни и Херцеговини. МСТЕО извјештаја Енергетску заједницу о реализацији Акционог плана ОИЕ Босне и Херцеговине, сходно ентитетским извјештајима о реализацији акционих планова, те извјештају о спровођењу мјера које се спроводе на државном нивоу.

5.4.3.2 Регулатива у Републици Српској

Акциони план за коришћење обновљивих извора енергије Републике Српске (Акциони план ОИЕ РС) одређује политике, мјере и обавезујуће циљеве о учешћу енергије из ОИЕ-а у укупној финалној потрошњи електричне енергије, енергије за гријање и/или хлађење и енергије за транспорт, уважавајући ефекте регулаторних мјера које се односе на унапређење енергетске ефикасности и уштеде енергије код крајњих купаца, као и других мјера у сврху испуњења постављених циљева. Законом о енергетици Републике Српске прописано је да је коришћење обновљивих извора енергије и ефикасне когенерације од општег интереса за Републику Српску.

Закон о обновљивим изворима енергије и ефикасној когенерацији Републике Српске, као кровни закон за област ОИЕ-а, уређује планирање и подстицање производње и потрошње енергије из обновљивих извора и у ефикасној когенерацији, технологије за коришћење обновљивих извора енергије, мјере подстицаја за производњу електричне енергије коришћењем обновљивих извора енергије и у ефикасној когенерацији, спровођење система подстицања производње енергије и изградња постројења за производњу електричне енергије из обновљивих извора енергије. Законом је прописано да ће се за обављање административно-финансијских и других оперативних послова система подстицаја производње енергије из обновљивих извора и у ефикасној когенерацији бити основан Оператер система подстицања. До оснивања Оператера система подстицања, ове послове ће обављати ЕРС. ЕРС је обавезна да води одвојене рачуноводствене евиденције и посебан намјенски рачун за купопродају електричне енергије произведене из обновљивих извора и у ефикасној когенерацији за коју се остварује право на подстицај. Оператер система подстицаја и произвођач закључују уговор о обавезном откупу по гарантованој цијени. Модели подстицаја у Републици Српској су „feed-in“ тарифа, премије и нето мјерење. Произвођачи енергије из ОИЕ-а имају право приоритетног спајања на мрежу.

РЕРС обавља регулаторне дјелатности у области ОИЕ-а. РЕРС је донијела Правилник о подстицању производње електричне енергије из обновљивих извора и у ефикасној когенерацији („Службени гласник Републике Српске“, бр. 114/13, 88/14 и 43/16), којим су прописани услови и поступак за остваривање права на подстицај, начин провјере расположивих капацитета и количина електричне енергије за подстицање, методологија за утврђивање гарантоване откупне цијене електричне енергије и премије, израчунавање и наплата накнаде за обновљиве изворе и ефикасну когенерацију, начин утврђивања трошкова рада Оператера система и друга питања. РЕРС је донијела Одлуку о висини гарантованих откупних цијена и премија за електричну енергију произведену из обновљивих извора или у ефикасној когенерацији Републике Српске („Службени гласник Републике Српске“, бр. 128/11, 116/13, 88/14 и 43/16) и Одлуку о висини накнаде за подстицање производње електричне енергије из обновљивих извора и у ефикасној когенерацији Републике Српске („Службени гласник Републике Српске“, бр. 128/11, 116/13, 4/15, 15/16 и 9/17), које се примјењују од 2012. године. Одлуком о висини гарантованих цијена утврђене су гарантоване откупне цијене и премије, те се примјењује код издавања рјешења о праву на подстицај и код закључивања купопродајног уговора са Оператером система подстицаја. Одлуком о висини накнаде за подстицање одређује се накнада којом се обезбјеђују средства за исплату премија произвођачима електричне енергије који остварују право на обавезан откуп по гарантованој откупној цијени, право на премију, средства потребна за функционисање Оператера и средства намијењена Фонду за заштиту животне средине и енергетске ефикасности. Накнада се зарачунава сваком крајњем купцу у Републици Српској у износу који је једнак производу јединичне накнаде и преузете активне електричне енергије и исказује се као посебна ставка на рачуну купца. РЕРС је донијела и Правилник о издавању сертификата за производна постројења која производе електричну енергију користећи обновљиве изворе енергије или у ефикасној когенерацији Републике Српске („Службени гласник Републике Српске“, број: 112/13). Тим правилником прописани су критеријуми за издавање сертификата, поступак издавања, садржај сертификата, њихово продужење, пренос, поништавање и одузимање. Правилником о издавању гаранција о поријеклу електричне енергије („Службени гласник Републике Српске“, број: 1/14) РЕРС уређује садржај гаранције, услова и поступак издавања, пренос и поништавање гаранције о поријеклу електричне енергије.

Напријед наведени закон и регулатива односе се на подстицање коришћења ОИЕ-а у производњи електричне енергије. Међутим, коришћење ОИЕ-а у сектору транспорта и гријања и хлађења и даље остаје без нормирања, те се у том смислу и дају регулаторне смјернице у табели стратешких смјерница.

5.4.4 Стратешке смјернице

С обзиром на то да су раније наведене мјере преузете из Акционог плана, који је дефинисан за период до 2020. године, потребно је поставити енергетски оквир стратегије за сектор обновљивих извора енергије у Републици Српској. У наставку су наведени стратешки приоритети и смјернице за развој сектора ОИЕ-а до 2035. године (Табела 5.4.6).

Табела 5.4.6 Стратешке смјернице

		Стратешки приоритет	Стратешка смјерница
Тржиште и регулатива		Повећање учешћа ОИЕ-а у производњи електричне енергије, уз адекватну организацију система	Системско планирање повећања производње из осталих обновљивих извора енергије, узимајући у обзир расположиве потенцијале кроз израду нових акционих планова за период након 2020. године
			Даљи развој организације тржишта и холистичког управљања електричном енергијом и балансирањем из ОИЕ-а с обзиром на очекивано веће учешће у производном миксу у будућем периоду.
			Сталне ревизије износа накнада, као и разматрање нових модела подстицаја од 2020. године који би направили мањи притисак на крајње потрошаче.
Тржиште и регулатива		Повећање учешћа ОИЕ-а у финалној потрошњи у секторима електричне енергије и гријања и хлађења	Тренутно није нормирана употреба минималних нивоа енергије из ОИЕ-а приликом изградње нових или реновирања постојећих објеката. Не постоје прописи о примјени когенерације. Нису прописане мјере у циљу повећања учешћа ОИЕ-а у финалној потрошњи у секторима гријања и хлађења. По овим питањима постоји неусклађеност са Директивом 2009/28/ЕЦ, стога је њихово нормирање неопходно. Прописивање употребе минималних нивоа енергије из ОИЕ-а приликом изградње нових или реновирања постојећих објеката, те доношење прописа којима ће се уређивати примјена когенерације.
		Постизање циља од 10% учешћа ОИЕ-а у производњи енергије у транспорту у 2020. години, и наставак промоције коришћења био-горива до 2035. године	Не постоје прописи којим би се регулисала употреба био-горива, а Акционим планом постављен је циљ од 10% учешћа ОИЕ-а у производњи енергије у транспорту у 2020. години, али исто тако како би се наставила промовисати употреба ОИЕ-а у транспорту и након 2020. године. Да би се достигао овај циљ, потребно је нормирати употребу био-горива. Доношење прописа којим би се нормирала употреба горива и утврдили критеријуми за одрживост за погонска био-горива и друга текућа био-горива, како би се испунили циљеви из Акционог плана и исправно транспоновали захтјеви из Директиве 2009/28/ЕЦ

5.5 Сектор нафте и нафтних деривата

5.5.1 Структура нафтног тржишта у Републици Српској

Република Српска тренутно нема домаћу производњу сирове нафте и природног гаса, али се улагања у геолошка истраживања поново спроводе од 2011. године. „Јадран Нафтагас“ (66% власништва НИС и 34% *ЊефтегазиИнКор а.д.*) посједује права за истраживање и експлоатацију на читавом подручју Републике Српске, али комерцијално исплативе резерве сирове нафте још увијек нису откривене. Увозна сирова нафта прерађује се у Рафинерији „Брод“ и Рафинерији уља „Модрича“, које припадају „Оптима групи“ (100% власник *ЊефтегазиИнКор а.д.*). Нафтни деривати прерађени у наведеним рафинеријама већином се пласирају на домаће тржиште, гдје сачињавају више од 90% учешћа у veleпродаји. Малопродајну мрежу нафтних деривата карактерише велики број малих приватника, са мање од пет бензинских станица у власништву, који сачињавају око 75% тржишта. Потрошња нафтних деривата највећа је у сектору транспорта гдје се највише троше бензин и дизел (Слика 5.5.1).

Слика 5.5.1 Структура нафтног тржишта Републике Српске, 2015. година (процјена)



Напомена: 1) Процјена на основу количине увоза и укупне потрошње деривата у Републици Српској, 2) Постотак је однос броја бензинских станица одређене фирме и укупног броја станица

Извор: WoodMackenzie *BiH downstream oil long-term outlook 2016*, Биланс нафте и деривата нафте 2015, Трговина на мало течним горивима Републике Српске

5.5.2 Истраживање и производња угљен-диоксида

У регији у којој се налази Република Српска, производња угљен-диоксида спроводи се већ дуги низ година, нарочито у Панонском базену на подручјима Хрватске и Мађарске. Због зрелости производних подручја у Хрватској и Мађарској, производња је у паду, али је и даље највиша у регији (Табела 5.5.1). Судећи према присутности нафте у регији, у структурама сличним онима које обухватају дио Републике Српске, потенцијал за постојање резерви нафте постоји.

У свијету постоје различити правни модели и уговори који дефинишу однос између нафтних компанија и државе током свих фаза процеса производње сирове нафте. Најважније је дефинисати начин расподеле прихода од производње сирове нафте и дефинисати како ће трошкови бити третиран. Државе бирају врсту правног модела према којем ће бити конкурентне за привлачење инвестиција у нафтни сектор и према којем ће максимизирати добит од производње сирове нафте. На примјер, када се упореди опис правног модела Хрватске и Мађарске (Табела 5.5.1) с Црном Гором, уочава се да су услови повољнији у Црној Гори, која покушава привући инвестиције у истраживање и производњу нафте и гаса, а нема потврђене резерве и производњу, док Хрватска и Мађарска остварују већу добит од производње. Република Српска у томе погледу нема дефинисане накнаде за експлоатацију нафте и гаса, те ће у сврху конкурентности, преговарати директно са инвеститором кроз уговор о концесији.

Табела 5.5.1 Производња угљен-диоксида и правни модели у регији

Држава/ ентитет	Правни Модел	Опис	Производња угљен- диоксида (кбое/дан)
Мађарска	Royalty ²	Концесионар је дужан платити накнаду за истраживање и производњу угљен-диоксида у зависности од површине истражног/производног подручја и 16% вриједност произведених угљен-диоксида.	40,9
Хрватска	PSA ¹ + Royalty ²	Накнада за истраживање и експлоатацију нафте и гаса у Хрватској састоји се од годишње новчане накнаде утврђене у зависности од површине истражног/експлоатационог подручја, накнаде од 10% вриједност произведених угљен-диоксида, и подјеле произведених количина угљен-диоксида гдје држави припада од 10% до 25%.	37,6
Србија	Royalty ²	Накнада за геолошка истраживања одређује се по километру квадратном истражног простора. Накнада за експлоатацију нафте и гаса износи 8% тржишне цијене експлоатисане сировине.	31.7
Црна Гора	PSA ¹	Концесионар је дужан платити накнаду по километру квадратном истражног/производног подручја и износ учешћа производње у распону од 5% до 12% у зависности од количине дневне производње за нафту и 2% за гас	0
Албанија	PSA ¹ + Royalty ²	У Албанији, оператер је дужан препустити дио производње држави у односу договореном у уговору и дужан је платити накнаду од 10% вриједности проданих угљен-диоксида.	25
БИХ – ентитет ФБИХ	PSA ¹ + Royalty ²	Потенцијални инвеститори улазе у директне преговоре са Федерацијом Босне и Херцеговине и сагласно утврђују накнаде у фази истраживања и експлоатације на основу законом постављених оквира.	0
БИХ - ентитет РС	PSA ¹ + Royalty ²	Износ рудне ренте је фиксан и утврђен законом, док се PSA уговором сагласно дефинише стопа накнаде на основу законом постављених оквира.	0

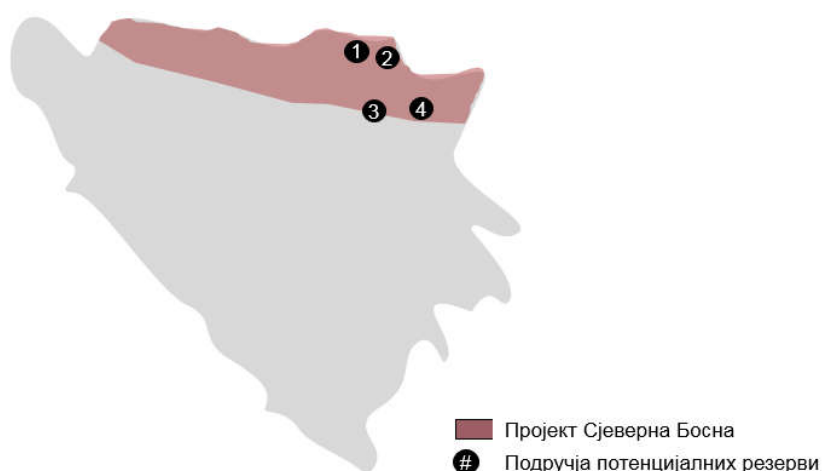
Напомена: 1) *Production sharing agreement (PSA)*: Оператер сноси све трошкове истраживања и производње и према уговору склопљеним с државом или националном нафтном компанијом припада му дио производње угљен-диоксида, 2) *Royalty*: Оператер сноси права на истраживање и производњу уз плаћање одређене годишње накнаде и пореза на приход оствареног од продаје сирове нафте.

Извор: *Albania's regulatory and fiscal hydrocarbon regime*, Црна Гора Министарство економије, Уредба о накнади за истраживање и експлоатацију угљен-диоксида, Закон о накнадама за коришћење јавних добара, *naturalgasworld.com*, *tradingeconomics.com*, *molgroup.info*, *nis.eu*

Геолошка истраживања су се спроводила дуги низ година на подручју Босне и Херцеговине, али резерве никада нису утврђене. Најзначајнији истраживачки радови на подручју Републике Српске спроведени су у склопу пројекта „Сјеверна Босна“ који је трајао од 1974. до 1991. године. Пројектом је захваћено подручје југозападног дијела Панонског базена у којем су државе попут Хрватске и Мађарске већ нашле комерцијалне резерве сирове нафте, што потврђује перспективност овога подручја. Пројект „Сјеверне Босне“ је дијелом обухватао територију Републике Српске (

Слика 5.5.2) на којему је и направљена процјена потенцијалних резерви нафте (Табела 5.5.2).

Слика 5.5.2 Подручје пројекта Сјеверна Босна



Извор: анализа Пројектног тима

Табела 5.5.2 Потенцијалне резерве сирове нафте и гаса на подручју Сјеверне Босне

	Подручје	Потенцијалне резерве (мил. bbl)	Потенцијалне резерве (мил. t)
1	Босански Шамац	64,5	9,2
2	Орашје	42,5 – 108,4	6,1 – 15,5
3	Тузла	99,8	14,3
4	Лопаре	83,2	11,9

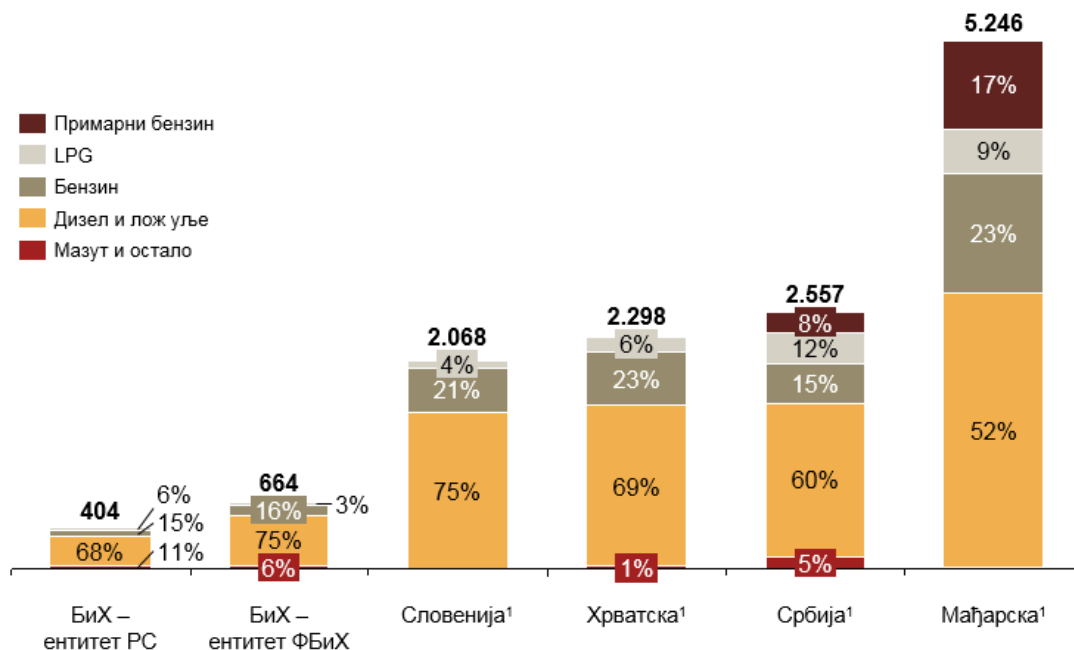
Извор: ЕССБИХ књига А; Први резултати истраживања нис.рс (2012) ; *Joint venture with NIS spuds first exploration well in BiH* *gazprom-neft.net* (2013)

Геолошка истраживања настављена су 2011. године када је компанија „Јадран Нафтагас“ добила права за истраживање на подручју цијеле Републике Српске, што укључује и дио динаридског подручја. Договорено је минимално улагање у истраживање од 40,7 милиона долара кроз три године. Током наведене три године резерве нису потврђене, па је 2015. постигнуто продужење права на истраживање до 2019. године. Током истраживања реинтерпретирани су стари сеизмички подаци и тестиране су старе бушотине. Неке од бушотина показале су постојање нафте и гаса, али само у траговима. Изведена су нова 2Д и 3Д сеизмичка истраживања у сврху проналаска структура повољних за постојање угљен-диоксида. Такође, у 2013. избушена је нова бушотина код насеља Обудовац у Посавини која је показала присуство угљен-диоксида, али резерве нису утврђене. Подручје се показало перспективно, али потребна су даља улагања у истраживачке радове.

5.5.3 Потрошња нафтних деривата

Поређењем структуре финалне потрошње нафтних деривата по деривату (Слика 5.5.3) и финалне потрошње нафтних деривата по сектору (Слика 5.5.4), примјеђује се да Република Српска прати тренд регије, те се највише троше дизел и бензин, што је последица највеће потрошње у сектору транспорта од 62%. Република Српска, у поређењу са регијом, има највеће учешће потрошње нафтних деривата у домаћинствима, гдје се користи лож-уље за огрјев. У складу са тим, дизел и лож-уље имају учешће од 68% у укупној структури финалне потрошње.

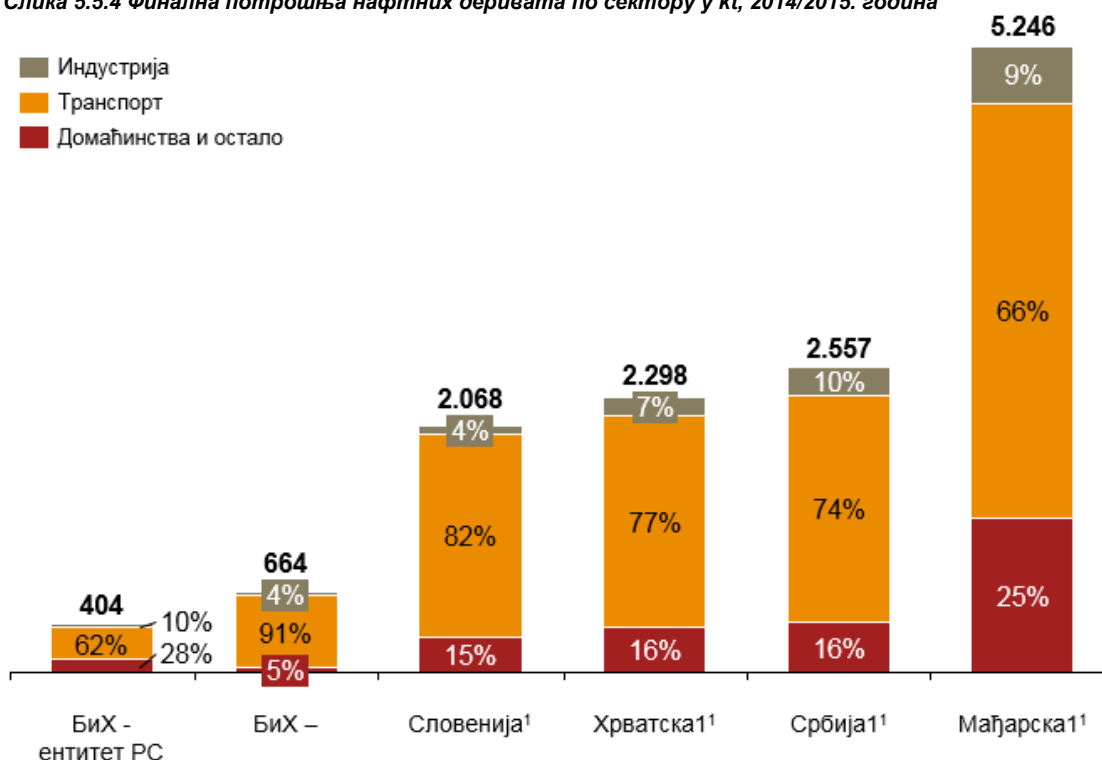
Слика 5.5.3 Финална потрошња нафтних деривата по деривату у kt, 2014/ 2015. година



Напомена: 1) Подаци из 2014. године

Извор: Републички завод за статистику Републике Српске – Биланс нафте и деривата нафте 2015, Биланс нафтних деривата 2015. Федерације Босне и Херцеговине, анализа Пројектног тима

Слика 5.5.4 Финална потрошња нафтних деривата по сектору у kt, 2014/2015. година

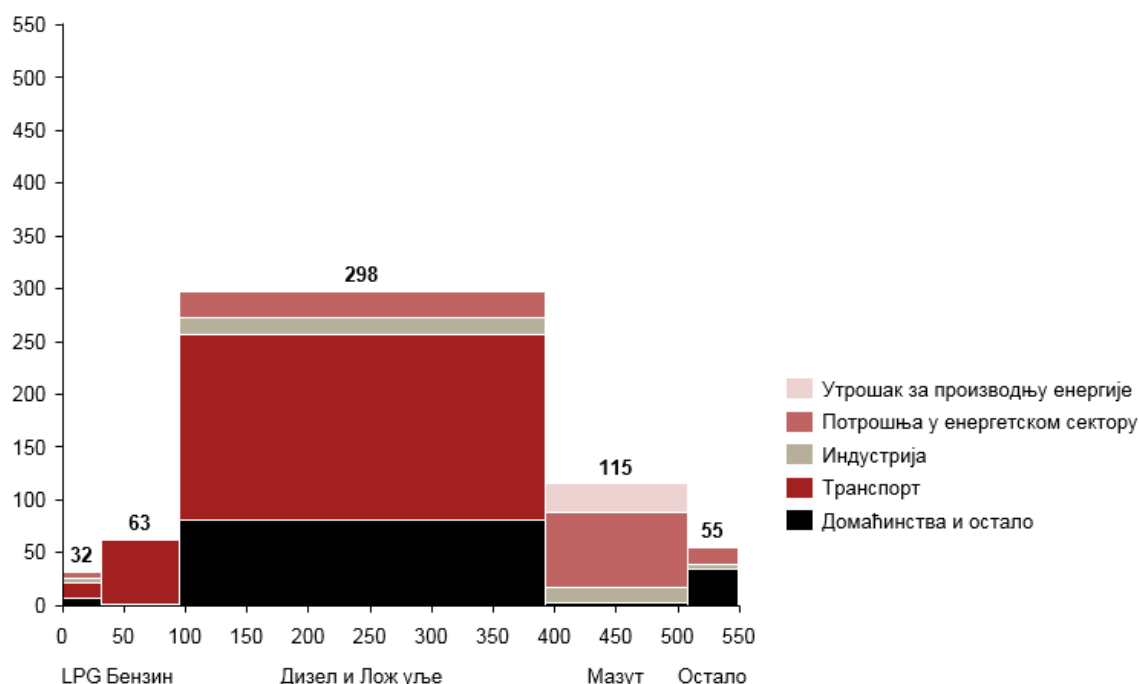


Напомена: 1) Подаци из 2014. године

Извор: Републички завод за статистику Републике Српске – Биланс нафте и деривата нафте 2015, Биланс нафтних деривата 2015. Федерације Босне и Херцеговине, анализа Пројектног тима

У укупној потрошњи нафтних деривата подијељеној по деривату и по сектору најдоминантнију улогу имају дизел и лож-уље (Слика 5.5.5), и то у сектору транспорта и у домаћинствима. Потребно је напоменути да је законом забрањена употреба лож-уља у транспорту, те да је потрошња лож-уља најзаступљенија у домаћинствима и користи се за огрјев, док се дизел користи у сектору транспорта за погон моторних возила. LPG (енг. *liquefied petroleum gas* – течни нафтни гас) релативно је мало заступљен у односу на остале деривате и највише се троши у сектору транспорта. У енергетском сектору и домаћинствима је отприлике подједнако заступљен, у индустрији се релативно мало користи, док се за производњу енергије уопште не користи. Бензин се готово искључиво користи у сектору транспорта за погон моторних возила. Мазут се највише користи у енергетском сектору, затим као утрошак за производњу енергије, нешто мање у индустрији и најмање у домаћинствима и осталим секторима. Остали деривати, попут мазива, битумена и других тешких фракција угљоводика, користе се у енергетском сектору и осталим индустријама попут грађевинарства и пољопривреде.

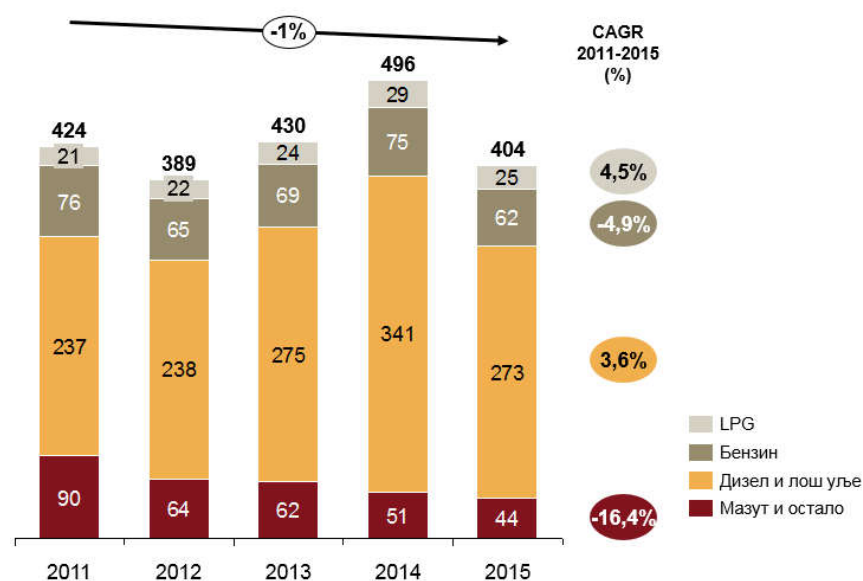
Слика 5.5.5 Укупна потрошња нафтних деривата по сектору у Републици Српској у кт, 2015. година



Напомена: 1) У транспорту је законом забрањена употреба лож-уља у транспорту
Извори: Републички завод за статистику - Биланс нафте и деривата нафте 2015

Потрошња нафтних деривата у Републици Српској у периоду од 2010. до 2016. године била је на приближно истим нивоима (Слика 5.5.6). Највећа потражња за нафтним дериватима је била у 2014. години, првенствено јер се у тој години значајно повећала потражња за дизелом и лож-уљем. Највећи пад у потражњи је остварио мазут од -16,4%, док је LPG остварио раст од просјечно 4,5% годишње. Због повећања укупног броја пређених километара друмским путем у Републици Српској, очекује се даљи раст потражње дизела и раст потражње бензина.

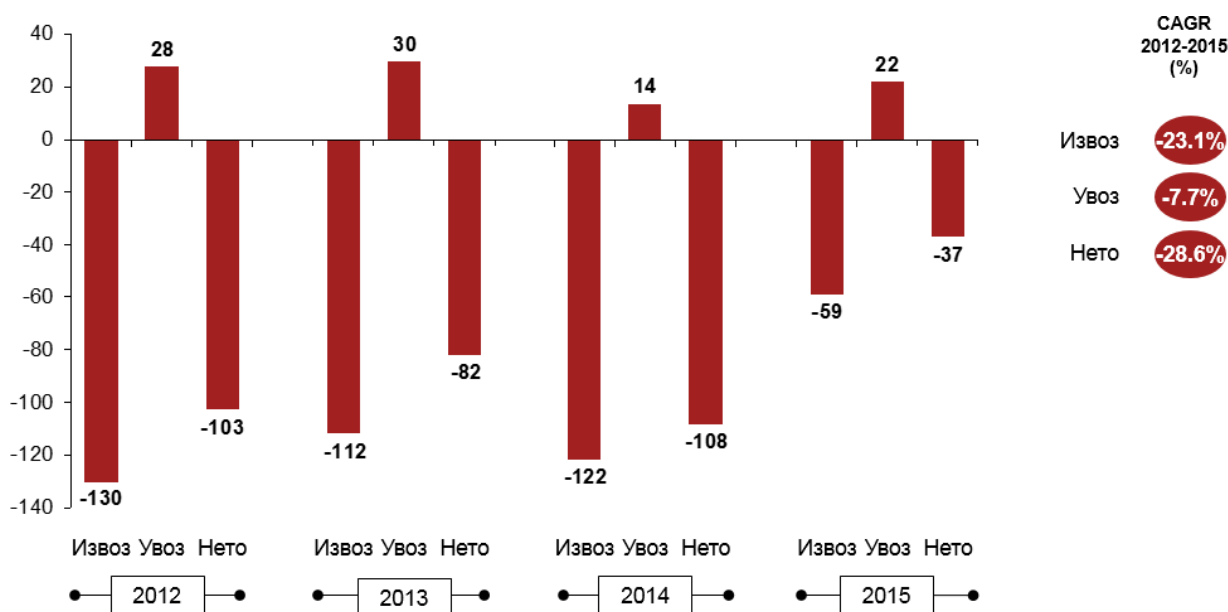
Слика 5.5.6 Годишња потражња нафтних деривата у Републици Српској у kt/год, 2000–2015. године



Извор: Републички завод за статистику Републике Српске – Биланс нафтних деривата, 2015.

Република Српска је нето извозник нафтних деривата, али у периоду од 2012. до 2015. извоз се значајно смањило у односу на увоз. У наведеном периоду извоз се смањивао просјечном годишњом стопом од 23,2%, а увоз просјечном стопом од 7,7% годишње. То је узроковало значајан пад нето извоза, с просјечним годишњим падом од 28,9% (Слика 5.5.7).

Слика 5.5.7 Увоз и извоз нафтних деривата у Републици Српској у kt/год, 2012–2015. године

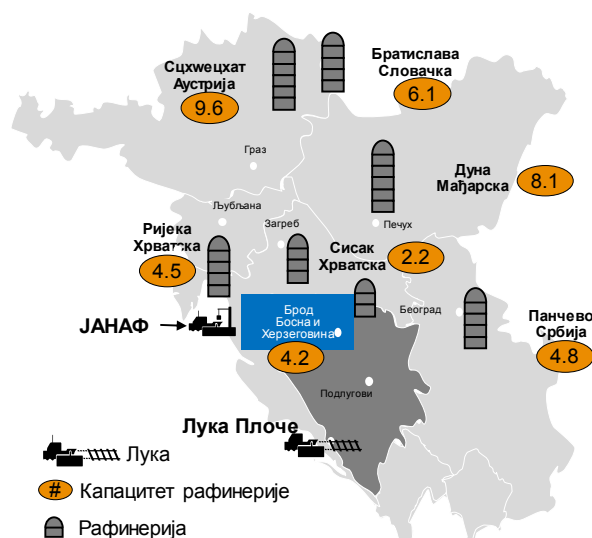


Извор: Енергетски биланс Републике Српске, план за 2016. годину

5.5.4 Прерада нафтних деривата

Ширу регију одликује снажна прекапацитираност прераде као и добра повезаност са тржиштима на Медитерану. Потрошња деривата у земљама регије износи отприлике 28 милиона тона годишње (Слика 5.5.8), а укупни капацитет производње нафтних деривата приказаних рафинерија износи 39,5 милиона тона годишње, због чега већи дио приказаних рафинерија ради са смањеним капацитетом. Капацитет прераде рафинерије у Броду износи 4,2 милиона тона годишње, али због оштећења током рата и мањка улагања у обнову и модернизацију, рафинерија преради тек око 900 хиљада тона сирове нафте годишње. Деривати произведени у Рафинерији Брод се већим дијелом пласирају на тржиште Републике Српске и дијелом на тржиште Федерације Босне и Херцеговине. Сирова нафта која се прерађује у рафинерији увози се из Русије преко терминала Омишаљ који се налази у Хрватској. Сирова нафта се транспортује нафтоводом Адрија којим управља ЈАНАФ (Јадрански нафтовод).

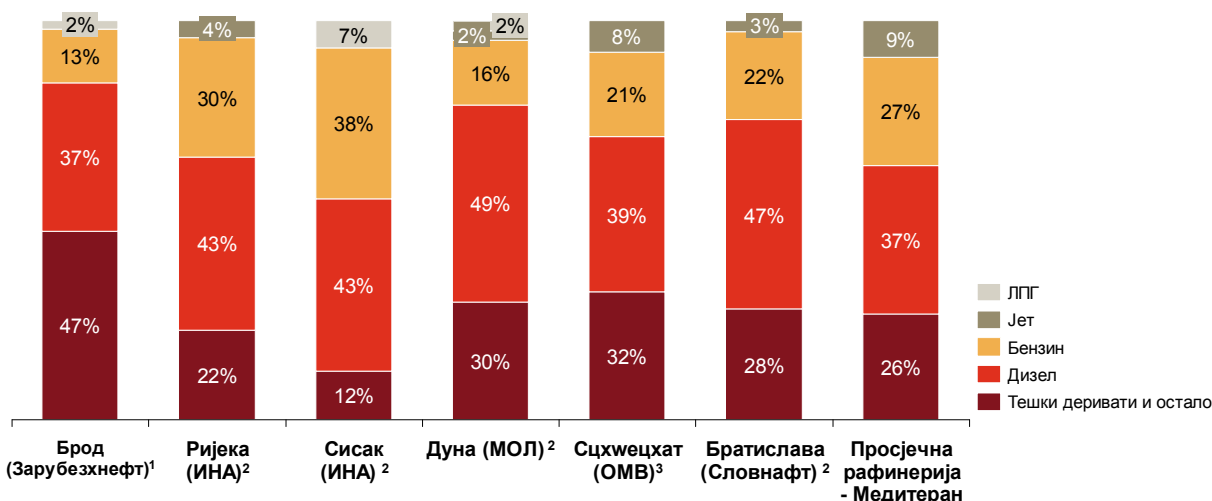
Слика 5.5.8 Капацитет прераде сирове нафте рафинерија у регији у милионима тона/год



Извор: molgroup.info, omv.com, rafineriya.com, port-ploce.hr

У односу на рафинерије у регији, Рафинерија „Брод“ производи релативно висок степен тешких деривата. Учешће производње лож-уља и осталих тешких деривата је, према нашим процјенама и интерним базама података око 47% укупне прераде, што је више од рафинерија у регији и од просјека рафинерија на Медитерану. Рафинерије нафте са већом комплексношћу производе више лаких деривата који постижу вишу цијену на тржишту. Улагањем у модернизацију Рафинерије „Брод“, повећала би се додата вриједност производима, а то би резултовало већим приходима.

Слика 5.5.9 Анализа производње деривата у рафинеријама према посљедњим подацима о производњи

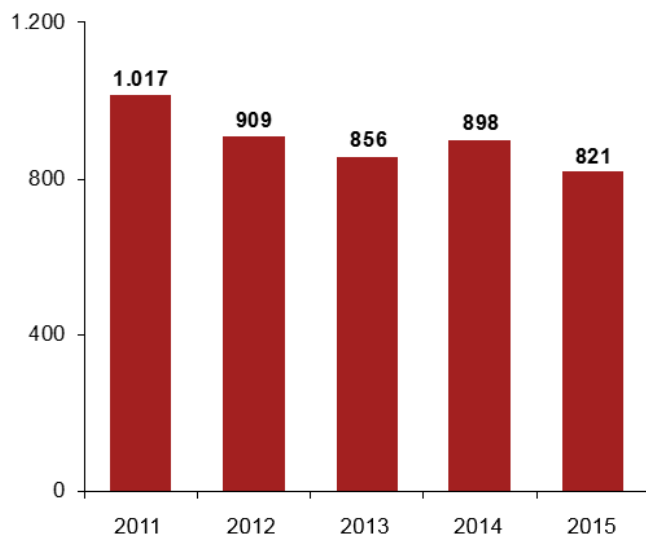


Напомена: 1) Подаци су за 2015. годину, 2) Подаци су за 2016. годину, 3) Подаци су за 2014. годину

Извори: Регулаторна комисија за енергетику Републике Српске Извјештај о раду 2015, мол. инфо, годишњи извјештаји компанија, РС Биланс нафте и деривата нафте 2015, анализа Пројектног тима

У периоду од 2011. до 2015. године у Рафинерији „Брод“ остварен је просјечни пад прераде сирове нафте од 5,21% годишње (Слика 5.5.10). Смањене рафинеријске марже због високих цијена нафте до 2014. године су имале утицај на пословање рафинерије, а то се одразило и на количину прераде. Наставак пада прераде након 2014. године, када су рафинеријске марже на глобалном нивоу порасле због пада цијене нафте, указује на отежане услове пословања и недовољну комплексност рафинерије.

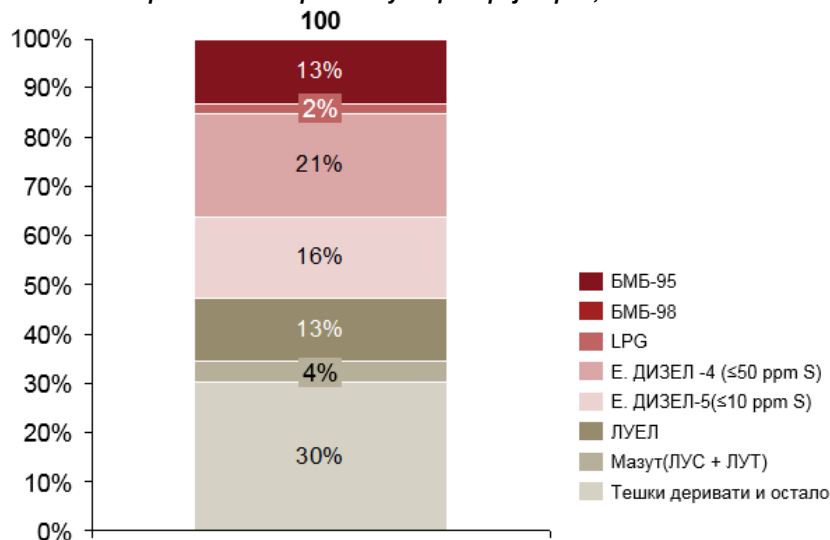
Слика 5.5.10 Производња деривата у Рафинерији Брод у хиљадама т/е, 2011–2015. године



Извор: Регулаторна комисија за енергетику Републике Српске Извјештај о Раду 2015

Сертификати који указују на квалитет бензина и дизела, а посједује их рафинерија, су БМБ 95, БМБ 98 и евро-дизел који одговарају квалитету ЕВРО IV и евро-дизел 10 ppm (*parts per million*) који одговара квалитету ЕВРО V. Квалитета горива коју производи Рафинерија „Брод“ у складу је са тренутним прописима Федерације Босне и Херцеговине и Републике Српске, који се односе на производњу и увоз деривата. Влада Републике Српске је 2007. године дозволила производњу горива ЕВРО IV квалитета до 2010, али оно се још увијек производи. Од 31. децембра 2010. године, горива квалитета ЕВРО IV не могу се пласирати на ЕЕА тржиште. За потпуну производњу деривата квалитета ЕВРО V, те побољшање економије прераде, потребна су додатна улагања у модернизацију и повећање комплексности Рафинерије „Брод“.

Слика 5.5.11 Производња деривата у Рафинерији Брод, 2015. година



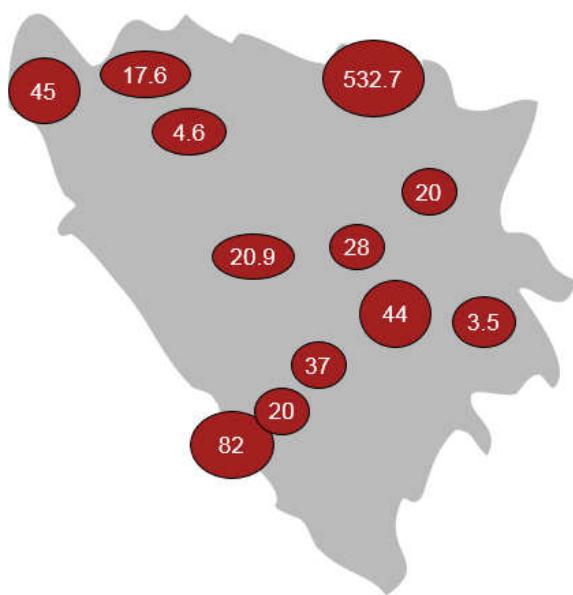
Извор: Регулаторна комисија за енергетику Републике Српске Извјештај о Раду 2015

5.5.5 Програм обавезних резерви нафтних деривата

Према ЕУ директиви 2009/119/ЕЦ, Босна и Херцеговина и Република Српска мора ускладити законе и регулативе којима ће се обезбиједити креирање и одржавање обавезних резерви нафте и деривата нафте. Резерве нафте и деривата нафте морају бити веће од просјечне количине 90-дневног увоза или просјечне 61-дневне потрошње. Потребне резерве нафте и нафтних деривата према директиви ЕУ износе око 490.000 m³ у 2016. години. Босна и Херцеговина укупно има око 800.000 m³ складишног простора за сирову нафту и деривате, од чега се око 530.000 m³ налази у Рафинерији нафте „Брод“, око 113.000 m³ на терминалима Бихаћ, Блажуј, Мостар и Живинице, те 82.000 m³ у луци Плоче којима управља „Оператер – Терминали Федерације“.

Креирање обавезних резерви нафте и нафтних деривата у Републици Српској дефинисано је Законом о нафти и дериватима нафте, према којем је одређено да ће Влада одредити потребне количине нафте и деривата нафте, организовати креирање резерви и њихово занављање и обезбиједити складишне капацитете. У 2012. години одређено је да су ЈП „Робне резерве Републике Српске“ надлежне за формирање, чување и обнављање обавезних залиха деривата нафте. Након креирања потребног регулаторног оквира, Република Српска ће створити предуслове за спровођење наведене директиве. Република Српска још увијек није покренула програм стварања залиха нафте и деривата нафте.

Слика 5.5.12 Капацитети складишта за сирову нафту и деривате у Босни и Херцеговини у m³



Извор: Закон о Нафти и нафтним дериватима Републике Српске, *Energy Community Emergency oil stocks in the energy community level*

Уз постојеће складишне капацитете (Слика 5.5.12), Рафинерија „Брод“, такође, посједује складишта за сирову нафту капацитета 163.000 m³ и складишта за производе којима је потребна даља прерада капацитета 122.863 m³. Дио складишних капацитета је оштећен током рата, а дио не задовољава безбједносне стандарде ЕУ, те је потребна модернизација (Табела 5.5.3). Обнова и модернизација складишних капацитета није спроведена.

Табела 5.5.3 Складишни капацитети за нафтне деривате у Републици Српској

Складиште	Производ	Капацитет (m ³)
Рафинерија Брод ¹	ЛПГ	3,241
	Бензин	31,272
	Дизел	80,279
	Плави дизел (гас оил)	4,705
	Лож-уље	47,735
	Друго	79,475
Врбања	-	20,900
Брезичани	-	17,600
Бања Лука (Крајинапетрол а. д.)	-	4,600
Вардиште–Вишеград	-	3,500
Укупно	-	293,307

Напомена: 1) Рафинерија „Брод“ такође посједује складишта за сирову нафту капацитета 163,000 m³ и складишта за производе којима је потребна даља прерада капацитета 122,863 m³

Извор: *Energy Community Emergency oil stocks in the energy community level*

Како би се успоставио потпуни систем управљања обавезним резервама у Републици Српској, нужно је испунити основне претпоставке (Слика 5.5.13), које је у наредном периоду потребно ставити у јасан временски план, те их разрадити за потребе спровођења.

Слика 5.5.13 Основне претпоставке за успостављање програма обавезних резерви

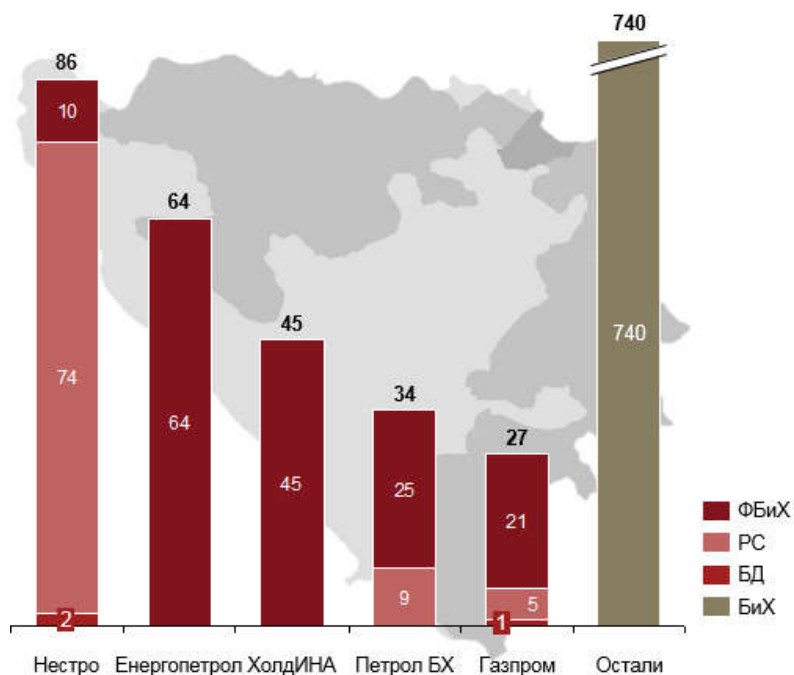


Извор: анализа Пројектног тима

5.5.6 Тржиште малопродаје нафтних деривата

Малопродајно тржиште у Републици Српској је врло фрагментисано и њиме доминира велики број малих приватника, што је резултат послеријатне либерализације увоза нафтних деривата на тржиште. Након што је Влада Републике Српске 2007. године „Нефтегазинкору“ продала већинско учешће у Рафинерији „Брод“, Рафинерији уља „Модрича“ и малопродајном ланцу „Петрол Бања Лука“, малопродајни ланац „Нестро“ постаје доминантан играч на тржишту малопродаје нафтних деривата у Републици Српској. „Нестро“ тренутно посједује 86 бензинских пумпи, од чега је 74 у Републици Српској. У 2012. години „Газпром“ је преузео бензинске пумпе од аустријске компаније „ОМВ“ и тако ушао на тржиште Босне и Херцеговине.

Слика 5.5.14 Број бензинских пумпи у Босни и Херцеговини, процјена за 2016. годину



Извор: *holdina.ba, energopetrol.ba, moi.info, nesp petrol.com, gazprom-petrol.ba*, анализа Пројектног тима

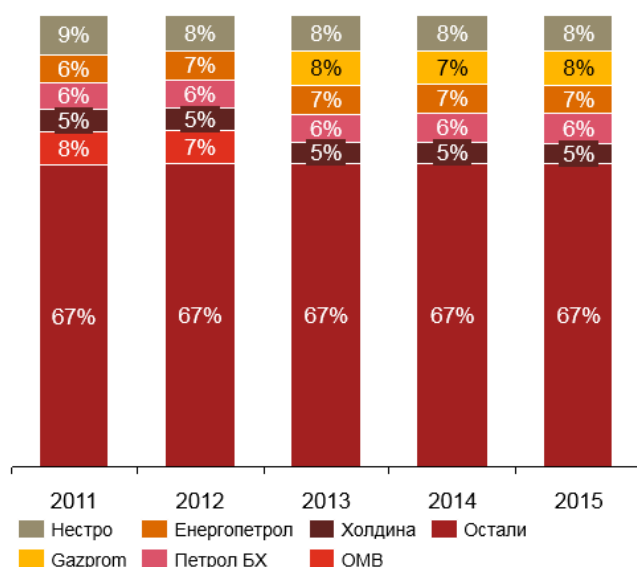
Табела 5.5.4 Главне компаније у малопродаји у Републици Српској

Компаније	Коментар
Нестро	• Дио „Оптима групе“ који је у власништву Рафинерије „Брод“. • Посједује 74 бензинске пумпе у Републици Српској
Петрол БХ Оил Цомпану	• 100% власник „Петрол“ д. д. Љубљана. • Посједује 9 бензинских пумпи у Републици Српској.
Газпром	• „Газпром“ који има 56% учешћа у „НИС-у“ посједује пет пумпи у Републици Српској

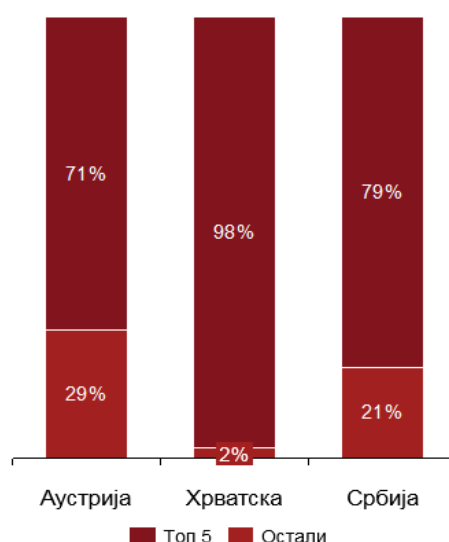
Извор: *mol.info, nestropetrol.com, gazprom-petrol.ba*

У Босни и Херцеговини доминирају мали приватни предузетници са релативно ниским нивоима продаје. Тржиште је либерализовано, па се цијене нафтних деривата формирају слободно. У Босни и Херцеговини 75% бензинских пумпи је у власништву малих приватника, али њихово тржишно учешће је само 67% (Слика 5.5.15) што указује на неефикасност и слабо пословање већег броја бензинских пумпи у приватном власништву. Тржиште малопродаје нафтних деривата у Босни и Херцеговини више је фрагментисано него тржишта у регији, гдје „топ 5“ компанија има значајно више учешће тржишта (Слика 5.5.16). Због врло фрагментисаног тржишта нафтних деривата, смањена су улагања у модернизацију бензинских пумпи, која се односе на повећање сигурности и смањења утицаја на животну средину.

Слика 5.5.15 Тржишна учешћа главних малопродајних компанија у Босни и Херцеговини у %, 2011–2015. године (процјена)



Слика 5.5.16 Поређење структуре малопродајног тржишта у регији у %, 2015. година



Извор: WoodMackenzie review downstream, Аустрија, Хрватска, Србија и Босна и Херцеговина (2016)

Фрагментисаност тржишта утиче на продуктивност малих приватних компанија, која је врло ниска. Продуктивност дистрибутивне мреже рачуна се као однос продатих количина деривата нафте и броја бензинских пумпи. Количина продатих деривата утврђује се према укупној продатој количини нафтних деривата и тржишном учешћу компаније. Највећу продуктивност имају компаније с већим тржишним учешћима на нивоу Босне и Херцеговине. Према процјени извјештаја „WoodMackenzie BiH downstream oil long-term outlook 2016“, продуктивност већих играча у малопродаји се креће од 1,0 до 2,0 (однос количине проданих деривата и броја бензинских станица). За мале приватнике упркос великом учешћу на тржишту, продуктивност је знатно мања и креће се испод нивоа од 1,0.

5.5.7 Регулаторни и институционални оквир

5.5.7.1 Истраживање и производња

Област истраживања и експлоатације минералних сировина у Републици Српској нормирана је Законом о рударству и Законом о геолошким истраживањима. У процедури су нови Закон о рударству и измјене и допуне Закона о геолошким истраживањима. Додјелјивање права коришћења минералних сировина, те одређивање накнаде врши се у складу са Законом о концесијама Републике Српске и под законским актима из области концесија. Додјелјивање концесије за концесионо добро које се простире на подручју обају ентитета врши се у складу са Законом о концесијама Босне и Херцеговине.

Слика 5.5.17 Правни оквир за експлоатацију и истраживање угљен-диоксида у Републици Српској

	Република Српска
 Надлежно министарство	Министарство Индустије Енергетике и Рударства
 Надлежни сектор / ресор	Ресор за рударство и геологију
 Закони на нивоу ентитета	- Закон о енергетици РС - Закон о рударству РС¹ - Закон о геолошким истраживањима РС²
 Регулација концесија на нивоу државе	Закон о концесијама БиХ
 Регулација концесија на нивоу ентитета	Закон о концесијама РС

Напомена: 1) У процедури је нови Закон о рударству, 2) У процедури су измјене и допуне овог закона
Извор: МИЕР

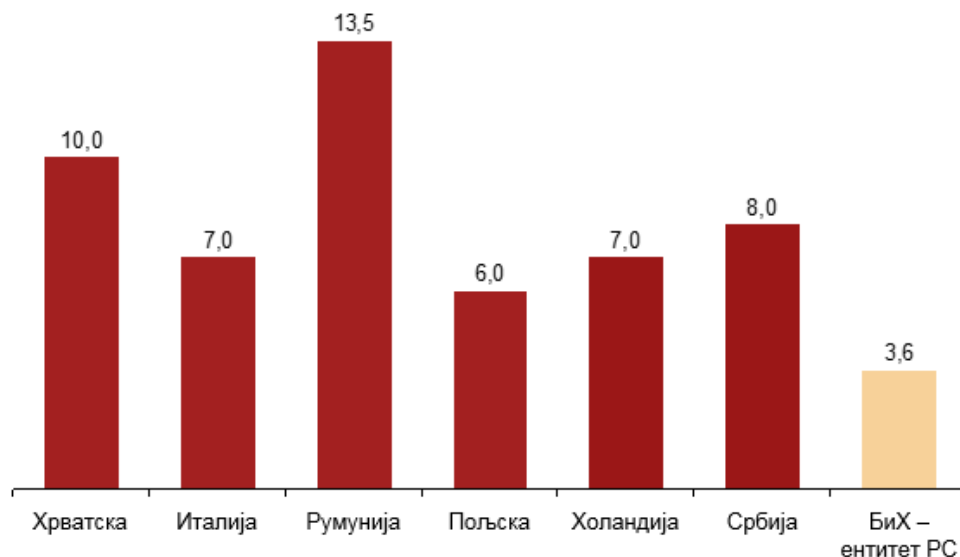
Законом о рударству уређују се услови и начин експлоатације рудног богатства у земљи и на њеној површини, ријечном и језерском дну или испод њега, изградња, коришћење и одржавање рударских објеката, рударски пројекти, рударска геодетска мјерења и планови, мјере заштите, надзор и друга питања која се односе на коришћење минералних сировина на територији Републике Српске. Рудним благом сматрају се све органске и неорганске минералне сировине. Експлоатацијом минералних сировина сматра се и извођење радова на припреми, обогаћивању и оплеменеивању минералних сировина, а у експлоатацији нафте и земних гасова и радови на сепарацији нафте и гаса, припреми нафте и гаса на експлоатационом пољу за транспорт и усклађивање, издвајање природних течних гасова (етан, пропан, бутан и природни гасолин) у дегазолинажама и сличним постројењима, као и транспорт ових сировина сабирним нафтоводима и гасоводима на експлоатационом пољу.

Према Закону о геолошким истраживањима, геолошка истраживања су истраживања и испитивања која се изводе ради упознавања састава, развоја и грађе земљине коре, израде геолошких карата, проналажења и утврђивања количина и квалитета минералних сировина и економских ефеката њиховог коришћења, утврђивања геолошких карактеристика тла и стијена за изградњу објеката и санацију терена, идентификације, проучавања и заштите објеката геонаслјеђа, планирања простора, заштите и унапређивања животне средине на принципима одрживог развоја, израда и ревизија геолошке документације и послова стручног надзора. МИЕР врши управне и стручне послове у области рударства и геолошких истраживања. Републички завод за геолошка истраживања надлежан је за истраживачке и стручно-аналитичке послове из области геолошких истраживања (израђује планску документацију и геолошке карте, води банку језгра истражних бушотина), те спроводи основна геолошка истраживања која су од општег интереса за Републику Српску.

Конкурентне стопе рудне ренте и транспарентан систем наплате накнада нужан је за подстицање инвестиција у истраживање у Републици Српској. За истраживање и експлоатацију минералних сировина додјелује се концесија. Лиценце и рјешења за вршење геолошких истраживања издаје МИЕР. Према Правилнику о висини концесионе накнаде и банкарским гаранцијама у области електроенергетике, енергената, рударства и геологије („Службени гласник Републике Српске“, број 67/14), у области енергената (нафта и гас) једнократна накнада износи 0,5% од вриједности планиране инвестиције, а концесиона накнада износи 3,6% од укупних прихода остварених обављањем концесионе дјелатности. Висина концесионе накнаде одређује се уговором о концесији,

а у складу са методологијом прописаном Правилником. Република Српска мора одржавати рудну ренту довољно ниском да би привукла инвестиције, али истовремено довољно високом да обезбиједи прилив средстава у буџет. Рудна рента у Републици Српској је знатно нижа у поређењу са земљама у регији, а то ју чини конкурентном за улагање у истраживање и производњу нафте (Слика 5.5.18).

Слика 5.5.18 Максималне стопе рудне ренте или еквивалентне накнаде у %



Извор: Правилник о висини концесионе накнаде и банкарским гаранцијама у области електроенергетике, енергената, рударства и геологије, Закон о рударству Републике Српске

5.5.7.2 Прерада, тржиште и обавезне резерве нафте и нафтних деривата

Законом о нафти и дериватима нафте уређују се дјелатности у области нафте и деривата нафте, њихово регулисање, функционисање тржишта нафте и деривата нафте, услови за квалитетно и безбједно снабдијевање купаца нафте и деривата нафте, те формирање и одржавање оперативних и обавезних резерви деривата нафте. РЕРС поступа као регулатор за регулисање енергетских дјелатности производње деривата нафте, транспорт нафте нафтоводима, транспорт деривата нафте продуктоводима и складиштење нафте и деривате нафте. У том смислу, РЕРС је надлежна за:

1. утврђивање методологије за обрачун трошкова транспорта нафте нафтоводима и транспорта деривата нафте продуктоводима,
2. доношење тарифног система за обрачун цијене за коришћење нафтовода, односно продуктовода,
3. одобравање цијене за коришћење нафтовода, односно продуктовода,
4. утврђивање критеријума и прописивање услова за добијање, измјену, допуну и одузимање дозволе за обављање дјелатности, рјешавање у поступку за добијање, измјену, допуну и одузимање дозволе за обављање дјелатности у области нафте и деривата нафте и вођење регистра издатих и привремено или трајно одузетих дозвола за обављање дјелатности у области нафте и деривата нафте,
5. рјешавање у другом степену по жалби,
6. надзор над обављањем дјелатности за које издаје дозволе у области нафте и деривата нафте у складу са Законом о нафти и дериватима нафте и принципима утврђеним у овом закону, укључујући праћење примјене тарифних система и методологија за приступ и коришћење нафтовода, односно продуктовода.

Цијене деривата нафте формирају се слободно, према тржишним условима. Енергетски субјекти који обављају дјелатност трговине на велико нафтом и дериватима нафте и трговине на мало дериватима нафте, обавезни су Министарству трговине и туризма и МИЕР-у достављати податке о увозу и трговини нафте и деривата нафте који се односе на количину, поријекло, цијену и квалитет. Деривати нафте који се увозе, производе и стављају у продају морају задовољавати услове утврђене Одлуком о квалитету течних нафтних горива у Босни и Херцеговини.

МИЕР надзире и предузима активности у сврху безбједног, редовног и квалитетног снабдијевања дериватима нафте. На приједлог МИЕР-а, Влада Републике Српске може донијети план интервенције у сектору нафте и деривата нафте, у случају изузетних ситуација и поремећаја на тржишту, неочекиваног или непрекидног недостатка деривата нафте, великих природних непогода, технолошких катастрофа или неочекиваног и високог раста цијена нафте и деривата нафте на свјетском тржишту. Због тога је Законом о нафти и дериватима нафте прописана обавеза формирања обавезних резерви деривата нафте ради обезбјеђивања сигурности снабдијевања у Републици Српској. Измјенама Закона о нафти и дериватима нафте, прописано је да формирање, чување и обнављање обавезних резерви деривата нафте обавља Јавно предузеће “Робне резерве

Републике Српске” а.д. Бања Лука. Није утврђена методологија о рачунању количине обавезних залиха. У Републици Српској није нормиран начин успостављања, финасирања и одржавања обавезних залиха деривата нафте, нити постоје обавезне резерве још увијек.

Савјет министара Босне и Херцеговине доноси Одлуку о квалитету течних нафтних горива („Службени гласник Босне и Херцеговине”, бр. 27/02, 28/04, 16/05, 14/06, 22/07, 101/08, 71/09, 58/10 и 73/10). Одлуком о квалитету течних нафтних деривата прописују се услови квалитета које морају испуњавати течна нафтна горива која се на територији Босне и Херцеговине користе у моторима са унутрашњим сагоријевањем, као и течна горива намијењена за сагоријевање ради непосредне производње топлотне енергије, те прописују стандарди којима се одређују физичко-хемијске особине течних нафтних горива, граничне вриједности основних карактеристика тих горива, методе по којима се врши испитивање тих карактеристика, начин означавања и доказивања да је квалитет горива усклађен са захтјевима из Одлуке, као и мониторинг и начин овлашћивања тијела која ће провјеравати усклађеност и захтјеве за њихову комплетност. Одлука је обавезујућа на читавој територији Босне и Херцеговине. У моменту израде овог документа, радило се на изради нове Одлуке.

5.5.8 Стратешке смјернице

С обзиром на тренутно стање у секторима прераде, veleпродаје, складиштења и малопродаје нафте и нафтних деривата дефинисане су стратешке смјернице стратегије (Табела 5.5.5).

Табела 5.5.5 Стратешке смјернице стратегије за секторе прераде, veleпродаје, складиштења и малопродаје нафтних деривата у РС

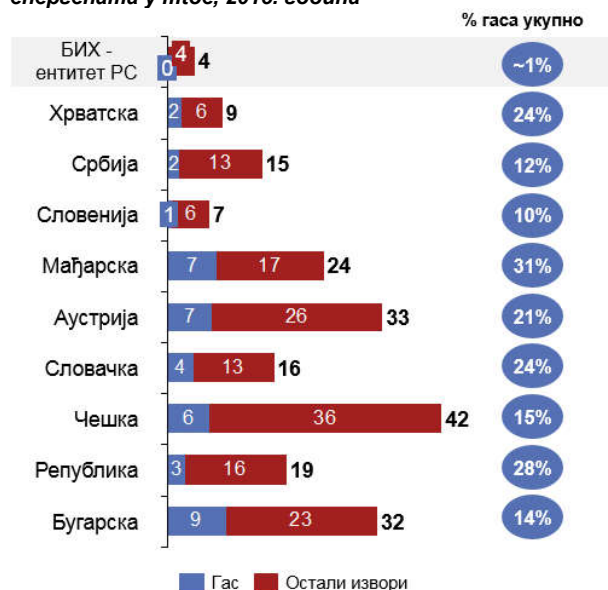
	Стратешки приоритет	Стратешка смјерница
Тржиште	Повећати степен истраживања нафтних потенцијала у Републици Српској	Наставити са процесом хармонизације и усклађивања процеса истраживања и производње нафте с циљем подржавања инвестицијских процеса и стимулисање инвестицијских активности потенцијалних улагача.
	Израда подстицајног оквира у смјеру модернизације рафинерије Брод, а с циљем осигурања квалитета снабдијеваних деривата	У партнерској сарадњи с власником рафинерије Брод дефинисати кључне циљеве и динамику даљих инвестицијских активности у модернизацију рафинерије (нпр. хидрокрекинг). Циљ је осигурати повећање квалитета прерађених деривата које, те смањити негативан утицај на животну средину и здравље.
	Активна контрола квалитета деривата који се продају на врло фрагментираном малопродајном тржишту	Даље унапређење капацитета и механизма контроле квалитета нафтних деривата који се продају кроз фрагментисану малопродајну мрежу. Активно управљање просторним плановима с циљем контроле даље фрагментације мреже.
	Обезбјеђивање складишних капацитета и израда система наплате	Спровести анализу стања постојећих складишних капацитета, утврдити потребна улагања у обнову и изградњу нових капацитета и изградити систем финансирања стратешких резерви.
Регулатива	Оптимизовати износ накнаде за експлоатацију	Компаративно ниска накнада у односу на земље у региону – размотрити повећање накнаде како би се у оквирима и даље конкурентних накнада за експлоатацију обезбиједио снажнији прилив средстава у буџет.
	Успоставити законодавни оквир за обавезне залихе нафте и нафтних деривата	Ради сигурности снабдијевања нафтом и поштовања преузетих обавеза, потребно је чим прије изградити законодавни оквир за чување обавезних нафтних резерви.

5.6 Сектор гаса

5.6.1 Стање и трендови у сектору гаса за ширу регију

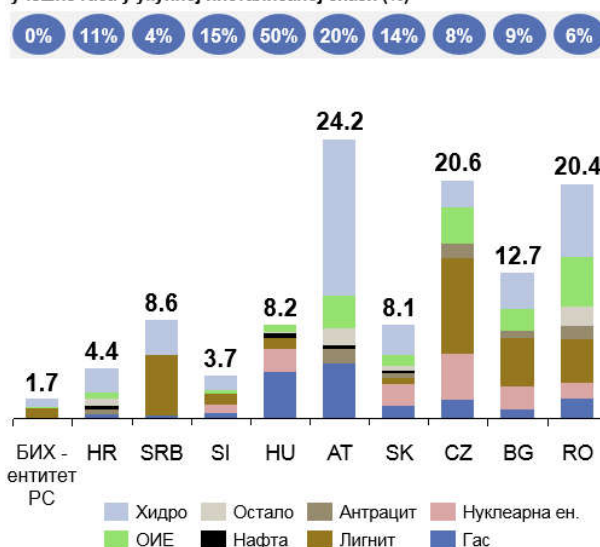
Природни гас као енергент у бруто домаћој потрошњи заузимао је низак ниво учешћа у укупној потрошњи за Републику Српску износећи ~1% у 2016. години, док је у осталим земљама у регији износио ~10% до 30%. Један од разлога је чињеница да у Републици Српској, између осталог, нема инсталираних ТЕ капацитета на гас у производном миксу, а које у пракси представљају веће потрошаче. За земље, које у свом производном миксу садрже термоелектране на гас (нпр. Аустрија 20% и Мађарска 50%), учешће гаса је посљедично значајно веће у бруто домаћој потрошњи.

Слика 5.6.1 Учешће гаса у бруто домаћој потрошњи енергената у ттое, 2015. година¹



Напомена: 1) За Републику Српску, бруто домаћа производња је израчуната из Енергетског биланса РС за 2016. годину, док се инсталирани капацитети односе на 2016. према подацима РЕПС Извјештаја о раду
Извор: Eurostat 2015, Енергетски Биланс Републике Српске 2016. година

Слика 5.6.2 Учешће гаса у инсталираној снази производног микса у GW, 2015. години¹

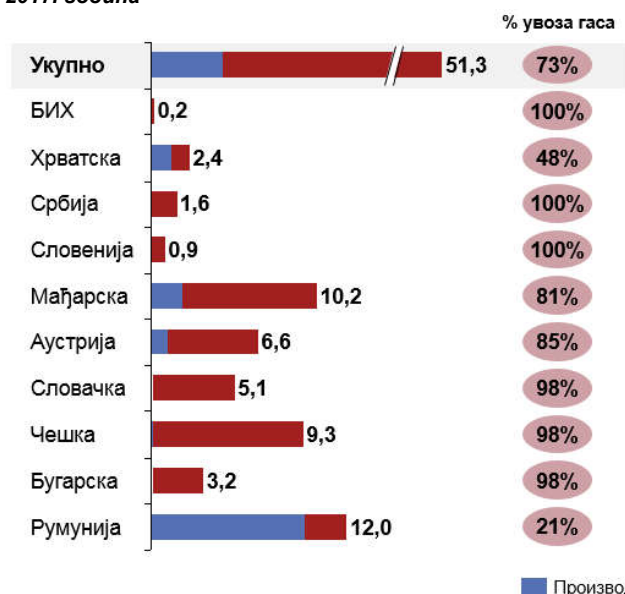


Напомена: 1) За Републику Српску, бруто домаћа производња је израчуната из Енергетског биланса РС за 2016. годину, док се инсталирани капацитети односе на 2016. према подацима РЕПС Извјештаја о раду
Извор: ENTSOE Statistical Factsheet 2015, РЕПС Извјештај о раду

У контексту потребе за гасом (Слика 5.6.3), за земље у регији карактеристично је да намирују већину потражње путем увоза, који износи 73% од укупних потреба, тј. 51 милијарду m^3 годишње. Највеће учешће сопствене производње остварује Румунија у износу од 79% потреба за гасом, док су остале земље које имају сопствену производњу већу од 15% Хрватска, Мађарска и Аустрија. Република Српска нема сопствену производњу и потпуно је зависна о увозу како би се намириле годишње потребе од ~0,05 милијарде m^3 . Према пројекцијама ENTSO-G (Слика 5.6.4), потражња ће до 2035. године порасти на ~59 милијарди m^3 годишње за земље у регији²¹, али уз даљи раст увоза по просјечној годишњој стопи раста од 1,7% и падом производње од -3,3% годишње. Посљедично, треба очекивати наставак повећања увоза до 2035, који ће чинити 87% укупних потреба за природним гасом.

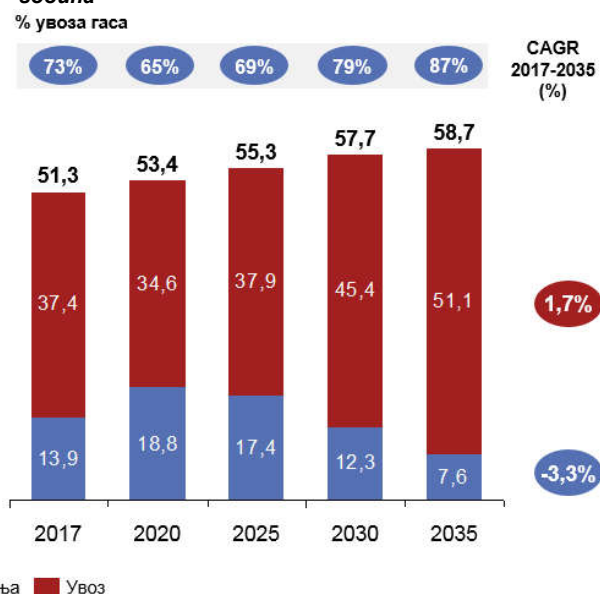
²¹Односи се на Босну и Херцеговину, Хрватску, Србију, Словенију, Мађарску, Аустрију, Словачку, Чешку, Бугарску и Румунију.

Слика 5.6.3 Снабдијевање гасом на проширеном тржишту, по земљама и извору у милијардама т3 (вст), 2017. година



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

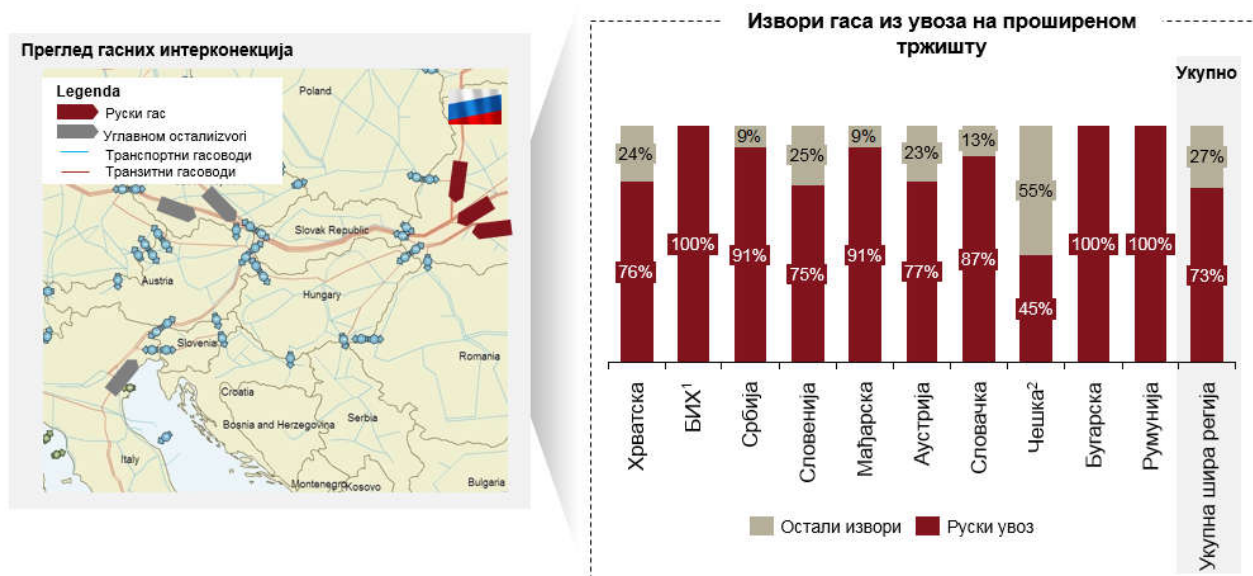
Слика 5.6.4 Развој снабдијевања гасом на проширеном тржишту, по извору у милијардама т3 (вст), 2017 - 2035. година



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

Тренутно се већина увоза за шире регију допрема из руских извора, који чине ~73% укупног увоза (Слика 5.6.5). Руски гас се допрема преко Украјине, а затим транзитним правцима кроз Мађарску и Словачку. Из наведеног је видљиво како је регија традиционално веома зависна о гасу из једног извора. Наведена чињеница нарочито иде у прилог земљама које немају сопствену производњу и складишта гаса, попут Босне и Херцеговине која намирује 100% потреба из увоза из Русије.

Слика 5.6.5 Извори гаса на проширеном тржишту (% од укупног увоза, процјена), 2014. година



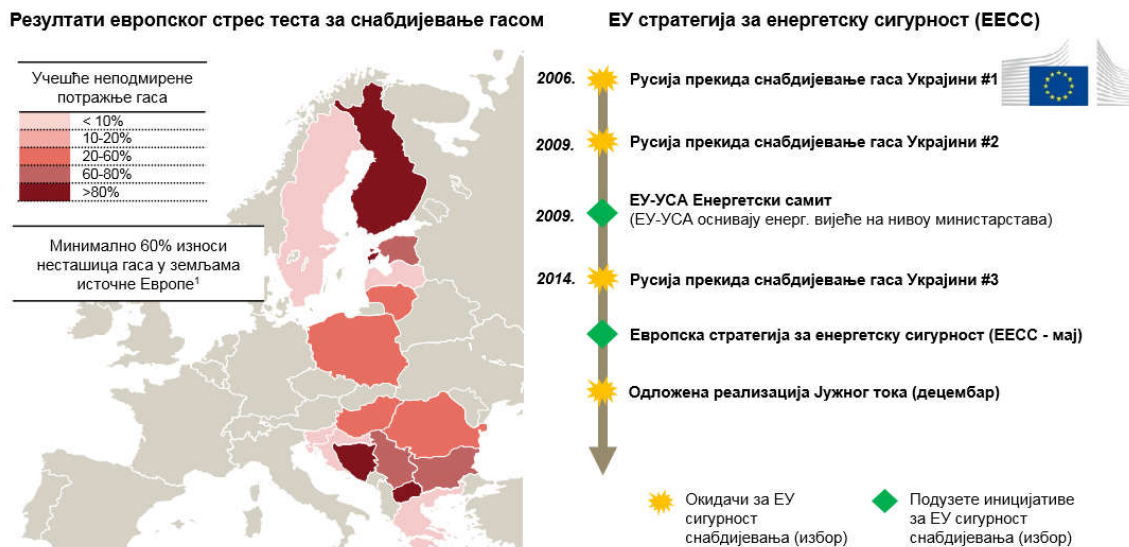
Напомена: Ниска вриједност руског гаса за Словачку одражава пад увоза са Ланзхот интерконекције у 2013. години
Извор: IEA Gas Trade Flows 2014, ENTSG 2015, Eurostat 2014, Gazprom Export Report 2014

С обзиром на велику зависност шире регије о једном извору гаса, те догађаје прекида испоруке гаса Русије преко Украјине, због политичких питања у задњих десетак година (2006, 2009. и 2014. година), ЕУ је спровела европски стрес тест²² за снабдијевање гасом. Резултати стрес теста указали су да би несташица гаса износила минимално 60% потражње у земљама источне Европе²³. Такође, према резултатима теста, учешће неподмирене потражње за гасом за Босну и Херцеговину, те Македонију износио би више од 80%. Слична ситуација је и за остатак земаља, гдје би неподмирена потражња за гасом у, на примјер, Србији и Бугарској износила 60% до 80% (Слика 5.6.6).

²² Република Српска је учествовала на изради Извјештаја о стрес тесту 2014. године.

²³ Односи се на шестомјесечни прекид руског гаса под просјечним зимским условима и двоседмичним захлађењем, некооперативни сценарио.

Слика 5.6.6 Резултати европског стрес теста за снабдијевање гасом и кључне активности око ЕУ сигурности снабдијевања



1) Шестомјесечни прекид руског гаса под просјечним зимским условима и двоседмичним захлађењем, некооперативни сценарио

Извор: Oxford Institute for Energy Studies, Reuters, European Commission - Energy - Infrastructure, European Commission "Stress Tests Communication" 2014

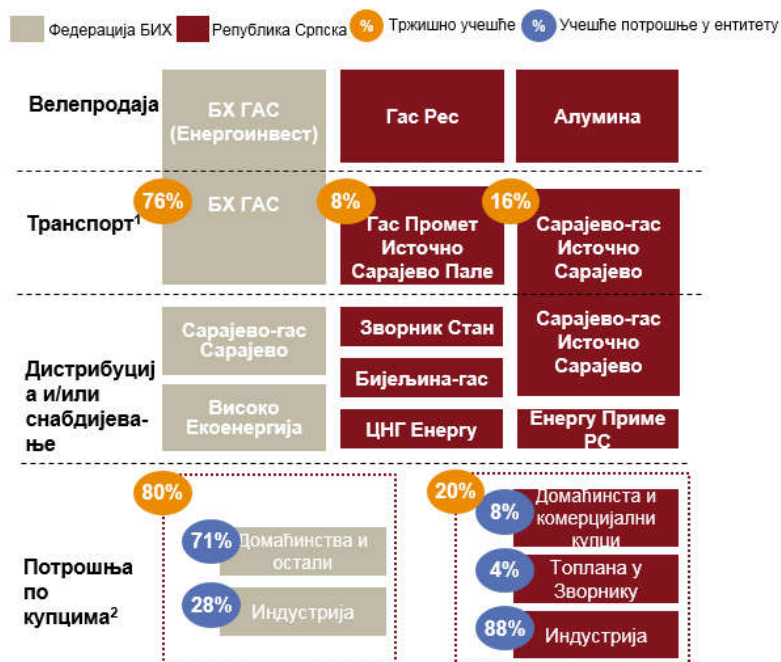
5.6.2 Структура тржишта гаса у Босни и Херцеговини и Републици Српској

Република Српска нема властитих ресурса природног гаса, па се укупно снабдијевање заснива искључиво на увозу овог енергента из једног извора и са једним транспортним правцем (Слика 5.6.7), из Руске Федерације, преко Украјине, Мађарске и Србије (Берегово–Хоргош–Зворник). У Зворнику се налази примопредајна мјерна станица за Републику Српску. Република Српска користи гасовод пречника 16 inch-а, који границу прелази код Шепка, затим пролази правцем Зворник–Кладањ–Сарајево. Гасовод је у заједничком власништву „Гас Промета“ а.д. Источно Сарајево – Пале (22 km од границе са Србијом до Зворника), те „Сарајево-гас“ д.о.о Лукавица (40 km између Зворника и Кладња). Основне карактеристике транспортног система за природни гас су: дужина гасовода 62 km, пресјек гасовода 406,4 mm, пројектовани притисак 50 бара и пројектовани капацитет 1 милијарду m³ годишње. Дозволу за обављање дјелатности управљања системом за транспорт природног гаса има „Гас Промет“ а.д. Источно Сарајево – Пале. Дозволу за обављање дјелатности транспорта природног гаса „Гас Промет“ Источно Сарајево – Пале и „Сарајево-гас“, а.д. Источно Сарајево. Постојећи гасовод, изграђен 1979. године, карактерише застарјелост и велика оптерећеност током зимских периода када је потрошња гаса највећа. Стога је у будућем периоду потребно активно управљати имовином (инфраструктуром) кроз координисано и редовно спровођење потребних модернизација, реконструкција, изградњи и одржавања, у складу са потребама система.

На veleпродајном тржишту активно дјелују „Гас Рес“, предузеће за гасне пројекте које је основала Влада Републике Српске Одлуком на основу Закона о јавним предузећима (чланак 2) и Закона о привредним друштвима (чл. 7. и 101), а који је потписао уговор са „Газпромом“ о снабдијевању Републике Српске гасом. „Сарајево-гас“ Источно Сарајево, осим транспорта, обавља дјелатности дистрибуције и снабдијевања, што није у складу с Трећим енергетским пакетом, али уз напомену на могућност изузећа јер има мање од 100.000 купаца. „Сарајево-гас“ Источно Сарајево снабдијева, уз потрошњу од 3,1 милиона m³ у 2015 и 2016. години. „Зворник стан“ је интегрисан субјект за дистрибуцију и снабдијевање на територији општине Зворник, који у свом саставу има и топлану у граду Зворнику, уз остварену потрошњу од 2,5 мил. m³ у 2015. и 2,6 мил. m³ у 2016. години. У наредном периоду очекује се гасификација града Бијељине преко привредног друштва „Бијељина-гас“, а након повезивања транспорта и дистрибуције. На тржишту Републике Српске још су регистровани за дјелатност трговине и снабдијевања природним гасом „CNG Energy“ и „Energy Prime RS“. У терминима потрошње, учешће Републике Српске у укупној потрошњи Босне и Херцеговине износило је ~20% у 2015. години, од којих 88% чини индустрија (првенствено „Алумина“), док је учешће потрошње гаса за 2016. годину износило 27,6%²⁴ у Републици Српској.

²⁴ Гас промет – ОТС

Слика 5.6.7 Структура тржишта гаса у Босни и Херцеговини и Републици Српској, 2014. и 2015. године

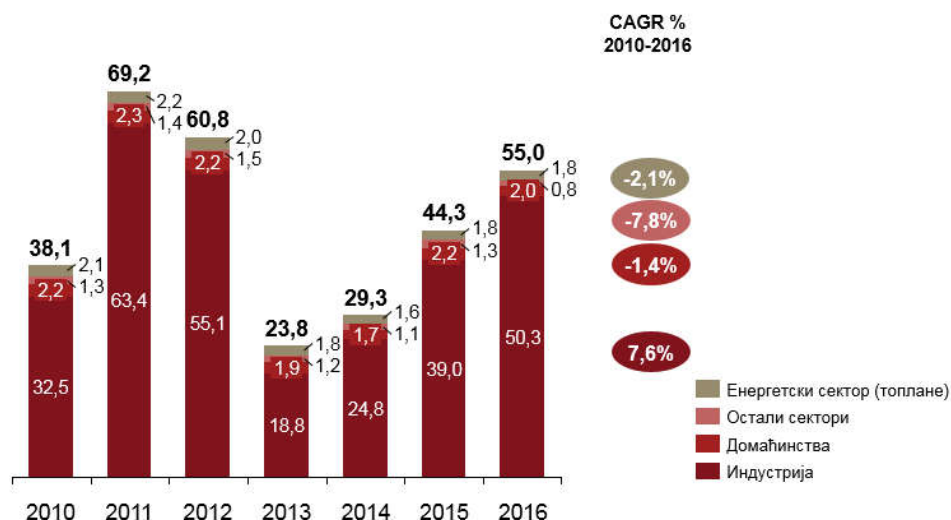


Напомена: 1) Односи се на тржишно учешће покривања гасоводне мреже за транспорт; 2) Односи се на укупну потрошњу гаса за 2015. годину

Извор: РЕРС Извјештај о раду 2015, „БХ-Гас“, Федерални завод за статистику – биланс природног гаса 2015, Енергетски плански биланс Републике Српске за 2016.

У периоду од 2010. до 2016, потрошња гаса у Републици Српској износила је ~ 24 милиона до 70 милиона m^3 годишње (Слика 5.6.8). Потрошњу карактерише велика волатилност индустријских купаца који су годинама имали највеће учешће у укупној потрошњи од 80% до 90% у посматраном периоду. Потрошња гаса у домаћинствима Републике Српске износила је 2 милиона до 2,3 милиона m^3 годишње, уз благи тренд опадања од просјечно -1,4% годишње. Треба очекивати да ће тренд раста у домаћинствима, након 2017. године, порасти с обзиром на гасификацију града Бијељине након изградње и повезивања са транспортним системом. Остале категорије купаца (топлане и остали потрошачи) такође су забиљежили опадајући тренд унутар периода од 2010. до 2016. године, но гледајући апсолутни ниво, наведене промјене нису значајне ако се посматрају на нивоу укупне потрошње гаса. Раст потрошње гаса у будућности значајно ће зависити о изградњи планираних гасовода, али и тржишним условима, тј. цијенама гаса.

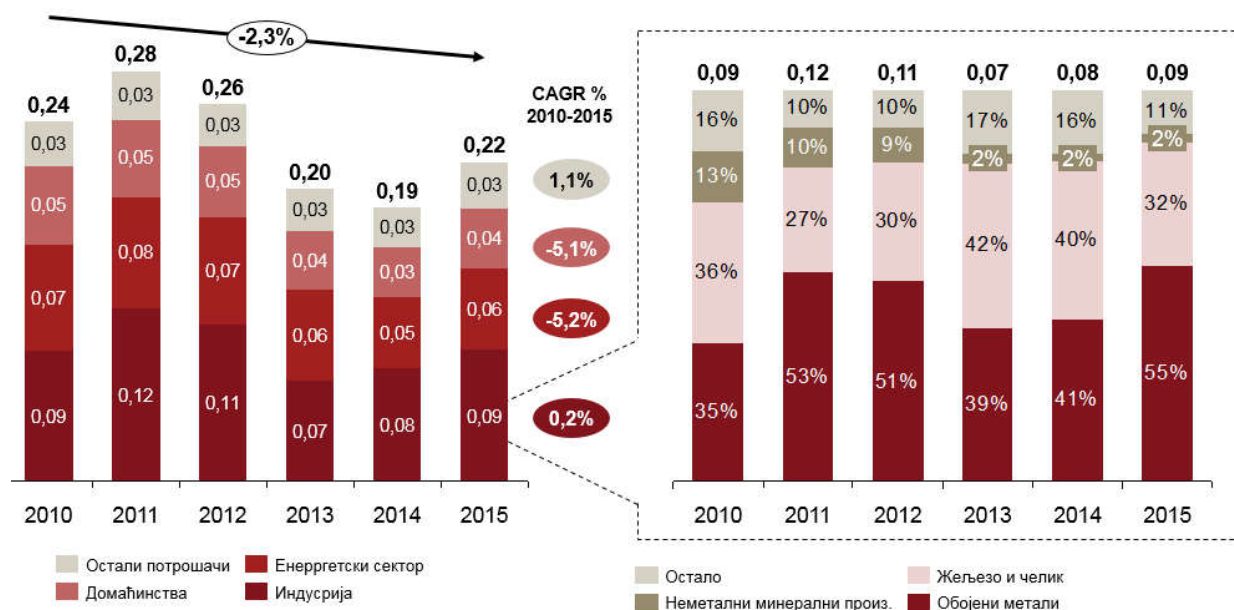
Слика 5.6.8 Потрошња гаса у Републици Српској у милионима m^3 (тст), 2010–2016. године



Извор: Републички завод за статистику - биланс природног гаса 2014 и 2015, Енергетски биланс Републике Српске 2016

На нивоу Босне и Херцеговине, тренд потрошње гаса био је негативан у периоду од 2010. до 2015. године (Слика 5.6.9), уз просјечну годишњу стопу -2,3%. У апсолутним вриједностима, потрошња се кретала између ~0,19 милијарди до 0,28 милијарди m^3 , која је првенствено осцилирала због енергетског сектора (топлане) и индустријског сектора. У индустријском сектору највећи потрошачи гаса су везани за производњу обојених метала (35% до 55% индустријске потрошње), те жељеза и челика (32% до 42% индустријске потрошње) у посматраном периоду.

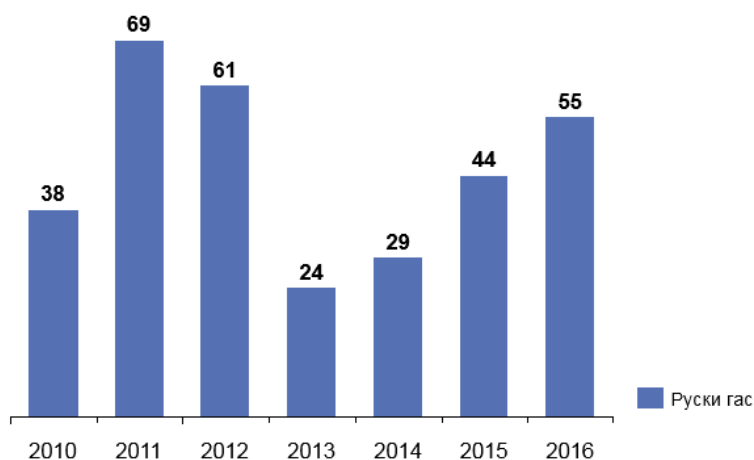
Слика 5.6.9 Укупна потрошња гаса у Босни и Херцеговини, по категоријама у милијардама m^3 (вст), 2010–2015. године



Извор: Агенција за статистику Босне и Херцеговине – Статистика енергије гас 2010 - 2015.

Као што је и раније споменуто, увоз гаса у Босну и Херцеговину, те Републику Српску намирјује се из руских извора, тј. преко „Газпрома“, гдје је укупна увезена количина гаса у периоду 2010, до 2016. године за Републику Српску износила 320 милиона m^3 (Слика 5.6.10). На veleпродајном тржишту у Републици Српској дјелује предузеће „Гас Рес“ од 2015. године. За период 07/2015. до 12/2016. испоручено је 106 милиона m^3 гаса у Републику Српску од стране „Гас Реса“. „Гас Рес“ склапа годишње уговоре са „Газпромом“, те се ради на потписивању и дугорочног уговора.

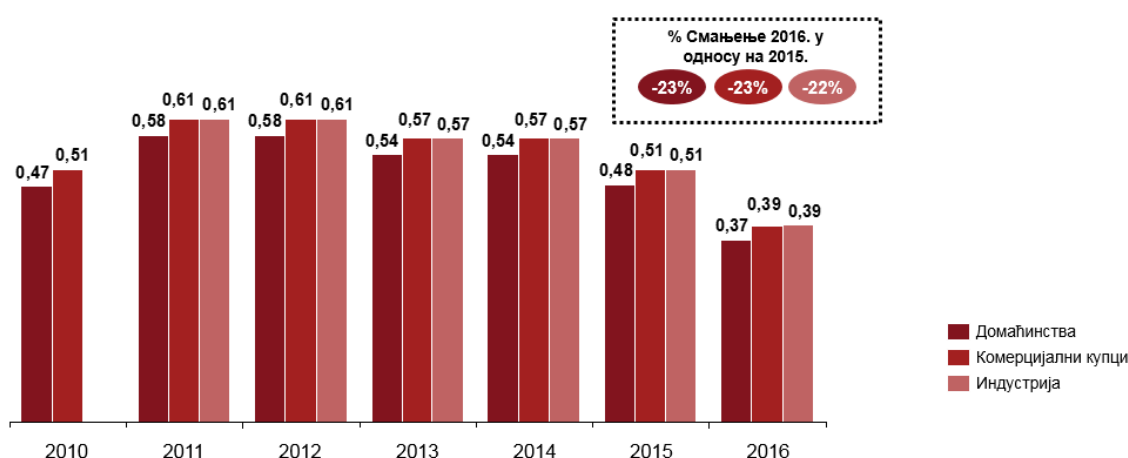
Слика 5.6.10 Снабдијевање гасом у Републици Српској у милионима m^3 (мст), 2010–2016. године



Извор: Републички завод за статистику – биланс природног гаса 2014. и 2015, Енергетски биланс РС 2016, анализа Пројектног тима

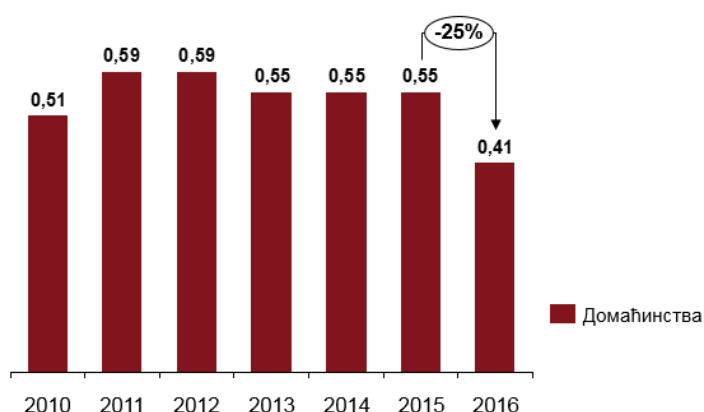
У 2016. години је дошло до пада цијена природног гаса у Републици Српској, за купце привредних друштава која се баве, између осталог, и снабдијевањем природним гасом – „Сарајево Гас“ а.д. Источно Сарајево и А.Д. „Зворник Стан“ Зворник. Структура просјечне цијене природног гаса за крајњег купца је сљедећа: набавка гаса и снабдијевање, мрежа и ПДВ. Укупне цијене за домаћинства су се кретале између 0,47 EUR/cm³ до 0,59 EUR/cm³. У 2016. години цијене су пале на 0,37 EUR/cm³ за Сарајево Гас, док су за Зворник Стан пале на 0,41 EUR/cm³ (Слика 5.6.11 и Слика 5.6.12). Привредно друштво Сарајево Гас природним гасом, осим домаћинства, снабдијева и комерцијалне купце и индустрију. У периоду од 2010. до 2015. године су цијене за комерцијалне купце и индустрију биле једнаке, те су као и за домаћинства доживиле значајан пад у 2016. години. Тако је постотно смањење у 2016. години у односу на 2015. годину износило од -23% за домаћинства и комерцијалне купце, те -22% за индустрију. За Зворник Стан који је снабдијевао само домаћинства, смањење цијена у 2016. години у односу на 2015. годину је износило -25%. Главни узрок смањења цијене је смањење набавне цијене природног гаса и то је последица промјене берзанске цијене нафте по којој се индексира цијена гаса. С обзиром на то да је цијена један од најбитнијих фактора, потребно је и даље стварати услове, те активно управљати цијенама природног гаса у наредном периоду ради повећања важности његове улоге у привреди Републике Српске.

Слика 5.6.11 Цијене природног гаса у Републици Српској за Сарајево Гас Источно Сарајево у EUR/cm³, 2010–2016. године



Напомена: 1) У доступним извјештајима нема података о цијенама природног гаса у 2010. години. 2) На рачуну за крајњег купца се обрачунава и накнада за „мјерно мјесто“ од 1,523 EUR (3 KM).
 Извор: РЕРС годишњи извјештај 2010-2016, анализа Пројектног тима

Слика 5.6.12 Цијене природног гаса у Републици Српској за Зворник Стан у EUR/cm³, 2010–2016. године

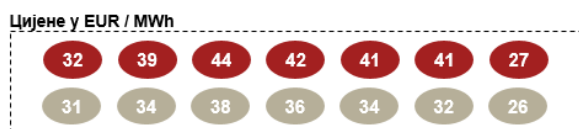


Извор: РЕРС годишњи извјештај 2010-2016, анализа Пројектног тима

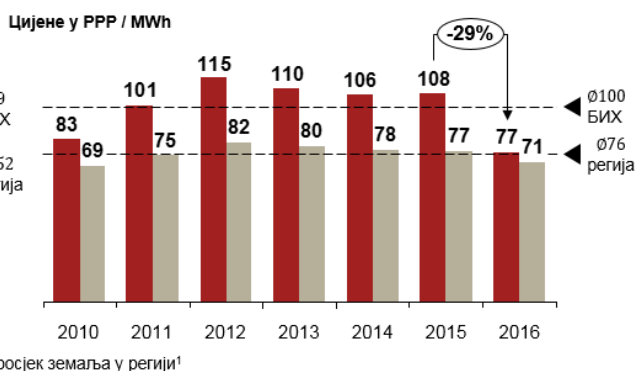
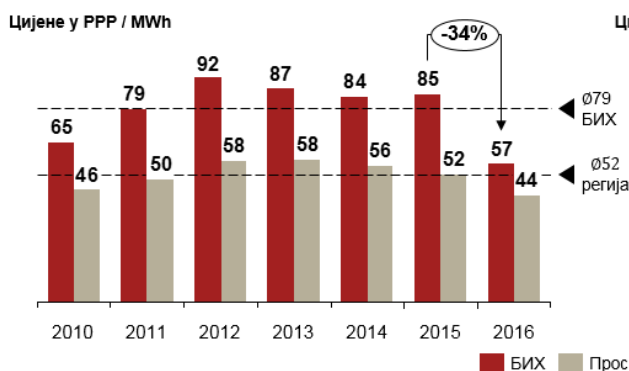
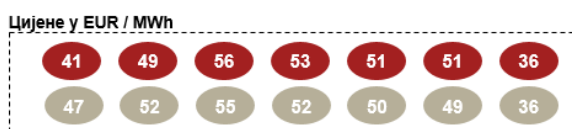
Ако посматрамо и цијене гаса у Босни и Херцеговини, оне су годинама биле значајно више у односу на цијене за ширу регију. Посљедишно, може се рећи како је тржиште гаса значајно определијелено чињеницом да се исто заснива на једном улазу природног гаса на крају система, што подразумева значајно учешће транспортних трошкова кроз треће земље. Надаље, у унутрашњем транспорту постоји подјела између ентитетских оператера система са нејединственим приступом у одређивању тарифа. Како набавне и продајне цијене гаса увелико зависе о тарифама које се примјењују кроз треће земље, али и на унутрашњем транспорту, потребна је већа сарадња регулаторних тијела и оператера транспортних система те даља хармонизација регулаторног оквира према Трећем енергетском пакету, а све у циљу добијања тржишно прихватљивих цијена гаса.

Према динамици кретања цијена гаса у Босни и Херцеговини за индустрију (Слика 5.6.13), видљиво је како се цијена без ПДВ-а, пореза и осталих намета кретала од 27 до 44 EUR/MWh посматраном периоду. У 2016. је, корекцијом veleprodavача у Босни и Херцеговини, дошло до значајног пада цијена коригованих за паритет куповне моћи (енг. PPP – Purchase Power Parity) од -34% у односу на 2015, гдје је цијена конвергирала остатку регије. Као и за индустрију, слична динамика кретања цијена гаса присутна је и за домаћинства, али уз мању разлику цијена у односу на остале земље. Укупна цијена за домаћинства у Босни и Херцеговини се кретала између 36 EUR/MWh и 53 EUR/MWh и пратила је динамику с осталим земљама (Слика 5.6.14). Ако се цијена за кућанства сведе на исти животни стандард с осталим земљама, она је историјски била виша у пројекту, међутим, значајан пад цијена у 2016. свео је цијене на практички исте цијене као и у остатку регије.

Слика 5.6.13 Цијене гаса за индустрију за Босну и Херцеговину и проширену регију, без ПДВ-а, пореза и намета у EUR/MWh и PPP/MWh, 2010–2016. године



Слика 5.6.14 Цијена гаса за домаћинства у Босни и Херцеговини и проширеној регији, са ПДВ-ом и осталим наметима у EUR/MWh и PPP/MWh, 2010–2016. године

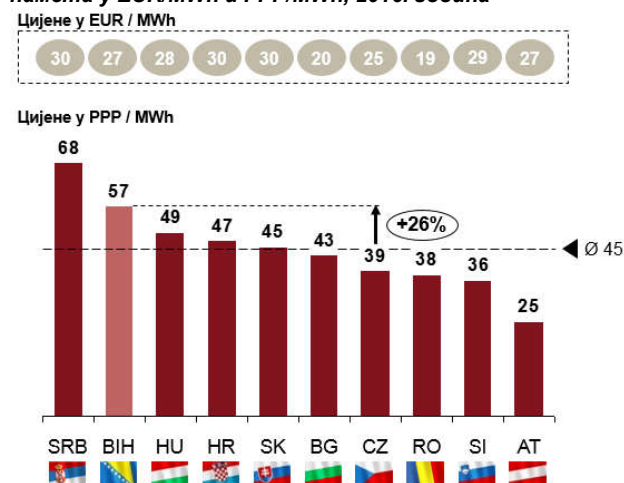


Напомена: За индустрију је узета категорија купаца И3: 10.000 ГЈ < потрошња < 100.000 ГЈ, 1) Обухваћене земље у регији су Хрватска, Србија, Словенија, Мађарска, Аустрија, Чешка, Словачка, Бугарска и Румунија
Извор: Eurostat

Напомена: За домаћинства је узета категорија Д2: 20 ГЈ < потрошња < 200 ГЈ, 1) Обухваћене земље у регији су Хрватска, Србија, Словенија, Мађарска, Аустрија, Чешка, Словачка, Бугарска и Румунија
Извор: Eurostat

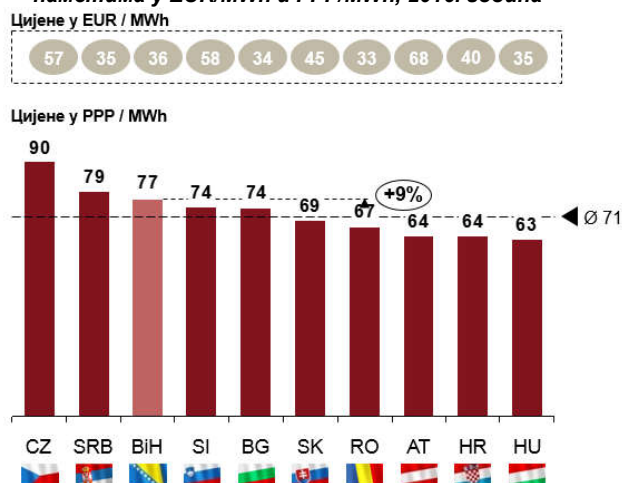
Ако се посматрају цијене у Босни и Херцеговини за 2016. годину, видљиво је да су цијене гаса у Босни и Херцеговини, од ~27 EUR/MWh, на сличним нивоима као и код осталих развијенијих земаља у регији попут, Аустрије, Чешке, Мађарске и Словеније, а чије су цијене у интервалу ~25 EUR/MWh до 29 EUR/MWh. Међутим, с обзиром на корекцију за животни стандард поједине земље, цијене су веће у односу на остатак регије, изузевши Србију која има највеће цијене за индустрију (Слика 5.6.15). Ситуација за домаћинства је повољнија гдје цијена износи 36 EUR/MWh, а за остале земље у рангу ~35 EUR/MWh до 68 EUR/MWh. Поређењем цијена за паритет куповне моћи, Босна и Херцеговина (77 PPP/MWh) је позиционирана у горњи ранг земаља по висини цијена, но оне су и даље пуно повољније за Босну и Херцеговину у односу на раније године (Слика 5.6.16).

Слика 5.6.15 Цијене гаса за индустрију за Босну и Херцеговину и проширену регију, без ПДВ-а, пореза и намета у EUR/MWh и PPP/MWh, 2016. година



Напомена: За индустрију је узета категорија купаца И3: 10.000 ГЈ < потрошња < 100.000 ГЈ
Извор: Eurostat

Слика 5.6.16 Цијена гаса за домаћинства у Босни и Херцеговини и проширеној регији, са ПДВ-ом и осталим наметима у EUR/MWh и PPP/MWh, 2016. година

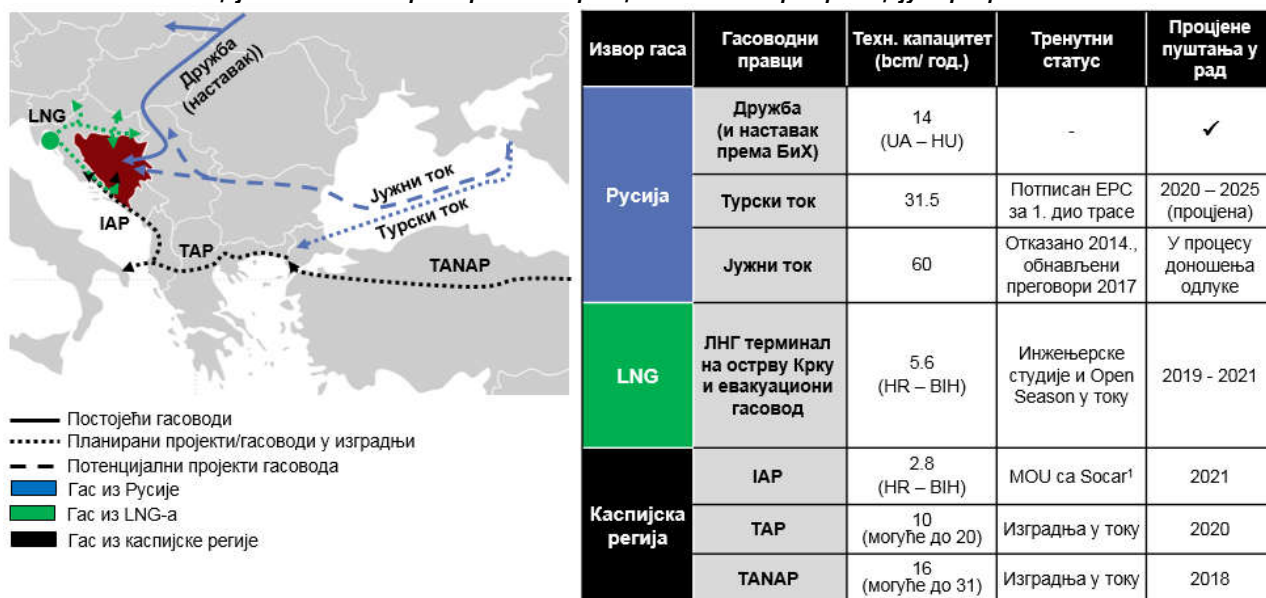


Напомена: За домаћинства је узета категорија Д2: 20 ГЈ < потрошња < 200 ГЈ
Извор: Eurostat

5.6.3 Развој гасоводне инфраструктуре у регији и Републици Српској

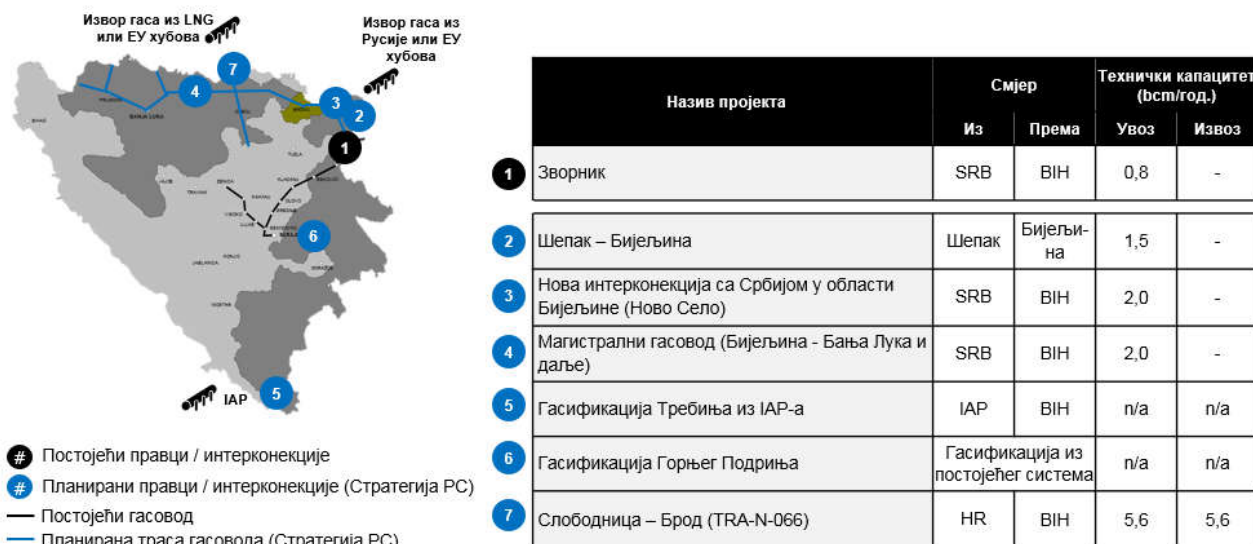
Примаран развој за Републику Српску је повезивање новом интерконекцијом на гасоводни систем Србије, те изградња магистралног гасовода према Бањој Луци (и даље) у наредних 10 до 15 година. Узимајући у обзир геополитичка збивања и промјене, постоје могућности да се статуси појединих пројеката промијене. У складу с тиме, иако је Јужни ток отказан 2014. године, у 2017. години су обновљени преговори о изградњи гасовода Јужни ток. Осим наведене најважније трасе за Републику Српску, Јадранско-јонски гасовод (IAP) и LNG терминал за регасификацију у Хрватској тренутно представљају прекограничне пројекте релевантне за Босну и Херцеговину, те потенцијално могуће и за Републику Српску али на nižем фокусу код развоја. Пуштање LNG терминала у Хрватској и изградњу евакуационих гасовода треба, према процјенама, очекивати у скоријем периоду. IAP пројекат, као планирани крак Транс-јадранског гасовода (TAP), представља врло перспективну опцију гасификације Албаније, Црне Горе, Хрватске, те Босне и Херцеговине (доминантно ФБИХ). Уз планирани магистралним гасовод Републике Српске са Србијом, наведени прекогранични пројекти би омогућили за Републику Српску приступ гаса из више праваца за задовољење будуће потражње, те сигурности снабдијевања. Разумијевање опција за диверсификацију добављања гаса и праваца, те евентуално спровођење таквих пројеката важно је у контексту преговарачке позиције и постизања цјеновне конкурентности како за крајње кориснике (домаћинства), тако и за индустрију којој то може значити за велику улогу у конкурентности. Могуће интерконекције са Хрватском треба посматрати као двосмјерне, а не искључиво увозне у Републику Српску.

Слика 5.6.17 Потенцијални добавни прекогранични правци гаса за диверсификацију портфеља



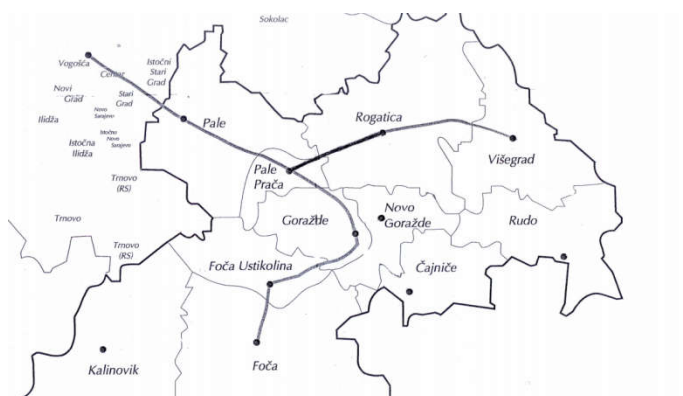
Напомена: 1) 25. 8. 2016 потписан је Меморандум о разумијевању (енгл. MOU) заједничке иницијативе за IAP између компаније „Socar“ из Азербејџана, те Хрватске, Албаније, Босне и Херцеговине и Црне Горе
Извор: TANAP, TAP, LNG Croatia, IEA, Turkish Stream, World Bank, Natural Gas World

Слика 5.6.18 Гасоводи у Републици Српској (тренутно стање и план)



Извор: ENTSO-G TYNDP 2017, Радна група Републике Српске, анализа Пројектног тима

Слика 5.6.19 Планирана траса гасификације Горњег Подриња (примјер)



Извор: Радна група Републике Српске

Табела 5.6.1 Динамика и фокус изградње гасоводних пројеката у Републици Српској

Пројекат гасоводне инфраструктуре	Период пуштања у рад				Фокус
	До 2020.	До 2025.	До 2030.	До 2035.	
Гасификација Бијељине	✓				●
Нова интерконекција са Србијом у области Бијељине (Ново Село)		✓	✓		●
Магистрални гасовод (Бијељина – Бања Лука – даље)		✓	✓		●
Гасификација горњег Подриња			✓		◐
Гасификација Требиња из IAP-а		✓	✓		
Повезивање са Хрватском (Градишка и Брод)			✓		

● Висок ○ Низак

Извор: Радна група Републике Српске, анализа Пројектног тима

Краткорочно гледајући, највећи фокус за Републику Српску је повезивање дистрибутивног система града Бијељине с транспортним системом гаса који је у току (планиран завршетак до краја 2017. г), наставком гасовода према Брчко Дистрикту БиХ и Угљевику. Надаље, у средњем и дугом року, пројектом нове интерконекције са Србијом би се повезали градови Бања Лука и Брод, уз повезивање и осталих подручја уз главну трасу гасовода, као и одвајање крака према Добоју и Зеници. Као најнижи фокус је опција повезивања са Хрватском (градови Градишка и Брод). За југ Републике Српске постоји потенцијална опција гасификације града Требиње, уколико постоји тржишна оправданост након изградње пројекта IAP, чиме би се гас довео и на југ територија Републике Српске. Република Српска у наредном периоду планира и трасе гасовода за регију горње Подриње (планирана дужина гасовода је ~150 km разних пречника). Приликом планирања нових гасоводних праваца, потребне су измјене и допуне Просторног плана Републике Српске до 2025. године.

5.6.4 Регулаторни и институционални оквир

5.6.4.1 Ниво Босне и Херцеговине

На нивоу Босне и Херцеговине тренутно не постоји регулатива која регулише сектор гаса. Неопходно је испунити бар минималне захтјеве из Трећег енергетског пакета, те дефинисање регулаторних овлашћења за сектор гаса.

5.6.4.2 Регулаторни оквир у Републици Српској

Законом о гасу уређује се начин организовања, регулација и функционисање природног гаса, услови за уредно, квалитетно и сигурно снабдијевање купаца природним гасом, начин обављања дјелатности производње, транспорта, дистрибуције, снабдијевања и складиштења природног гаса и трговина на територији Републике Српске. Све наведене дјелатности, осим трговине природним гасом, сматрају се регулисаним дјелатностима од општег интереса. У Републици Српској је почетком 2018. године ступио на снагу нови Закон о гасу.

РЕРС има следеће регулаторне надлежности у сектору гаса:

1. Утврђивање методологије за обрачунавање трошкова производње, транспорта, дистрибуције, складиштења и снабдијевања природним гасом;
2. Утврђивање методологије за обрачунавање трошкова прикључења на мрежу;
3. Доношење тарифног система за обрачунавање цијена за коришћење система за производњу, транспорт, дистрибуцију, складиштење природног гаса и тарифни систем за обрачун цијена природног гаса за снабдијевање тарифних купаца;
4. Утврђивање критеријума и прописивање услова за добијање, измјену и одузимање дозвола за обављање дјелатности, као и рјешавање, у поступку за добијања, измјена и одузимања дозвола за обављање дјелатности у сектору природног гаса;
5. Рјешавање по жалби на рјешења оператора транспортног и дистрибутивног система у поступцима давања одобрења за коришћење мреже и одобрења за прикључење на мрежу;
6. Утврђивање минималне годишње потрошње природног гаса којом се стиче статус квалификованог купца и утврђује статус и вођење регистра квалификованих купаца природног гаса;
7. Давање сагласности на правила рада оператора система и на опште услове снабдијевања природним гасом;
8. Давање сагласности енергетским субјектима на цијене услуга и цијене снабдијевања природним гасом.

Оператер транспортног система у Републици Српској је „Гас-Промет“. У случају када је транспорт гаса дјелатност интегрисаног енергетског субјекта, оператер транспортног система дужан је да рачуноводствено раздвоји дјелатности транспорта гаса од осталих дјелатности и не смије да остварује међусобно субвенционисање дјелатности које се обављају у оквиру оваквог енергетског субјекта. Иста правила примјењују се и код дјелатности складиштења и дистрибуције гаса.

Цијене гаса су регулисане само за јавно снабдијевање за категорију домаћинства. Цијене се одређују на основу тржишне цијене природног гаса, те задовољавају све критеријуме који се односе на регулацију.

Оператер транспортног, дистрибутивног система и складишта дужан је да омогући приступ треће стране сваком лицу које захтијева приступ систему, без дискриминације, у складу са техничким могућностима и у зависности од степена оптерећености транспортне или дистрибутивне мреже или складишта. Цијене приступа и коришћења система су регулисане и јавне. Цијене утврђује оператер транспортног, односно дистрибутивног система или складишта на основу методологије и тарифног система на које даје сагласност РЕРС.

Нови објекти у склопу гасне инфраструктуре могу се градити у складу са Законом о концесијама и Законом о просторном уређењу и грађењу. На захтјев инвеститора, РЕРС може овакву инфраструктуру изузети из правила о регулисаном приступу треће стране и регулисаним цијенама за приступ и коришћење ове инфраструктуре, уз испуњавање прописаних услова и о томе обавјештава министарство надлежно за област енергетике.

Квалификовани купци купују гас на слободном тржишту. Према Закону о гасу, тржиште гаса је отворено од 1. јануара 2015. године.

Како би се обезбиједио јаснији смјер развоја гасног бизниса, те холистички начин управљања и регулисања тржишта, потребно је даље усклађивати институционалан и законодавни оквир Републике Српске у складу са ЕУ праксама (Табела 5.6.2).

Табела 5.6.2 Институционални и законодавни оквир за тржиште гаса у Републици Српској (избор)

Подручје	Коментар
Регулација тржишта природног гаса	- Регулатор у Републици Српској, РЕРС је, између осталог, надлежан и за сегмент гаса - Потребно наставити активности усклађења у складу са Трећим енергетским пакетом
Извршити раздвајање дјелатности дистрибуције од дјелатности снабдијевања гасом	- Иако „Сарајево гас“ има дозволу за транспорт гдје управљање транспортним системом обавља друга твртка, тренутно није извршио раздвајање дистрибуције и снабдијевања у складу са Трећим енергетским пакетом - У наредном периоду потребно је извршити раздвајање дјелатности дистрибуције и снабдијевања за гас уз могућност изузећа кад има мање од 100.000 купаца
Наставак отварања тржишта гаса	- Правно и регулаторно, тржиште гаса је отворено (велепродаја и снабдијевање) у Републици Српској од 1. јанура 2015. г. Међутим, због тренутних тржишних околности, одређени елементи либерализације тржишта се у овом трену не спроводе у пракси - На снази је регулисан приступ треће стране инфраструктури - Потребно је спроводити даље мјере унапређења тарифне политике

Извор: Регулаторна комисија за енергетику Републике Српске, *Energy Community Annual Implementation Report 2016*, МИЕР

5.6.5 Стратешке смјернице

У наставку је дат сажетак стратешких смјерница, које су разрађене у складу са тренутним стањем у области гаса за Републику Српску. Потребна је даље спровођење законодавно-правног оквира у складу са праксама ЕУ на нивоу Републике Српске, али и Босне и Херцеговине (уз сарадњу с Федерацијом Босне и Херцеговине). Додатно, потребни су нови гасоводни правци уз даљу интеграцију транспортних система и гасификацију Републике Српске, како би се повећала важност природног гаса као енергента у привреди.

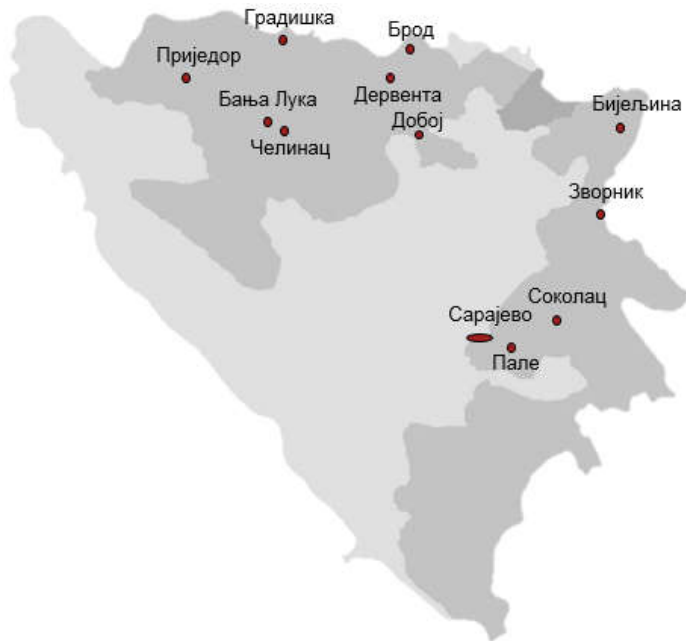
Табела 5.6.3 Сажетак стратешких смјерница за Републику Српску у области гаса

	Стратешки приоритет	Стратешка смјерница
Тржиште	Изградња нове инфраструктуре у контексту сигурности снабдијевања, двосмјерног транспорта и диверсификације	Потребна је изградња нових добавних гасовода с обзиром на то да се увоз природног гаса у Босну и Херцеговину одвија из једног транспортног правца на релативно мало тржиште. Приоритет изградње Републике Српске је интерконекција са Републиком Србијом, па затим потенцијално двосмјерни гасовод са Хрватском у ниском фокусу, а све са циљем диверсификације извора и праваца ради обезбјеђења сигурности снабдијевања, и повећање важности природног гаса као енергента за домаћинства и индустрију. Додатно, потребно је обезбјеђење непрекидног капацитета за ОТС у складу са Трећим енергетским пакетом.
	Модернизација и адекватно одржавање постојеће инфраструктуре у контексту сигурности снабдијевања	Постојећи гасовод, изграђен 1979. године, карактерише застарјелост и велика оптерећеност током зимских периода када је потрошња гаса највећа. Стога је у будућем периоду потребно активно управљати имовином (инфраструктуром) кроз координисано спровођење потребних модернизација, реконструкција, изградњи и одржавања, у складу са потребама система. Наведеним методама, у складу са Директивом 2012/27/ЕУ, треба да је циљ и стално повећање енергетске ефикасности
	Управљање ценовном конкурентности гаса и наставак конвергенције према цијенама у региону	Цијена гаса је у посљедњем периоду остварила позитиван тренд пада, те конвергирала према цијенама са регионалних тржишта појавом конкуренције у области трговања. Иако је учешће гаса у укупној потрошњи релативно ниско, због осјетљиве економске ситуације, потребно је наставити активно управљати цијенама гаса кроз унапређење ефикасности тржишних субјеката, подизањем конкуренције у области трговања, те разматрање опција диверсификације и изградња компетенција трговања на берзама са већим фокусом на краткорочне уговоре и спот тржишта. Цијене коришћења транспортног и дистрибуцијског система у Републици Српској су дефинисане. Међутим, потребно је обезбјеђење истовјетних ценовних услова за снабдјеваче у оба ентитета
Регулатива	Хармонизација регулаторног оквира у складу са обавезама из Уговора о оснивању Енергетске заједнице у погледу гаса	Потребан је наставак реформи у сектору гаса у складу са Трећим енергетским пакетом доношењем одговарајућих закона и регулативе на нивоу Републике Српске, Федерације БИХ, као и на нивоу Босне и Херцеговине
	Раздвајање дјелатности дистрибуције од снабдијевања у складу са ЕУ праксама	Раздвајање дјелатности транспорта и дистрибуције од снабдијевања (надзор регулаторног тијела) у складу са одредбама Трећег енергетског пакета због даље либерализације тржишта и подстицања конкуренције.
	Наставак отварања тржишта гаса	Правно и регулаторно, тржиште гаса је отворено (велепродаја и снабдијевање) у Републици Српској од 1. јануара 2015. године према важећем Закону о гасу, али ће наставак активности бити даље спроведен и спровођењем одредаба новог Закона о гасу.

5.7 Топлификација

Јавна услуга даљинског гријања у Републици Српској доступна је искључиво у урбаним подручјима, или понекад само у одређеним дијеловима урбаних средина (Слика 5.7.1). На систем даљинског гријања спојено је око 40.000 станова, укупне површине око 2,3 милиона m^2 и 460.000 m^2 пословних простора, који се снабдијевају топлотном енергијом из 12 топлана организованих као јавна предузећа.

Слика 5.7.1 Локација топлификационих система у Републици Српској

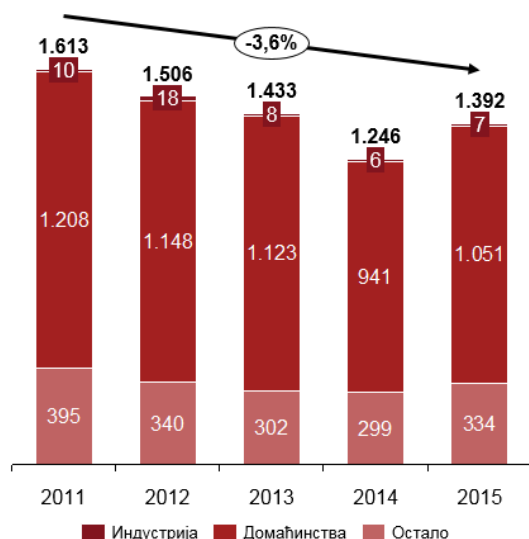


Извор: Енергетски биланс Републике Српске План за 2016. годину, ЕССБИХ Модул 9 Даљинско гријање 2008, анализа Пројектног тима

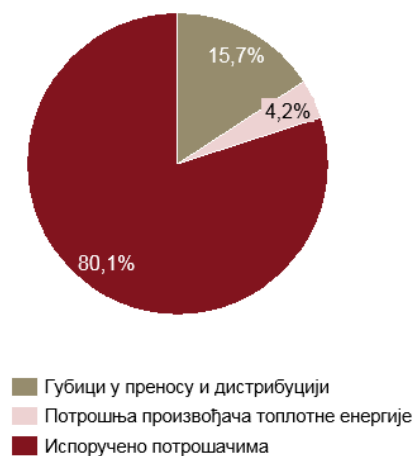
5.7.1 Потрошња и производња топлотне енергије

Топлотна енергија у Републици Српској углавном се користи у домаћинствима, која сачињавају око 76% финалне потрошње топлотне енергије (Слика 5.7.2). Топлотна енергија се искључиво испоручује за гријање простора и нема снабдијевања потрошном топлом водом. Тренд смањења потрошње топлотне енергије предвођен је смањењем потрошње у домаћинствима, до којег првенствено долази због високих цијена гријања, несигурности снабдијевања и застарјелих инсталација. Из тих разлога, све више домаћинстава прелази на друге изворе гријања. У Републици Српској, постројења за производњу топлотне енергије су 25 или више година стара, те ће ускоро достићи предвиђени радни вијек. Због старости, ефикасност система је лоша и, у појединим случајевима, губици топлотне енергије досежу чак 60%. Према плану енергетског биланса Републике Српске за 2016. годину, предвиђени губици у преносу и дистрибуцији топлотне енергије су 15,7% (Слика 5.7.3). Посљедњих 20 година модернизација система није спроведена, већ су направљени само нужни захвати. Због лошег пословања, отежана су адекватна улагања у модернизацију и развој мреже од стране топлана.

Слика 5.7.2 Тренд финалне потрошње топлотне енергије у ТЈ, 2011–2015. године



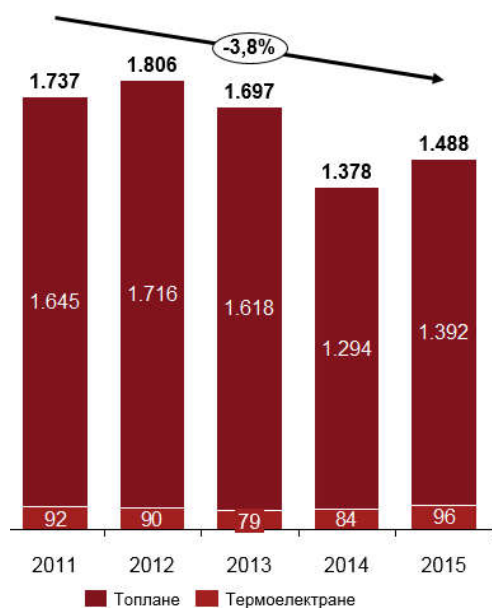
Слика 5.7.3 Потрошња топлотне енергије, 2015. година



Извор: Биланс топлотне енергије Републике Српске 2015, Енергетски биланс Републике Српске - План за 2016. годину

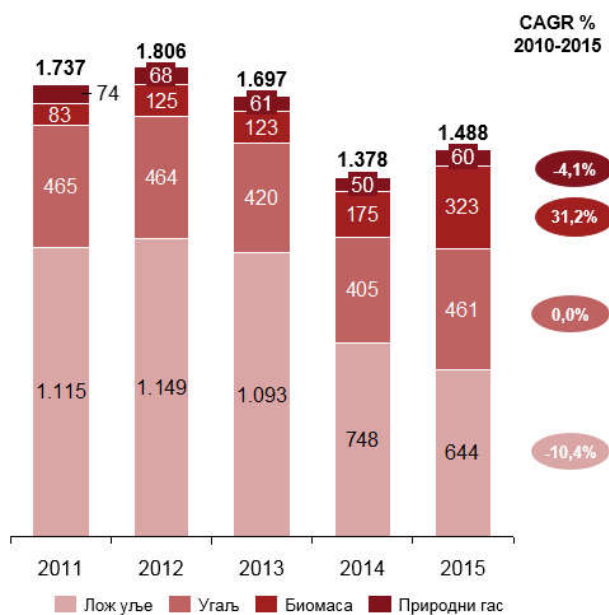
У Републици Српској топлотна енергија се највећим дијелом производи у топланама, око 94%, а остатак у ТЕ „Угљевик“ (Слика 5.7.4). Због недоступности гаса у већем дијелу Републике Српске, примарни енергенти који се користе у сектору топлотне енергије су мазут и угаљ (Слика 5.7.5), у последње вријеме и биомасу. Мазут је најзаступљенији, са учешћем у производњи топлотне енергије од 42%, али се његова потрошња, од 2011. до 2015. године смањивала просјечном годишњом стопом од -10,4%. Угаљ је други најзаступљенији енергент у сектору топлотне енергије, са учешћем од 31%, те се у периоду од 2011. до 2015. године задржао отприлике исти ниво производње топлотне енергије из тог енергента. Велико повећање производње топлотне енергије из биомасе забиљежено је у истом периоду, као последица пуштања у рад нове топлане у Приједору, и то с просјечном годишњом стопом раста од 31,2%, те након 2015. године топлана у Градишци и Бања Луци. Природни гас је релативно мало заступљен, са учешћем од 4%, те се користи само у Зворнику. Међутим, за очекивати је повећање потрошње природног гаса у сектору топлотне енергије након гасификације Бијељине, и у случају реализације пројекта гасификације сјеверног дијела Републике Српске, којим би се довео гас у све веће градове на томе подручју.

Слика 5.7.4 Производња топлотне енергије у ТЈ, 2011–2015. године



Извор: Биланс топлотне енергије Републике Српске 2015.

Слика 5.7.5 Производња топлотне енергије по енергенту у ТЈ, 2011–2015. године



Извор: Биланс топлотне енергије Републике Српске 2015.

5.7.2 Топлане у Републици Српској

Топлане су у јавном власништву и налазе се у већим урбаним срединама (Табела 5.7.1). У већим градовима, попут Бање Луке, најзаступљенији енергенти су мазут и угаљ, док је у мањим срединама главни енергент био-маса, првенствено због доступности и економске исплативости. Ратна збивања оставила су велику штету на многим топлификационим системима, примарно због проузрочених дугова који су уз оштећења и старости инсталација главни разлози тешког опоравка топлана. У Републици Српској не постоје системи даљинског хлађења, те њихова инсталација и примјена, за сада, није извјесна.

Табела 5.7.1 Преглед топлана у Републици Српској

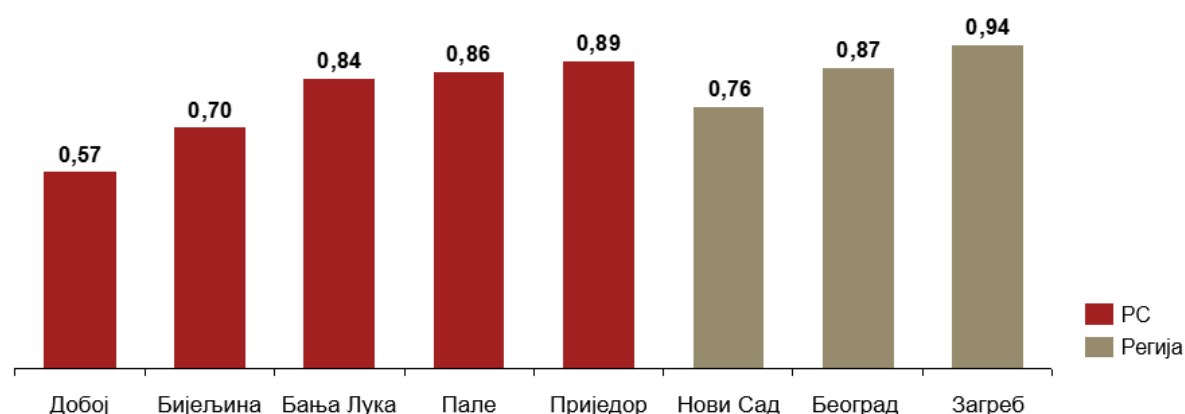
Назив предузећа	Град	Власништво		Производња енергије
		Већински јавно	Већински приватно	Главни енергент
„ЕКО топлана“ а.д. Бања Лука	Бања Лука	✓	✗	Мазут Био-маса
„Градска Топлана“ ОДЈП	Добој	✓	✗	Угаљ (лигнит)
ЈП „Градска Топлана“	Пале	✓	✗	Био-маса (70%), Угаљ (30%)
„Централна Топлана“	Приједор	✓	✗	Мазут Дрво
ЈОДП „Топлане-ИНС“ Источно Сарајево	Сарајево	✓	✗	Мазут
ЈП „Градска топлана“ Брод	Брод	✓	✗	ЛУТ-Мазут
„ИЕЕ“ ПЈ „Топлана“	Градишка	✓	✗	Био-маса
ЈП „Нова топлана“	Соколац	✓	✗	Био-маса
ЈП „Градско гријање“	Челинац	✓	✗	Угаљ
ЈП „Градска топлана“	Бијељина	✓	✗	Угаљ
„Зворник стан“ а. д.	Зворник	✓	✗	Природни гас

Извор: веб странице предузећа, ЕССБИХ Модул 9 Даљинско гријање 2008

Цијене даљинског гријања за физичке особе у Републици Српској су у рангу са градовима у регији (Слика 5.7.6), те је најзаступљенији начин плаћања паушално према површини простора. Цијене се углавном утврђују на локалном нивоу и не заснивају се на стварној цијени производње и испоруке топлотне енергије, због чега већина топлана прима подстицаје од локалних власти. Основни разлози лошег пословања топлана, упркос прихватљивој цијени гријања су:

- старост и ниска ефикасност производних капацитета,
- старост и велики губици у топлотним мрежама,
- потешкоће у мјерењу, обрачуна и наплати испоручене топлотне енергије код појединих субјеката,
- високе цијене енергената (угља, мазута и природног гаса),
- тежак економски положај предузећа због којег обнова инфраструктуре није могућа.

Слика 5.7.6 Просјечна цијена гријања за домаћинства у EUR/m², 2016. година



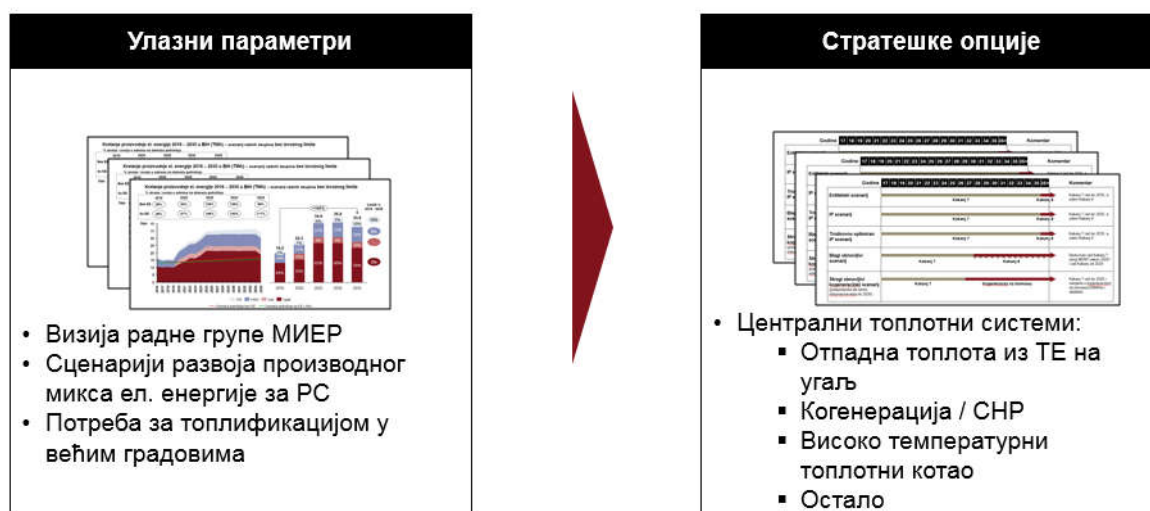
Напомена: 1) Израчунато према просјечном рачуну за гријање стана од 50 m², 2) Све цијене су сведене на еквивалентну цијену за 12 мјесеци фактурисања са укљученим ПДВ-ом

Извори: bltoplana.com, toplanapd.com, званичне информације добијене путем телефонског интервјуа (подаци за 2016. годину)

5.7.3 Сценарији развоја система даљинског гријања

Оквири стратешких опција за топлификацију разрађени су у складу са сценаријима развоја сектора термоелектрана и енергетске ефикасности (Слика 5.7.7). Као улазни параметри, за дефинисање опција развоја система даљинског гријања у појединим градовима, у обзир су узете сугестије и визије Радне групе Републике Српске, сценарио развоја производног микса електричне енергије и потреба за топлификацијом у већим градовима. Стратешке опције за реализацију развоја даљинског гријања узимају у обзир коришћење отпадне топлотне енергије из термоелектране на угаљ, когенерацију топлотне и електричне енергије, коришћење топлотних котлова и остале методе и технологије које би побољшале услугу, енергетску ефикасност, пословање и друге факторе кључне за развој топлификације. У контексту развоја система даљинских гријања у ЕУ, данас је тржишно учешће система даљинског гријања 12%. Циљ је на нивоу ЕУ повећати тржишно учешће на 30% до 2030. године, те до 2050. године на 50%.

Слика 5.7.7 Претпоставке развоја сценарија за топлификацију

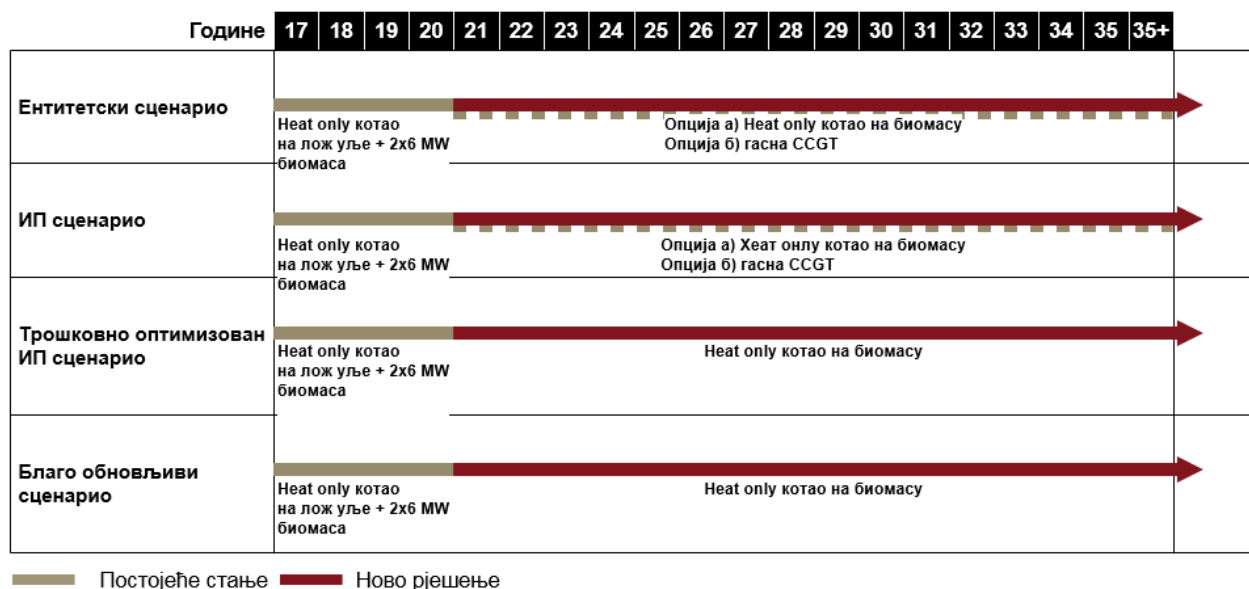


Извор: анализа Пројектног тима

5.7.3.1 Бања Лука

Постојећи топлификациони систем Бање Луке није дугорочно одржив у садашњим околностима. Топлотна енергија се у Бањој Луци производи из топлводног котла на лмазут и два котла по 6 MW на биомасу. Коришћење мазута као основног горива онемогућава коришћење нискотемпературног и флексибилног система дистрибуције топлоте због повећане концентрације сумпора и азотних оксида (NO_x) у издувним гасовима. Унапређења која се могу постићи бољим управљањем дистрибуцијом топлоте нису довољна да обезбиједе конкурентну цијену гријања.

Слика 5.7.8 Бања Лука – коришћење топлотне енергије по блоковима у складу са сценаријима за ел. енергију



Извор: анализа Пројектног тима

Двије опције развоја топлификационог система у Бањој Луци представљене су кроз четири сценарија ослањајући се на развој производног микса за електричну енергију (Слика 5.7.8). Ентитетски и ИП сценарији укључују изградњу система више кондензатних котлова на био-масу или у случају гасификације сјеверног дијела Републике Српске, постоји могућност изградње гасног постројења за когенерацију топлотне и електричне енергије (енгл. CCGT – combined cycle gas turbine). Имајући у виду напредак технологије и еволуцију финансијског тржишта у правцу обновљивих извора енергије, може се претпоставити да овакав објект на био-масу треба сматрати потенцијалним рјешењем.

Потенцијалну изградњу ТЕ-ТО Бања Лука на гас могуће је очекивати након минимално десет година, с обзиром на план изградње гасовода према Бањој Луци до 2025. или до 2030. године²⁵. Друга опција, према трошковно оптимизованом ИП сценарију и благо обновљивом сценарију, укључује изградњу термоелектране-топлане (ТЕ-ТО) на био-масу са припадајућим флексибилним топлотним модулом. У обје опције подразумијева се унапређење енергетске ефикасности дистрибутивних система примјеном алата за управљање дистрибутивним топлификационим системима, чиме се постојећи топлификациони систем преводи у нискотемпературни систем са регулацијом протока. Развита топлификације у Бањој Луци подразумијева увођење могућности снабдијевања потрошача санитарном водом и ширење топлводне мреже на читаво подручје Бања Лука – Лакташи, чиме би се повећало тржиште и побољшало пословање топлана.

5.7.3.2 Бијељина

У Бијељини услугу даљинског гријања обавља ЈП „Градска топлана Бијељина“ која као главни енергент користи угаљ. С обзиром на повезивање Бијељине на транспортни систем за гас (планирано пуштање у рад крајем 2017. године), омогућило би се коришћење гаса као енергента за гријање. План гасификације града је у завршној фази, те је укључен у све сценарије развоја производног микса (Слика 5.7.9). Као додатна опција развоја новог топлификационог система за шире подручје Бијељине, постоји потенцијална могућност коришћења отпадне топлоте из ТЕ „Угљевик“.

Подразумијева се развој нискотемпературног система дистрибуције топлотне енергије који ће бити развијен у складу са модерним стандардима за управљање дистрибуцијом топлоте. У наведеном систему предвиђа се снабдијевање свих потрошача санитарном топлотом водом чиме се повећава ефикасност и тржиште. Додатно, у околини Бијељине постоји перспективност коришћења геотермалне енергије која се може искористити као извор топлотне енергије за поједине дијелове града. Због мањка истраживања, комерцијални потенцијал геотермалне енергије на подручју Бијељине није познат. Према томе, потребно је спровести истраживања геотермалних ресурса на том подручју.

²⁵ Опција гаса у склопу производње ел. енергије у Републици Српској није експлицитно дефинисана с обзиром на то да је услов изградња гасоводне инфраструктуре до Бање Луке која је тренутно у нижој фази зрелости.

Слика 5.7.9 Бијељина – коришћење топлотне енергије по блоковима у складу са сценаријима за ел. енергију



Извор: анализа Пројектног тима

5.7.3.3 Приједор и Добој

Гријање у Приједору и Добоју обезбијеђено је изграђеним новим постројењима. Конкретно, у граду Приједору изграђено је когенерационо (CHP) постројење на био-масу, док је у граду Добоју модернизован топловодни котао на угљ који има концесиону обавезу са ТЕ „Станари“ за коришћење угља. Наведена рјешења су адекватна у наредном периоду и не очекује се потреба за додатним опцијама за задовољење конзумента топлотне енергије.

5.7.4 Остали топлификациони системи

5.7.4.1 Мали самостални топлификациони системи

Топлификациони системи, изузев претходно описаних система у великим градовима, спадају под мале самосталне топлификационе системе (Табела 5.7.2). Циљ за све системе, па тако и мале самосталне топлификационе системе, је да се у наредном периоду развије напредни систем управљања дистрибуцијом топлотне енергије, припреме или остваре прелази на нискотемпературне системе дистрибуције и омогући испорука санитарне топле воде. С обзиром на то да већина кућанстава користи електричну енергију за припрему топле воде, успјешном реализацијом испоруке санитарне топле воде значајно би се умањила потрошња електричне енергије.

За развој малих самосталних топлификационих система (Табела 5.7.2), локални извори геотермалне енергије или био-маса могу се сматрати довољним. Ови системи не суочавају се са конкуренцијом већих и ефикаснијих потрошача био-маса ни у једном сценарију.

Табела 5.7.2 Одабрани приказ развоја малих самосталних топлификационих система

Топлификациони систем	Предвиђени развој
Брод	Прелазак на кондензациони котао на био-масу и нискотемпературни режим
Челинац	
Источно Сарајево	
Пале	
Соколац	
Дервента	Задржавање постојећег рјешења котла на биомасу и нискотемпературни режим
Градишка	
Зворник	Задржавање постојећег рјешења уз могућ прелаз на кондензациони гасни котао и нискотемпературни режим

Извор: анализа Пројектног тима

5.7.4.2 Индивидуално гријање

Расположиви подаци указују да већина становништва користи индивидуалне системе гријања, од којих су најзаступљенији системи на био-масу и угљ. Исто тако, у већим градовима попут Бање Луке долази до напуштања топлификационих система у корист индивидуалних рјешења. Индивидуалне системе карактерише мали број ефикасних система попут кондензационих котлова на пелет, акумулатора топлоте и интегрисаних система за производњу санитарне топле воде.

Потребно је смањити енергетско сиромаштво узроковано широким заступљеношћу неефикасних индивидуалних система које обиљежава неефикасно и скупо коришћење огрјевног дрвета, коришћење угља у индивидуалним вентилисаним ложиштима у насељеном подручју и проблем унутрашњег и урбаног загађења. У сврху смањења енергетског сиромаштва, потребно је промовисати коришћење система даљинског гријања кроз смањење цијене услуге и ширење топлификационе мреже, као и подстицати повећање енергетске ефикасности индивидуалних система гријања. У наредних 10 година потребно је бар удвостручити просјечну ефикасност индивидуалних система гријања на чврста и гасовита горива примјеном кондензационих котлова, каљених пећи и пећи са интегрисаним складиштењем топлоте, као и производњом санитарне топле воде. Такође, гдје год је могуће, треба размотрити примјену соларне енергије, топлотних пумпи и геотермалних извора. Ипак, очекује се да ће рурална подручја у највећем дијелу задржати индивидуално гријање на огрјевно дрво.

5.7.5 Регулаторни и институционални оквир

5.7.5.1 Ниво Босне и Херцеговине

Топлификациони сектор регулисан је на ентитетском нивоу, те на државном нивоу не постоји регулатива која уређује овај сектор. МСТЕО врши активности у оквиру својих надлежности за обављање послова и задатака из надлежности Босне и Херцеговине који се односе на дефинисање политике, основних принципа, координисање дјелатности и усклађивање планова ентитетских тијела власти и институција на међународном плану у подручју енергетике, као и у области концесија када се концесионо добро простире на подручју обају ентитета.

5.7.5.2 Регулатива у Републици Српској

Према Закону о енергетици, сектор топлотне енергије је енергетска дјелатност. Међутим, дјелатност у сектору топлотне енергије обављају комунална предузећа у складу са Законом о комуналним дјелатностима и Законом о одржавању зграда.

Закон о комуналним дјелатностима обавезује јединице локалне самоуправе и даваоце комуналних услуга да примјењују дугорочне мјере које се односе на смањење енергије, те да се за обављање комуналних дјелатности прелази на коришћење енергије из обновљивих извора, стварање услова за енергетски ефикасно коришћење зграда и смањење утицаја на животну средину. То подразумева коришћење нових технологија које као примарну енергију користе енергију из обновљивих извора те обавезну уградњу мјерних уређаја испоручене енергије за сваки посебни дио зграде за нове зграде, а код реконструкције постојећих зграда да се мјерење обезбједи на што мањем нивоу, у складу са техничким могућностима и економској исплативости.

Такође предвиђа се кориштење нових технологија и интелигентних система мјерења и управљања зградом те стимулисање даљинског гријања или хлађења. Измјенама и допунама Закона о комуналним дјелатностима из 2017. године стварају се законски услови да локална заједница за своје подручје може раздвојити дјелатност производње топлотне енергије ни дјелатност дистрибуције топлотне енергије, те ове послове повјерити различитим предузећима. Ова могућност је битна ради унапређења и бољег организовања ове комуналне дјелатности, цијојенећи да је до сада те послове по правилу могло обављати само једно јавно предузеће које је оснивала јединица локалне самоуправе, а сада се отвара могућност ангажовања и више предузећа или привредних друштава која ће моћи пружити своје услуге за наведену дјелатност.

Закон о јавно-приватном партнерству у Републици Српској даје оквир за остваривање сарадње између приватних инвеститора и локалних заједница за реализацију инфраструктурних пројеката ради обезбјеђења финансирања у циљу изградње, санације, реконструкције, управљања или одржавања инфраструктуре, пружања услуга и изградње објеката, а у сврху задовољавања јавних потреба. Стога би се и потенцијалне инвестиције у инфраструктуру даљинског гријања могле реализовати на основу овог закона.

5.7.6 Стратешке смјернице

С обзиром на тренутно стање у топлофикационом сектору, дефинисане су стратешке смјернице Стратегије за сектор топлотне енергије у домену тржишта и регулативе (Табела 5.7.3)

Табела 5.7.3 Стратешке смјернице за сектор топлотне енергије

	Стратешки приоритет	Стратешка смјерница
Тржиште	Проширење и унапређење сектора топлотне енергије кроз системе даљинског гријања	Планирање и модернизација инфраструктуре за развој система даљинског гријања и увођења санитарне топле воде из система гријања (коришћење топлификационих система у индустријским процесима) што би повећало тржиште
	Израда студија изводљивости оптималних опција за системе даљинског гријања	Будући развој сектора топлотне енергије потребно је градити на бази оптималних техно-економских одлука. Међутим, потребно је имати у виду и основне потребе за рјешавањем питања гријања за домаћинства и друге потрошаче.
		Размотрити моделе развоја топлотне мреже и експанзије система даљинског гријања.
		Израда свеобухватне анализе потенцијала за примјену ВУК и ефикасних система даљинских гријања и хлађења, те утврђивање конкретних мјера и улагања у складу са захтјевима Директиве за енергетску ефикасност (рок је 30.11.2018)
	Спровођење мјера енергетске ефикасности у складу са ЕУ Директивом 2012/27/ЕУ	Оптимизовати систем мјерења и наплате потрошње и односа према корисницима.
Дефинисати мјере и поставити имплементациони оквир за рационализацију губитака (губици и до 60%) и јединичне потрошње топлотне енергије кроз мјере енергетске ефикасности на страни производње топлотне енергије и на страни потрошача.		
Регулатива	Усвајање закона у вези са сектором топлотне енергије	Наставити законско и подзаконско уређивање на ентитетском нивоу којим би се додатно уредио сектор топлотне енергије, нарочито сегмент даљинског гријања, како би се нормативно уредила питања: производње, дистрибуције, снабдијевања топлотном енергијом, политике тарифирања и односа снабдјевача и потрошача топлоте.

5.8 Енергетска ефикасност

5.8.1 Европске директиве и акциони планови

Енергетска ефикасност добила је улогу као један од важнијих елемената модерних енергетских сектора те иницијатива енергетских политика држава чланица Европске уније. За Републику Српску, те Босну и Херцеговину у потпуности, енергетска ефикасност добија на све већем значају, стога је у наредном периоду потребно донијети сет одлука и мјера којима би се, не само транспоновале обавезујуће директиве ЕУ према Уговору о Енергетској заједници, већ и у пуној мјери омогућила имплементација истих.

Слика 5.8.1 Директиве у вези са енергетском ефикасношћу



Извор: EUR-lex

Директива 2012/27/ЕУ о енергетској ефикасности је уведена у оквир Уговора о успостави Енергетске заједнице у октобру 2015. године и од тада је она обавезујућа за Босну и Херцеговину. Рок за имплементацију је 15. октобар 2017. године. Транспозиција нове Директиве се очекује у виду измјена постојећег Закона о енергетској ефикасности, те допунама секундарног закона.

Директива 2012/27/ЕУ уводи појам граничне потрошње (енг. *cap consumption*) изражен у примарној и финалној енергији, постављајући лимит на нивоу земаља Енергетске заједнице. Наиме, поред очекиваних уштеда у финалној енергији, према овој директиви очекују се уштеде на страни примарне енергије у трансформацији, преносу и дистрибуцији, те се промовише когенерација и ефикасни системи даљинског гријања. То значи промјену начина планирања, као и укључивање читавог енергетског сектора у фазу припреме, имплементације и мониторинга предложених програма и планираних мјера.

Европска комисија је поставила циљ смањења потрошње примарне и финалне енергије у износу од 20% до 2020. године у односу на процијењену потрошњу те он износи 187 Mtoe за примарну енергију, а 133 Mtoe изражено у финалној енергији. Приликом рачунања циљева коришћен је PRIMES модел. Битно је нагласити да је циљ заједнички за све земље на нивоу Енергетске заједнице.

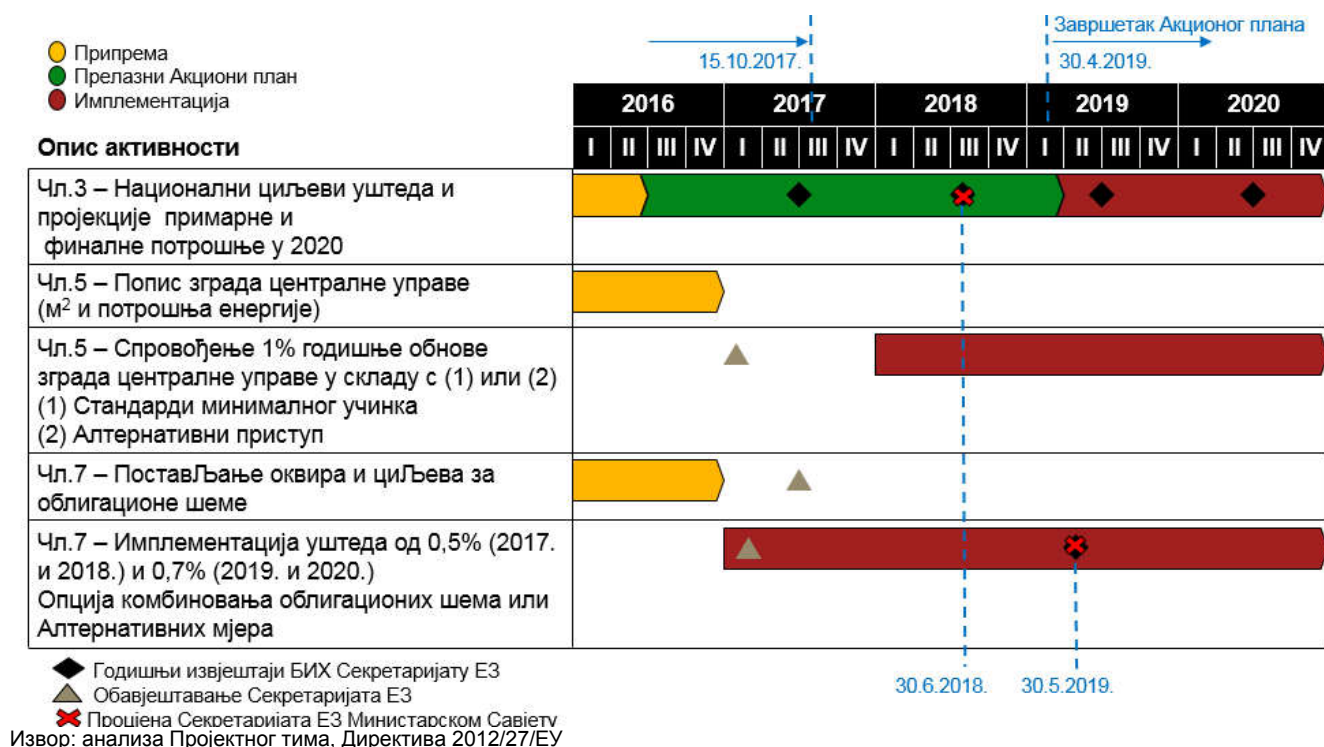
Земље чланице, па тако и Република Српска, дужне су анализирати своју предвиђену потрошњу у примарној и финалној енергији, те усвојити програме и планове како би остале у предвиђеним оквирима потрошње. У Републици Српској крајем 2017. године усвојена измјена Акционог плана према приједлогу Секретаријата Енергетске заједнице

Три кључна члана нове директиве (Слика 5.8.2) на које се требају везати квантификовани циљеви су сљедећи:

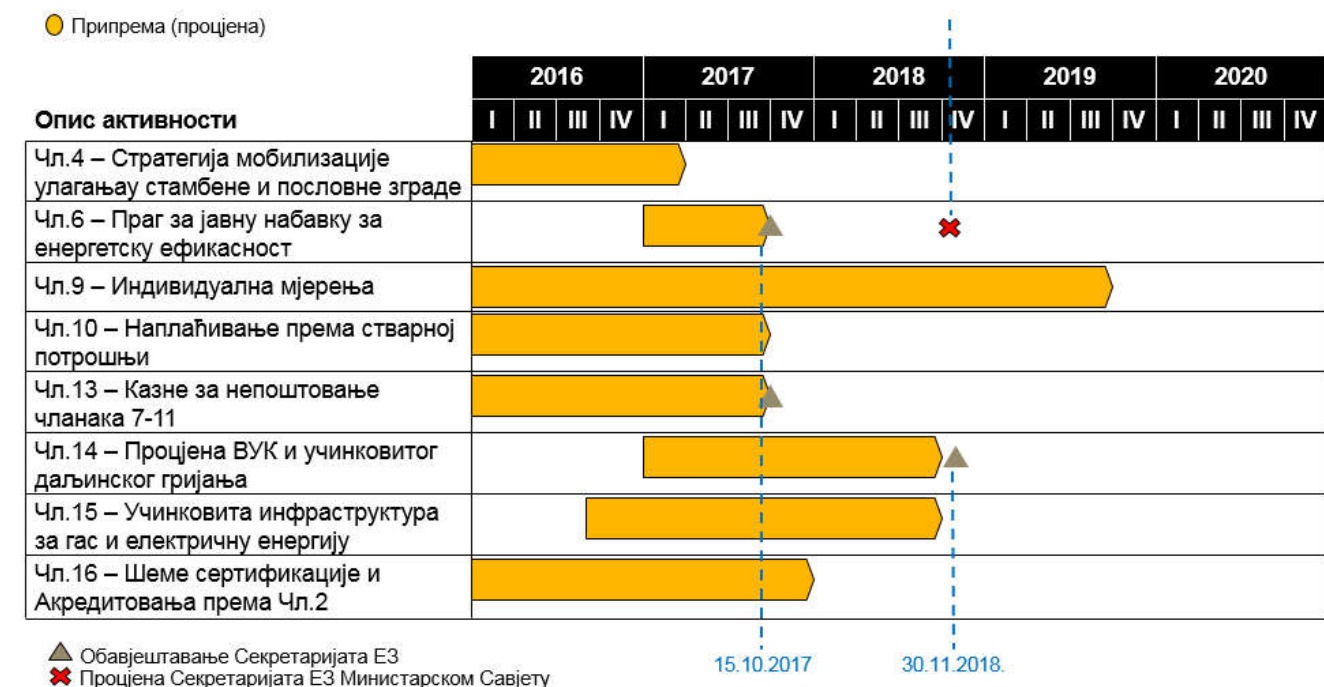
- Члан 3 – односи се на индикативни циљ сваке земље изражен у потрошњи примарне или финалне енергије у 2020. години, уштедама примарне или финалне енергије или индикаторима енергетске интензивности.
- Члан 4. – односи се на дугорочну стратегију обнове зграда зависно од утврђеног трошковно ефикасног приступа обновама зависно о врсти зграде и климатској зони, те потстицање трошковно ефикасних великих радова обнове зграда, укључујући поступне велике радове обнове и др.
- Члан 5 – односи се на обнову зграда управе/јавних зграда.

- Члан 7 – односи се на облигационе шеме и/или алтернативне мјере те квантификоване потребне уштеде које се очекују већ од почетка 2017. године.

Слика 5.8.2 Временски план за кључна 3 члана Директиве 2012/27/EУ



Слика 5.8.3 Временски план за друге изабране чланове Директиве 2012/27/EУ



5.8.2 Кључни стратешки елементи

Кључни елементи стратегије за енергетску ефикасност предложени су по узору на дугорочну визију ЕУ земаља и то тако, да, прије свега, одговоре стварним потенцијалним интересима Републике Српске, те да захтјеви Директиве 2012/27/ЕУ буду задовољени.

Дугорочна стратегија у области енергетске ефикасности има три кључна елемента (Слика 5.8.4):

- Уштеде у финалној потрошњи.
- Уштеде у процесу трансформације, преноса и дистрибуције електричне енергије, гаса и топлоте.
- Стварање услова за високо ефикасну когенерацију и промоцију и експанзију ефикасних система даљинског гријања.

Осим наведених елемената, битно је побољшати законски и регулаторни оквир за енергетску ефикасност, дефинисати финансијске мјере и институционални оквир за имплементацију, као и спроводити информативне кампање и разне тренинге и оспособљавања.

Слика 5.8.4 Кључни елементи дугорочне стратегије енергетске ефикасности



Извор: анализа Пројектног тима

5.8.3 Финална потрошња

Уштеде у финалној потрошњи су и даље у фокусу, ако се разговара о краткорочним и дугорочним цијевима. Позивајући се на члан 7 нове директиве о енергетској ефикасности, свака земља је дужна имплементирати пројекте на страни финалне потрошње, пропорционално укупној продаји финалним купцима, изузимајући сектор транспорта.

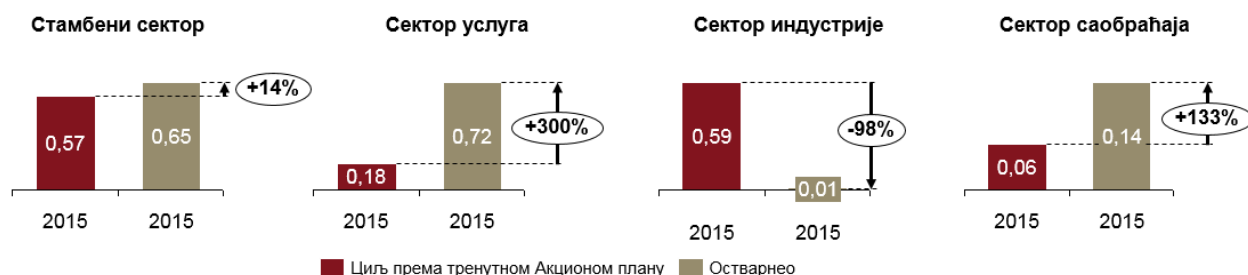
5.8.3.1 Постојеће стање

Подаци о постојећим индикативним циљевима за уштеде преузети су из Акционог плана енергетске ефикасности Републике Српске до 2018. године, који је званично усвојен од Владе Републике Српске у децембру 2013. године. Према тренутно важећој Директиви 2006/32/ЕЦ, Република Српска је преузела циљ за остварење уштеда до 2018. године у износу од 9% од просјечне финалне потрошње енергије за период 2006 - 2010. те он износи 3,77 PJ. Укупни циљ подијељен је на четири секторска циља за:

- стамбени сектор,
- сектор услуга,
- индустрију,
- транспорт.

Битно је нагласити да је званична имплементација Акционог плана практично почела тек у 2014. години. До сада је праћена реализација контролних циљева који су постављени за 2015. годину (Слика 5.8.5). Постигнуте уштеде у стамбеном сектору су на задовољавајућем нивоу, с обзиром на то да превазилазе постављене циљеве за 2015. годину. У сектору услуга уштеде такође знатно премашују планом дефинисане циљеве, за чак 300%, једнако као и у сектору транспорта. Међутим, уштеде у индустријском сектору су на врло ниском нивоу, чак 98% испод плана.

Слика 5.8.5 Секторски циљеви и уштеде у РЈ, 2015. година



Извор: Акциони план енергетске ефикасности Републике Српске до 2018, анализа Пројектног тима

Имајући у виду остварене резултате, у новом акционом плану предложена је прерасподјела циљева међу секторима до 2018. године, при чему укупни циљ за уштеде од 3,77 РЈ остаје исти. Због тога што су у сектору индустрије остварене значајно мање уштеде од планираних, постављен је мањи циљ до 2018. године. Посљедице, како су у сектору услуга остварене доста веће уштеде од планираних, и циљ је у овом сектору повећан.

Слика 5.8.6 Стари и нови секторски циљеви у РЈ до 2018. године



Извор: Акциони план енергетске ефикасности Републике Српске до 2018. године, анализа Пројектног тима

5.8.3.2 Планиране уштеде

Република Српска има велики потенцијал за остварење уштеда, нарочито у сектору зградарства, који има 52% учешћа у укупној финалној потрошњи. Као први корак потребно је направити поуздану базу података о постојећем стању стамбеног фонда у Републици Српској, те припремити трошковно-оптималну методологију за све категорије зграда. Фактор који у стамбеном сектору представља највећу кочницу је чињеница да је у сектору домаћинства доминантно собно гријање, гдје се као енергент користи огрјевно дрво. Из тог разлога, потребно је израдити Дугорочну стратегију за обнову зграда, која је уједно и саставни члан члана 4 нове директиве, која се припрема на основу постојећег инвентара зграда, трошковно-оптималне методологије, и уз анализу свих примјењивих мјера. У склопу програма, приједлог је да се искористе расположиви подаци и резултати документа Типологија стамбених зграда Босне и Херцеговине и Трошковно оптималне анализе стамбених објеката у БиХ са тестирањем нових климатских података за стамбене и нестамбене објекте и онда размотре слjedeће опције:

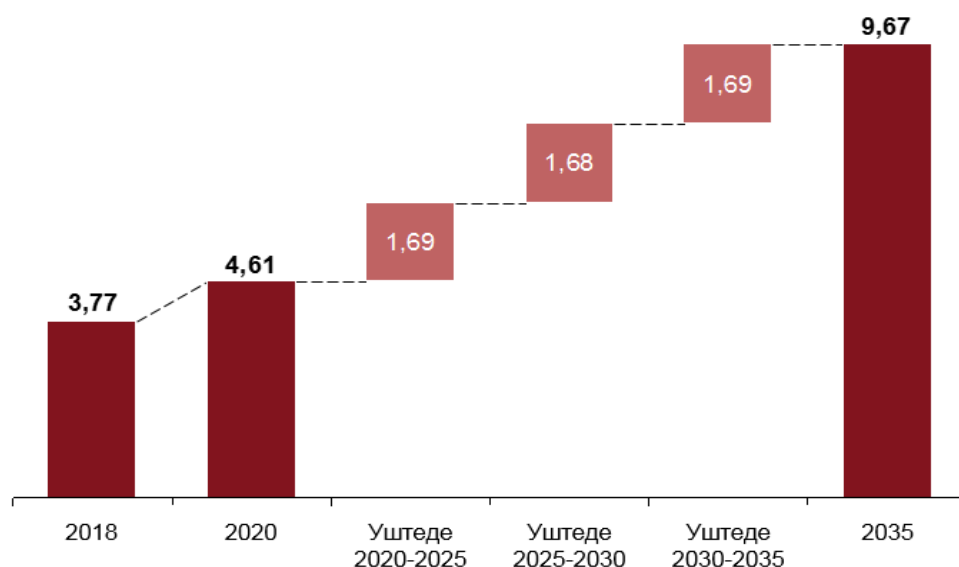
- дефинисање трошковно-оптималних типова референтних зграда помоћу нових метеоролошких података
- Термална санација објеката са собним гријањем и снижавање њихових енергетских потреба;
- Развођење и инсталација централизованог система гријања у овим објектима (радијатори и цијевна мрежа);
- Прикључак на нови систем даљинског гријања.

Члан 7 нове директиве поставља квантификоване циљеве за уштеде у финалној потрошњи енергије, без обзира на то хоће ли се као инструмент имплементације користити облигационе шеме или алтернативни приступ. Износ очекиваних уштеда базира се на средњој вриједности годишње продате енергије крајњим купцима, у периоду од три године прије 1. 1. 2016. Први Параграф члана 7 дозвољава да се издвоји сектор транспорта, чиме се смањује основа за постизање циљева.

За Републику Српску планирано је да се у прве двије године имплементације (2017. и 2018. година) остварују уштеде од 0,5%, а у друге двије године имплементације (2019. и 2020. година) учешће се повећава на 0,7%. У складу с тим, до 2020. године очекују се укупне уштеде од 4,61 PJ.

За Републику Српску је, на основу енергетског биланса из 2015. године, направљена прелиминарна процјена за очекиване уштеде за период од 2020. године надаље, по узору на земље ЕУ. У периоду 2020 - 2035. очекује се годишња уштеда од 1,5%, што на годишњем нивоу износи 1,69 PJ, при чему се ових 1,5% односи на потрошњу у базној години коришћену за циљеве члана 7. На овај начин, предвиђено смањење финалне потрошње у 2035. години у односу на BAU (енг. *business as usual*) сценарио износило би 9,67 PJ у односу на референтну 2010. годину.

Слика 5.8.7 Планиране уштеде у финалној потрошњи у PJ до 2035. године



Извор: анализа Пројектног тима

Користећи податке из *APEE* за Републику Српску, процијењене инвестиције за постизање циља у трогодишњем периоду 2016 - 2018. износе 316 милиона KM, односно нешто више од 160 милиона EUR. Такође, у оквиру Акционог плана у дијелу који се односи на облигационе шеме, јединична инвестиција по уштеђеном kWh процијењена је на 0,781 KM/kWh (0,4 EUR/kWh). Уважавајући ову процјену из званичног документа те пројектујући овај однос инвестиција по уштеђеном kWh енергије, произлази да је у периоду 2021 - 2035. године потребно за очекиване уштеде инвестирати 73,2 милиона KM (37,4 милиона EUR) на годишњем нивоу, чиме долазимо до значајних износа које би требало инвестирати у енергетску ефикасност. То значи да је, ако се жели остварити постављени циљ до 2035. године, потребно инвестирати укупно 1,1 милијарду KM (око 560 милиона EUR).

При анализи остварених уштеда у оквиру првог акционог плана већ је речено да у сектору индустрије нису остварене предвиђене уштеде енергије. Управо зато, потребно је интензивирати програме и пројекте намијењене индустрији кроз постојећи и наредне акционе планове. Имајући у виду чињеницу да су пројекти енергетске ефикасности у индустрији, а што је показало искуство из региона, значајно повољнији са становишта финансијске исплативости, онда је и разумљиво зашто се у оквиру ове стратегије фокус ставља на енергетску ефикасност у том сектору.

И у сектору транспорта су, у складу с регулационим и просторним планом, те мјерама наведеним у акционом плану, предложене одређене мјере и програми за постизање уштеда (Табела 5.8.1).

Табела 5.8.1 Предложени програми за постизање уштеда у финалној потрошњи

Подручје	Мјере/програми за побољшање енергетске ефикасности
Зградарство	Обнова зграда централне управе/јавних зграда.
	Имплементација Дугорочне стратегије обнове стамбеног сектора.
	Обнова јавних зграда, уз помоћ донатора и пројеката техничке помоћи.
	Увођење енергетског менаџмента у јавне зграде.
Индустрија	Повећање енергетске ефикасности индустријских процеса (замјена горива, оптимизација сагореивања, фреквентна регулација пумпи, компресора и вентилатора, замјена старих и предимензионираних пумпи и др).
	Промоција когенерације.
	Увођење енергетског менаџмента у индустријска постројења.
	Обавезни енергетски прегледи великих потрошача (преко 10 GWh годишње).
Транспорт	Промоција увођења енергетског менаџмента у мала и средња предузећа.
	Инфраструктурне мјере на путној мрежи са ефектима уштеде енергије (изградња заобилазница и кружних токова, унапређење система саобраћајне сигнализације, побољшање инфраструктуре јавног превоза и др).
	Замјена старих возила енергетски ефикасним возилима у јавном и теретном транспорту.

5.8.4 Трансформација, пренос и дистрибуција

Нова директива адресира енергетску ефикасност на све учеснике енергетског ланца, па се тако мјере које су планиране и имплементирани на страни трансформације, преноса и дистрибуције стављају под исти кров са уштедама финалне потрошње приликом извјештавања о постигнутим резултатима.

Исто тако, важно је нагласити да нови приступ налаже постизање уштеда изражених у примарној и финалној енергији како би се потрошња одржала испод предвиђених граничних вриједности. Оно што се жели постићи је, свакако, интегрално планирање у читавом енергетском ланцу, од производње, преко преноса и дистрибуције, па све до крајњих потрошача. С обзиром на то да су акциони планови за енергетску ефикасност до сада рађени по Директиви о енергетским услугама 2006/32/EЦ, нису биле предвиђене мјере ефикасности на страни примарне енергије. Постојећи акциони план за Републику Српску адресира неке од могућих мјера на страни уштеда примарне енергије, а у сљедећем акционом плану, који се треба припремити до 30. 04. 2019, биће потребно пријавити остварене и адресирати планиране мјере уштеда у примарној енергији. Поред уштеда примарне енергије, које долазе као резултат интервенција на страни финалне потрошње, важно је нагласити да Република Српска већ остварује извјесне уштеде у примарној енергији које су настале пуштањем у погон нове ТЕ „Станари“.

5.8.4.1 Планиране уштеде у трансформацији

По енергетском билансу за 2016. годину, учешће термоелектрана у укупној производњи електричне енергије износио је 65,4% (4.742 GWh). Према НОСБиХ извјештају, специфична потрошња блокова у ТЕ „Гацко“ износи 11.520 kJ/kWh, ТЕ „Угљевик“ 11.470 kJ/kWh и у ТЕ „Станари“ 9.500 kJ/kWh, из чега сlijеди да је средња ефикасност електрана (ета) 33,6%²⁶. Треба нагласити да је у склопу сценарија радних група ентитета у производном миксу планирана изградња новог блока у ТЕ „Гацко“, капацитета 350 MW, чијим би се потенцијалним уласком направиле додатне уштеде у потрошњи примарне енергије.

Дугорочни циљ у 2035. години је постићи од 35 % до 40% просјечне ефикасности блокова. За прорачун планираних уштеда направљена су 3 сценарија:

- С1 – ефикасност електрана 35% (специфична потрошња од 10.286 kJ/kWh),
- С2 – ефикасност електрана 38% (специфична потрошња од 9.474 kJ/kWh),
- С3 – ефикасност електрана 40% (специфична потрошња од 9.000 kJ/kWh).

Такође, у прорачуну су узете у обзир средње вриједности процијењене потрошње до 2035. године на преносној мрежи, са и без мјера енергетске ефикасности:

- средња вриједност потрошње без ЕЕ – 4.655 GWh,
- средња вриједност потрошње са ЕЕ – 4.431 GWh.

Подизањем средњег степена ефикасности термоелектрана, на страни примарне енергије, генеришу се уштеде планиране на страни финалне потрошње у периоду до 2035. године.

²⁶ Као основа за даљни прорачун узета је „ета“ без ТЕ „Станари“, и износи 31,3%

Табела 5.8.2 Планиране уштеде на страни трансформације до 2035. године

Сценарио	Уштеде (PJ)	
	Процјена потрошње без мјера ЕЕ	Процјена потрошње са мјерама ЕЕ
C1	3,68	3,51
C2	6,16	5,86
C3	7,66	7,23

Извор: анализа Пројектног тима

5.8.4.2 Планиране уштеде у преносу и дистрибуцији

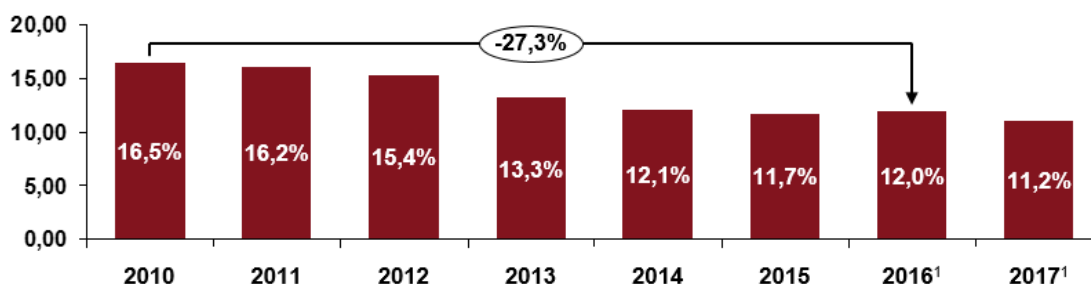
Преносна мрежа нивоом развоја и изграђености испуњава све тренутне потребе ЕЕС-а Босне и Херцеговине. Губици у преносној мрежи, о којима је више ријечи било у поглављу о електроенергетском сектору, су задовољавајући те су на нивоу губитака развијених европских система. Стога се експлицитно нису радиле и планиране уштеде за саму преносну мрежу. Међутим, у наредном периоду сугерише се наставак праћења будућих трендова за смањењем губитака у преносној мрежи кроз даљи развој ИТ система, модернизацију мреже, увођење метода рада под високим напоном, итд.

У Републици Српској постоји тренд константног смањења дистрибутивних губитака (Слика 5.8.8). Овај тренд смањења дистрибутивних губитака долази као заједнички резултат бројних регулаторних и техничких мјера и активности реализованих у Републици Српској у протеклом периоду, које се могу сврстати у следеће двије главне категорије:

1. Унапређење постојећих и доношење нових законских и подзаконских аката у секторима преноса и дистрибуције електричне енергије, у циљу усклађивања регулативе Републике Српске са законом ЕУ;
2. Планирање и реализација инвестиционих програма и радова на преносној и дистрибутивној мрежи ЕЕС-а.

Количине електричне енергије потребне за покривање дистрибутивних губитака на годишњем нивоу, билансом за 2017. годину су планиране у износу од 415,99 GWh, што чини 11,2% бруто дистрибутивне потрошње, без потрошње на напонском нивоу 110 kV. Смањивање дистрибутивних губитака је дуготрајан и комплексан процес, за који је потребан висок ниво уређености на свим организационим и техничким нивоима у дистрибутивним компанијама.

Слика 5.8.8 Дистрибутивни губици електричне енергије, 2010 - 2017. година



Напомена: 1) Подаци из ребаланса за 2016. годину, 2) Подаци узети из биланса за 2017. годину

Извор: РЕРС, Радна група Републике Српске

У дистрибутивној мрежи, технички и комерцијални губици представљају један од највећих проблема оператора дистрибутивне мреже те је из тог разлога и њихово смањење један од стратешких циљева електроенергетског сектора.

Циљ је свести дистрибутивне губитке на 9% у 2020. години те на 6,5% у 2035. години. Узимајући у обзир наведене циљеве, направљена је процјена потенцијалних уштеда (Табела 5.8.3). За прорачун су у обзир узете средње вриједности процијењене потрошње до 2035. године на дистрибутивној мрежи, са и без мјера енергетске ефикасности:

- средња вриједност потрошње без ЕЕ – 3.621 GWh,
- средња вриједност потрошње са ЕЕ – 3.396 GWh.

Табела 5.8.3 Планиране уштеде на страни дистрибуције

Циљ	Уштеде (PJ)	
	Процјена потрошње без мјера ЕЕ	Процјена потрошње са мјерама ЕЕ
9% до 2020.	0,35 (97 GWh)	0,33 (91 GWh)
6,5% до 2035.	0,68 (187,6 GWh)	0,63 (175,9 GWh)

Извор: анализа Пројектног тима

Ови циљеви постижу се реализацијом бројних техничких инвестиционих мјера, као и разним активностима и програмима, попут увођења система награђивања и кажњавања дистрибутивних компанија за постизање циљева и израде програма оператера дистрибутивног система, у циљу смањења губитака, те надзор спровођења мјера и ефеката од стране регулаторне комисије.

Табела 5.8.4 Инструменти за постизање циљева у дистрибутивној мрежи

Врста губитака	Мјере, активности и програми
Технички	Стална модернизација – замјена појединих уређаја новим и савременијим уређајима, који доприносе поузданијем погону дистрибутивне мреже, квалитетнијем напајању
	Прелазак на погонски напон 20 kV
	Уградња нових трансформаторских станица у постојећу мрежу ради скраћивања НН мреже
	Аутоматизација и даљинско управљање мрежом
Комерцијални	Реконструкција прикључака
	Увођење мултифункционалних бројила с могућношћу регистрације неовлашћеног приступа и дјеловања на бројило
	Електронско даљинско читавање и мјерење потрошње

Извор: анализа Пројектног тима

5.8.5 Системи даљинског гријања

5.8.5.1 Тренутно стање

Према подацима преузетим из енергетског биланса за 2016. годину, даљинским гријањем се у Републици Српској грије око 40 хиљада станова укупне површине 2,3 милиона м², те 460 хиљада м² пословног простора. Нема система за припрему топле воде и испорука топлоте врши се само за гријање.

Према прописима Републике Српске, производња и испорука топлотне енергије сматра се комуналном дјелатности од посебног јавног интереса за чије обављање је надлежна јединица локалне самоуправе која, према Закону о комуналним дјелатностима, оснива јавно комунално предузеће. Чланом 5 овог закона обавезане су јединице локалне самоуправе, даваоци комуналних услуга и корисници комуналних услуга да примјењују дугорочне мјере које се односе на енергетску ефикасност, односно да смањују количину енергије и да прелазе на енергију из обновљивих извора, те да обезбједе мјерења испоручене енергије и услуга, као и уградњу интелигентних система мјерења у зградама.

Као примарно гориво користи се мазут, који је најзаступљенији са учешћем од око 42%, угаљ, природни гас те дрвни отпад и дрво. Тренутно у Републици Српској постоји 12 топлана укупне снаге 386,7 MW: Бања Лука, Приједор, Добој, Зворник, Градишка, Брод, Источно Сарајево, Челинац, Бијељина, Пале, Дервента и Соколац. Поред ових топлана, у систем снабдијевања укључена је и ТЕ „Угљевик“, која обезбјеђује топлотну енергију за потребе Угљевика.

Основни проблеми у раду сектора даљинског гријања су сљедећи:

- ниска ефикасност и лоше одржавање производних капацитета,
- лоше стање и губици топлотних мрежа,
- потешкоће у мјерењу, обрачуну и наплати испоручене топлоте,
- ниске продајне цијене и тежак економски положај дистрибутивних предузећа.

У Републици Српској се у досадашњем периоду проблематика гријања рјешава само на локалном нивоу, у појединачним општинама и градовима. Примјера ради, до сада су урађене студије за гријање у Бањој Луци, за даљинско гријање у Градишци и Приједору, за даљинско гријање и когенерацију у Сокоцу, те студије за

топлификацију градског подручја општина Тешањ и Бијељине. На основу урађених студија, реализовало се неколико пројеката изградње нових постројења за гријање. Још увијек не постоји одговарајући законски оквир који би био усклађен са захтјевима ЕУ закона у овој области, те је то један од приоритета за рјешавање.

5.8.5.2 Развој система даљинског гријања

Према члану 14 нове директиве, свака земља обавезна је направити свеобухватну анализу на својој територији у сврху промоције ефикасне когенерације, узимајући у обзир трошковно оптимална рјешења за даљинско гријање. На нивоу ЕУ, тржишно учешће система даљинског гријања износи 12%. Циљ је повећати тржишно учешће на 30% до 2030. године, те до 2050. године на 50%. Овај стратешки пут зацртан је у двије фазе:

1. Повећање енергетске ефикасности:
 - Повећање учешћа даљинског гријања, прво на 30%, а затим на 50%;
 - Повећање учешћа когенеративних постројења (СНР);
 - Повећање учешћа тригенерације (ССНР).
2. Коришћење отпадне топлоте и обновљивих извора енергије:
 - Отпадна топлота из индустријских постројења;
 - Спалионице отпада;
 - Коришћење геотермалне енергије;
 - Коришћење соларне енергије из великих постројења;
 - Коришћење шумског и пољопривредног остатка у виду био-маса.

Битно је напоменути да ће тржишно учешће система даљинског гријања у Републици Српској бити значајно мањи од визије развијених земаља ЕУ. Ипак, дугорочно гледано је то, због потенцијала којим Република Српска располаже, прихватљива перспектива. У овом сегменту стратешки циљеви Републике Српске су промоција и експанзија система даљинског гријања, гдје је год то могуће и економски исплативо, на био-масу или отпадну топлоту из постојећих индустријских погона. Што се постојећих система даљинског гријања тиче, свакако постоји потенцијал за остваривање уштеда прије свега у преносној и дистрибутивној мрежи, који би након доношења законског оквира који уређује ову област, требало да се базира на сљедећим елементима:

- реконструкција постојећих котлова на мазут и замјена мазута био-масом,
- санација дотрајале преносне и дистрибутивне мреже, те замјена са флексибилним предизолованим циљевима,
- аутоматска регулација на подстаницама,
- оптимизација рада подстаница (клизање према вањској температури),
- хидраулично балансирање дистрибутивне мреже (регулатори диференцијалног притиска) и пумпе са фреквентном регулацијом,
- усмјеравање програма за обнову зграда на групу зграда везаних за једну подстанцију.

За сада нису извршене процјене пораста учешћа система даљинског гријања, те је сљедећи корак израда студија да би се могла направити детаљнија процјена. Тек тада ће се стећи услови да се, на основу одговарајуће економске анализе, утврди какав пораст СДГ-а је дугорочно трошковно оптималан за Републику Српску.

5.8.6 Међусекторске мјере

Међусекторске мјере, које представљају кључ за успјешно спровођење стратегије, програма и акционих планова за енергетску ефикасност, обухватају измјену и надоградњу постојећег законског оквира, изворе финансирања, тренинге и оспособљавање инжењера, техничара и монтера, те промоцију и циљане инфо кампање за различите циљне групе. Додатно, међусекторске мјере морају подстаћи економске активности повезаних индустријских грана, као и стварање „зелених радних мјеста“.

5.8.6.1 Законски и регулаторни оквир

Како би се омогућила примјена Стратегије у кључним сегментима, те извршило усклађивање са новом директивом, потребно је извршити измјене законског оквира, у контексту примарног и секундарног закона (Табела 5.8.5).

Табела 5.8.5 Смјернице за измјену законског оквира у Републици Српској

Смјерница	Опис
Усклађивање примарног закона	Усклађивање постојећег Закона о енергетској ефикасности са захтјевима нове директиве, те израда Закона о топлотној енергији или (опционо) измјена Закона о комуналним дјелатностима са разрадом дијела који се односи на топлотну енергију.

Усклађивање секундарног закона	Израда правилника и методологије за енергетске прегледе великих потрошача.
	Израда правилника о мјерењу и верификацији (методологија).
	Увођење „feed-in“ тарифа за ефикасне системе даљинског гријања у постојећи правилник.
	Допуна подзаконских аката код изградње нових ТЕ постројења и СДГ-а снаге веће од 20 MW, уз обавезну студију исплативости.
	Израда правилника и методологија за ESCO тржиште

Извор: анализа Пројектног тима

5.8.6.2 Промоција, тренинзи и оспособљавање

Промоција представља један од важнијих сегмената политике енергетске ефикасности, који је у задње вријеме показао значајне резултате, о чему се више говори у акционом плану. У том смислу акциони план, који је у припреми предлаже увођење информативних јавних кампања о енергетској ефикасности како би се подигла свијест грађана, те пружиле основне информације о значају енергетске ефикасности, и подигао ниво мотивације за спровођење активности и постизање уштеда.

Према акционом плану у припреми, примјери приоритетних тема обуке су сљедећи:

- енергетске карактеристике зграда и најбоље технологије за повећање ЕЕ вањског омотача зграде, системи водоснабдијевања и јавне расвјете, ефикасне когенерације и тригенерације,
- производња и примјена енергије из ОИЕ-а у разним секторима финалне потрошње,
- увођење и спровођење енергетског менаџмента у зградама јавне и комерцијалне намјене, у системима комуналних услуга, индустријским постројењима и технолошким процесима,
- економија енергетске ефикасности, анализа трошкова и ефеката мјера ЕЕ,
- урбанистичко планирање у функцији ЕЕ транспорта,
- нова платформа за мониторинг и верификацију уштеда енергије (МВП),
- критеријуми ЕЕ у јавним набавкама – законске обавезе и добре праксе,
- Савремене методе пројектовања и регулације нискотемпературних система за гријање, напредна аутоматска регулација КГХ система, итд.

Табела 5.8.6 Смјернице за побољшање едукације и комуникације

Смјерница	Опис
Увођење информативних јавних кампања и едукација о ЕЕ	Промоција добре праксе у финалној потрошњи, системима даљинског гријања и когенерацији.
	Едукација инжењера и монтера за планирање и пројектовање ефикасних система, економских аналитичара, сервисера, и др.
	Увођење <i>curriculum</i> о енергетској ефикасности и енергетском менаџменту.

Извор: анализа Пројектног тима

Енергетска ефикасност представља широк спектар прилика, како из контекста уштеда у потрошњи електричне енергије, тако и у подстицању привредне активности у другим повезаним гранама. Уз адекватне финансијске моделе и капацитете, имплементација добрих пракси у сегменту енергетске ефикасности може позитивно утицати и на радна мјеста што је посебно важно за економију Републике Српске. Типична радна мјеста која се подстичу и отварају кроз имплементацију разних програма и иницијатива енергетске ефикасности су: локални индустријски експерти, архитекти, грађевинци, инжењери, локални кооперанти и произвођачи грађевинског материјала, итд. Додатно, за мјере енергетске ефикасности у сегменту примарне потрошње – зградарства, потребно је активирати, међу осталима, и локалне потенцијале у производњи одрживих материјала попут дрва, вуне, глине, итд. који се могу користити као сировине у мјерама енергетске ефикасности.

5.8.6.3 Финансијски инструменти и институционални оквир

Финансирање пројеката енергетске ефикасности представља кључ успешне имплементације и неријетко је највећа баријера за успешно спровођење мјера. Један од инструмената који се предлаже у новој Директиви су и облигационе шеме које намећу дистрибутерима и/или снабдјевачима енергије обавезе имплементације пројеката енергетске ефикасности у свим секторима крајње потрошње, пропорционално њиховом волумену продаје на тржишту. Такође, нова директива оставља могућност имплементације облигационих шема, алтернативних мјера или њихову комбинацију. За успех облигационих шема и/или других мјера финансирања кључно је поставити адекватне механизме њиховог спровођења. У контексту надзора над имплементацијом мјера енергетске ефикасности, добре праксе указују на увођење процедура сертификарања и аудита које требају водити овлаштена тијела и институције.

Табела 5.8.7 Смјернице за развој финансијског оквира

Смјерница	Опис
Развој финансијског оквира с циљем финансирања пројеката енергетске ефикасности	Јачање Фонда за заштиту животне средине и њихове улоге у имплементацији програма и мјера енергетске ефикасности, револвинг фонда, јавних ESCO компанија уз моделе откупа потраживања од приватних ESCO компанија.
	Увођење облигационих шема и, у складу с тим, проналажење оптималног микса облигационих шема и алтернативних мјера.
	Коришћење међународних фондова за финансирање – IDA, WeBDEFF, GGF.

Извор: анализа Пројектног тима

5.8.7 Регулаторни и институционални оквир

5.8.7.1 Ниво Босне и Херцеговине

На нивоу Босне и Херцеговине интензивно се спроводе активности ка усвајању Акционог плана енергетске ефикасности, што је обавеза из Уговора о оснивању Енергетске заједнице. Акциони план енергетске ефикасности у Босни и Херцеговини требао би рефлектовати циљеве постављене ентитетским акционим плановима.

5.8.7.2 Регулаторни оквир у Републици Српској

Влада Републике Српске је донијела Акциони план енергетске ефикасности Републике Српске 2013 - 2018, у складу са Законом о енергетској ефикасности. Овај акциони план базиран је на Директиви 2006/32/ЕЦ о енергетској ефикасности код финалне потрошње енергије и енергетским услугама, Директиви 2010/30/ЕУ о означавању производа који користе енергију и Директиви 2010/31/ЕУ о енергетским карактеристикама зграда. Тренутно је у изради нови Акциони план енергетске ефикасности у Републици Српској.

Законски оквир за сектор енергетске ефикасности чине три кровна закона, а то су Закон о енергетској ефикасности, Закон о комуналним дјелатностима, Закон о уређењу простора и грађења и Закон о енергетици Републике Српске.

Министарство за просторно уређење, грађевинарство и екологију одговорно је за имплементацију Директиве 2010/31/ЕУ која се односи на енергетске перформансе зграда, те у складу с тим, доноси релевантне законске и подзаконске акте у форми правилника који регулишу ову област. Ово министарство усклађује Закон о уређењу простора и грађењу, који између осталог прописује обавезе које се односе на енергетске карактеристике зграда, енергетске прегледе зграда, те енергетску сертификацију зграда. Приликом грађења нових зграда или приликом веће реконструкције постојећих зграда, прописује се обавезна уградња мјерних уређаја комуналних производа за сваког појединачног етажног власника за све нове зграде, а код постојећих зграда да се обезбиједи, приликом вршења веће реконструкције – ако то техничке карактеристике зграде дозвољавају и када је то економски прихватљиво или да се обезбиједи најмање мјерни уређај за мјерење на нивоу зграде као цјелине. Прописује се стимулисање коришћења даљинског система гријања или хлађења зграде који се у потпуности или дјелимично заснива на енергији из обновљивих извора енергије. Намеће се обавеза јавном сектору који користи зграде са корисном површином већом од 500 m² увођење система енергетског менаџмента у складу с одредбама прописа који се односе на енергетску ефикасност. У Републици Српској је донијет сет правилника којима се задовољавају захтјеви Директиве 2010/31/ЕУ, и то: Правилник о минималним захтјевима за енергетске карактеристике зграда („Службени гласник Републике Српске”, број 30/15), Правилник о методологији за израчунавање енергетских карактеристика зграда („Службени гласник Републике Српске”, број 30/15) и Правилник о вршењу енергетског прегледа зграда и издавању енергетског сертификата („Службени гласник Републике Српске”, број 30/15).

Фонд за заштиту животне средине и енергетску ефикасност Републике Српске (Фонд) обавља следеће дјелатности у сектору енергетске ефикасности:

1. учествује у спровођењу поступка за избор и финансирање или суфинансирање пројеката који се односе на смањење укупне потрошње енергије у зградама, а која се за те намјере издвајају према посебним прописима као и из донација, грантова или кредитним задужењима Републике Српске,
2. успоставља и води базе података о енергетској ефикасности зграда и издатим енергетским сертификатима,
3. спроводи независну контролу издатих сертификата,
4. предлаже пројекте енергетске ефикасности у јавном сектору,
5. врши промоцију мјера енергетске ефикасности те информисе и подстиче интерес јавности о значају и циљевима енергетске ефикасности.

МИЕР је одговорно за креирање политике у области енергетске ефикасности. Закон о енергетској ефикасности дефинише енергетску услугу која обухвата активности и радње које доводе до мјерљивог или процјенљивог побољшања енергетске ефикасности зграда и других објеката, техничких система и производних процеса,

односно уштеда енергије које се могу изразити у новцу примјеном енергетски ефикасне технологије, односно поступака којима се постижу уштеде енергије. Енергетску услугу пружа привредно друштво за енергетске услуге (енгл. *Energy Service Company – ESCO*) или друго правно лице, тј. давалац енергетске услуге, на основу уговора о енергетској услузи. Понуда енергетских услуга обавезно садржи податке о даваоцу енергетске услуге, мјере за побољшање енергетске ефикасности, цијене, механизме финансирања, модел уговора и друге информације. Закон такође дефинише структуру уговора о енергетском учинку, према којем наручилац и давалац енергетске услуге закључују уговор у писаној форми. Остављена је могућност да трошкове пружања енергетске услуге могу сносити наручилац енергетске услуге, давалац или трећа страна. Вриједност инвестиције за пружање енергетске услуге коју је уложио давалац енергетске услуге отплаћује се од уштеда енергије остварених у односу на потрошњу енергије прије давања енергетске услуге, у потпуности или дјелимично, из сопствених извора или кроз финансирање треће стране. Давалац енергетске услуге или трећа страна преузима у потпуности или дјелимично финансијски, технички и комерцијални ризик при пружању енергетске услуге у складу са закљученим уговором о енергетској услузи.

Закон о енергетској ефикасности прописује обавезу успостављања енергетског менаџмента у јавним зградама и великим потрошачима са корисном површином већом од 500 m².

Оператери дистрибутивног система, дистрибутери енергије и снабдјевачи енергије не смију ометати пружање енергетских услуга или других мјера за побољшање енергетске ефикасности. Они су, такође, дужни да понуде енергетске услуге по конкурентским цијенама својим крајњим купцима, директно или посредством других давалаца енергетских услуга. У случају да не понуде ову услугу, дужни су да уплате еквивалентан износ у Фонд, у складу са методологијом прописаном Правилником о методологији процјене трошкова понуде енергетских услуга („Службени гласник Републике Српске”, број 28/14). Снабдјевачи енергије имају обавезу да на испостављеним рачунима за енергију јасно назначе укупни трошак за енергију, тренутне цијене и стварну потрошњу енергије у обрачунском периоду и поређење садашње потрошње енергије крајњег купца са потрошњом у истом периоду претходне године, по могућности у графичкој форми.

5.8.8 Стратешке смјернице

За период до 2035. године потребно је поставити оквир кључних мјера за постизање уштеда на страни финалне потрошње и трансформације, те за промоцију система даљинског гријања.

Табела 5.8.8 Стратешке смјернице

	Стратешки приоритет	Стратешка смјерница
Финална потрошња	Унапређење енергетске ефикасности у сегменту зградарства као крајњем потрошачу	Израда базе података о постојећем стању стамбених зграда.
		Израда програма за дугорочну обнову зграда и припрема трошковно-оптималне методологије за све категорије зграда.
		Санација зграда централне Владе и јавних зграда, у складу са захтјевима члана 5 нове Директиве, те имплементација дугорочне стратегије обнове стамбених зграда у Републици Српској.
	Повећање остварених уштеда у сектору индустрије на годишњем нивоу, са циљем достизања заданог циља	Повећање енергетске ефикасности индустријских процеса и обнова погона (компримисани ваздух, котлови, ложишта, расхладни системи...).
		Промовисање когенерације на био-масу.
		Имплементација обавеза великих потрошача, увођење енергетског менаџмента.
Трансформација, пренос и дистрибуција	Повећање енергетске ефикасности возила свих категорија	Креирање програма подршке за замјену старих возила енергетски ефикаснијим возилима.
		Реконструкција и побољшање инфраструктуре за коришћење јавног сектора.
	Нови замјенски блокови термоелектрана	Планирање и извјештавање о постигнутим уштедама потрошње примарне енергије нових блокова.
	Смањење техничких и комерцијалних губитака у дистрибутивној и преносној мрежи	Наставак програма смањења нетехничких губитака уз стални надзор спровођења мјера за постизање циљева, успостављених за свако дистрибутивно подручје.
		Систематски прелазак са 10 kV на 20 kV напонски ниво.
		Инсталација ТС и редизајн мреже.
		Израда студије о инсталацији мјерача АМР и постављање циља до 2035. године (приједлог – 90%).
		Адекватна модернизација инфраструктуре, увођење стандардних индустријских ИТ рјешења, увођење метода рада под високим напонам итд.
		Процјена потенцијала за повећање енергетске ефикасности

		инфраструктуре за гас и ел. енергију у складу са захтјевима Директиве за енергетску ефикасност (рок имплементације 9/2018).
СДГ	Експанзија СДГ и уређивање законске области	Израда топлотних мапа за градове и општине у Републици Српској.
		Уређивање законског оквира који ће стимулисати промоцију СДГ-а (75% когенерација, 50% ОИЕ, 50% отпадна топлота или комбинација).
Међусекторске мјере	Увођење информативних кампања и едукација о ЕЕ	Промоција добре праксе у финалној потрошњи, системима даљинског гријања и когенерацији, едукација инжењера и монтера за планирање и пројектовање ефикасних система, економских аналитичара, сервисера и друго, те увођење плана о енергетској ефикасности и енергетском менаџменту.
	Подстицање „зелених“ радних мјеста и економских активности	Покретање мјера енергетске ефикасности би позитивно утицало на повећање броја радних мјеста и економске активности у повезаним индустријама попут грађевинарства, архитектуре, производње грађевинског материјала, производње сировина итд.
	Развој финансијског оквира за пројекте енергетске ефикасности	Јачање Фонда за заштиту животне средине, стварање погодног окружења за раст ESCO тржишта и компанија, те увођење оптималног модела облигационих шема уз коришћење осталих међународних фондова за финансирање.
Регулатива	Усклађивање закона у Републици Српској са захтјевима из нове Директиве 2012/27/EУ о енергетској ефикасности	Постојећи законодавни оквир којим се уређује сектор енергетске ефикасности у Републици Српској није у потпуности усклађен са захтјевима из нове Директиве, па је потребно извршити усклађивање примарног и секундарног закона.

Списак скраћеница

10Г	Десетогодишњи
AMR	Automatic meter reading (интелигентни мјерни системи)
АПОЕФ	Акциони план Федерације Босне и Херцеговине за коришћење ОИЕ-а
BAU	Business as usual (наставак досадашње праксе)
bbl	Barrel (барел)
bcm	Billion cubic meters (милијарда метара кубних)
БД БИХ	Брчко Дистрикт Босне и Херцеговине
БДП	Бруто домаћи производ
БХАС	Агенција за статистику Босне и Херцеговине
БИХ	Босна и Херцеговина
BTM	Behind the meter (услуге иза бројила)
BTU	British thermal unit
CAGR	Compound annual growth rate (сложена годишња стопа раста)
CAPEX	Capital expenditure (капитални издаци)
CCGT	Combined cycle gas turbine
CEE	Central East Europe
CHP	Combined heat and power
CO₂	Угљен-диоксид
ДЕРК	Државна регулаторна комисија за електричну енергију
DFID	Department for international development (Канцеларија за међународни развој Владе В. Британије)
ДГ	Даљинско гријање
ДСО	Оператер дистрибутивног система
ДСУ	Директна страна улагања
ДВ	Далековод
ЕЕ	Енергетска ефикасност
ЕЕА	European Economic Area (европски привредни простор)
ЕЕД	Директива о енергетској ефикасности
ЕЕО шема	Облигациона шема за енергетску ефикасност
ЕС	Енергетска стратегија
ЕЕС	Електроенергетски систем
ЕЕХ	European Energy Exchange
ЕМС	Електропрежа Србије
ENTSO-E	European network of transmission system operators for electricity
ENTSO-G	European network of transmission system operators for gas
Енз/ЕЗ	Енергетска заједница
ЕП БИХ	Електропривреда Босне и Херцеговине
ЕП ХЗХБ	Електропривреда Хрватске заједнице Херцег Босне
ЕPC	Електропривреда Републике Српске
ESCO	Energy Service Company
ETS	Emission trading system (систем трговања емисијама)
ЕУ	Европска унија
EUR	Евро
EUR/PC	Евро по становнику
ЕВ	Електрична возила
ФБИХ	Федерација Босне и Херцеговине
ФЕРК	Регулаторна комисија за енергију у Федерацији Босне и Херцеговине
ФМЕРИ	Федерално министарство енергије, рударства и индустрије
FTE	Full time equivalent (еквивалент пуног радног времена)
GW	Гигават
GWh	Гигават сат
ХЕ	Хидроелектрана

IAP	Ionian Adriatic Pipeline (Јонско-јадрански гасовод)
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development (Међународна банка за обнову и развој)
IEA	International Energy Agency (Међународна агенција за енергију)
INDC	Intended Nationally Determined Contributions
IPA	Instrument for Pre-accession Assistance
ISO	Independent system operator (независни оператер система)
ИТ	Информациона технологија
ITO	Independent transmission operator (независни оператер преноса)
ЈИЕ	Југоисточна Европа
ЈП	Јавно предузеће
ЈПП	Јавно приватно партнерство
КГХ	Климатизација, гријање, хлађење
КМ	Конвертибилна марка
КРІ	Key Performance Indicators (кључни показатељи успјешности)
kt	Килотона
ktoe	Килотона еквивалентне нафте
kV	Киловолт
кW	Киловат
kWh	Киловат сат
LCOE	Levelised cost of electricity
LNG	Liquefied natural gas (течни природни гас)
m²	Квадратни метар
mcm	Милион метара кубних
МХЕ	Мала хидроелектрана
МИЕР	Министарство индустрије, енергетике и рударства
мил	Милион
млрд	Милијарда
МСТЕО	Министарство спољне трговине и економских односа
Mtoe	Мегатона еквивалентне нафте
MW	Мегават
MWe	Мегават електричне енергије
MWh	Мегават сат
MWt	Мегават топлотне енергије
n/a	Нот аваилабле (није доступно)
НЕ	Нуклерна електрана
NERP	National Emission Reduction Plan (Национални план смањења емисија)
НН	Ниски напон
НОСБиХ	Независни оператер система у Босни и Херцеговини
NO_x	Азотни оксиди
O&M	Operation and maintenance (управљање и одржавање)
ОДС	Оператер дистрибутивног система
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
ОИЕ	Обновљиви извори енергије
ОИЕиЕК	Обновљиви извори енергије и ефикасна когенерација
ОРЕХ	Operating expenses (оперативни трошкови)
ОПС	Оператер преносног система
OU	Ownership unbundling (власничко раздвајање)
п.п.	Постотни поен
РЕСИ	Project of energy community interest
РЈ	Петацуп
РМИ	Project of mutual interest
РРР	Purchasing power parity (паритет куповне моћи)
PSA	Production sharing agreement (Уговор о подјели производње)
ПВ	Соларни панел

R&D	Research and development (истраживање и развој)
PEPC	Регулаторна комисија за енергетику Републике Српске
РиТЕ	Рудник и термоелектрана
РМУ	Рудник мрког угља
РС	Република Српска
SAIDI	System average interruption duration index (просјечно трајање прекида напајања у минутама по купцу)
SAIFI	System average interruption frequency index (просјечан број прекида напајања по купцу)
SCGT	Simple cycle gas turbine
СДГ	Системи даљинског гријања
СЕ	Соларна електрана
SEA	Strategic Environmental Assessment (Стратешка процјена утицаја на животну средину)
SEE	South East Europe
CH	Средњи напон
CO₂	Сумпор-диоксид
t	Тона
ТЕ	Термоелектрана
ТЕ-ТО	Термоелектрана-топлана
хиљ.	хиљада
TJ	Тераџул
TS	Тона еквивалентне нафте
ТС	Трафостаница
TCO	Оператер преносног система
TWh	Терават сат
UNFCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
US\$/USD	Амерички долар
USAID	US Agency for International Development
ВЕ	Вјетроелектрана
ВЕК	Високоефикасна когенерација
ВН	Високи напон
ВУК	Високоефикасна когенерација
WACC	Weighted Average Cost of Capital (пондерирани просјечни трошак капитала)
WB	World Bank (Свјетска банка)
WBIF	World Western Balkans Investment Bank (Свјетска банка)
ЗП	Зависно предузеће

Попис слика

Слика 1.3.1 Животни циклус стратешког планирања.....	6
Слика 1.3.2 Пресјек кључних сегмената енергетског тржишта и ланца вриједности.....	7
Слика 2.2.1 Илустративан приказ стратешких приоритета Републике Српске.....	10
Слика 3.2.1 Историјско кретање и процјена стопе раста БДП-а у милијардама EUR у Босни и Херцеговини и Републици Српској, 2010–2035. године.....	13
Слика 3.2.2 Компаративна анализа БДП-а и БДП-а по становнику, 2010–2015. године.....	13
Слика 3.2.3 Кретање стопе незапослености у хиљадама становника, 2010–2015. године.....	14
Слика 3.2.4 Просјечна годишња директна страна улагања у милионима EUR, 2010–2015. године.....	14
Слика 3.2.5 Структура земаља које су улагале у Босну и Херцеговину, 2015. година.....	15
Слика 3.2.6 Ранг по лакоћи пословања, 2016. година.....	15
Слика 4.1.1 Структура глобалне потражње за примарном енергијом, 2015–2040. године.....	17
Слика 4.1.2 Глобална структура производног микса, 2015–2040. године.....	18
Слика 4.1.3 Производња електричне енергије по регијама у Европи у TWh, 2012–2015. године.....	18
Слика 4.1.4 Пројекција кретања структуре производног микса производње у Европи, 2010–2040. године.....	19
Слика 4.1.5 Европске енергетске политике (примјер).....	20
Слика 4.1.6 Илустративан приказ развоја европске енергетске инфраструктуре.....	21
Слика 4.1.7 Производња из ОИЕ-а и учешће у укупној производњи у TWh, 2012–2015. године.....	22
Слика 4.1.8 Пројекције инсталиране снаге ОИЕ-а у Европи у GW, 2025–2030. године.....	23
Слика 4.1.9 Трошкови улагања у хиљадама EUR/kW, 2015–2025. године.....	24
Слика 4.1.10 Просјечна цијена производње електричне енергије у EUR/kWh, 2015–2025. године.....	24
Слика 4.1.11 Кретање цијена ЕЕ на различитим европским берзама у EUR/MWh, 2008–2015. године.....	25
Слика 4.1.12 Крајња цијена ЕЕ за домаћинства у Европи у EURcent/kWh, 2012–2015. године.....	26
Слика 4.1.13 Пројекција пословних модела и структуре прихода.....	26
Слика 4.1.14 Илустративан приказ трендова у домену инвестиционих одлука електропривреда.....	27
Слика 4.1.15 Илустративни примјер реструктурирања електропривреде и промјене фокуса у пословним моделима.....	27
Слика 4.1.16 Илустративни приказ потенцијала различитих пословних модела.....	28
Слика 4.1.17 Прилагођавање мрежних компанија.....	29
Слика 4.2.1 Дневне спот цијене Брента у US\$/ bbl, јануар 2006. – август 2016. године.....	30
Слика 4.2.2 Глобална потражња за нафтом и годишња стопа раста, 1966–2015. године.....	31
Слика 4.2.3 Прогноза кретања цијена Брента у US\$/bbl, 2004–2040. године.....	32
Слика 4.2.4 Просјечна мјесечна цијена гаса на изабраним тржиштима у US\$/mmBTU, јануар 2009. – август 2016. године.....	32
Слика 4.2.5 Потражња за нафтним дериватима која обликује тржиште гаса.....	33
Слика 4.2.6 NWE Рафинеријске марже у US\$/bbl, јануар 2013. – август 2016. године.....	34
Слика 4.2.7 Глобални биланс производње и потражње нафтних деривата у мил. bbl/д, 2012–2016. године.....	34
Слика 4.2.8 Количине нафтних деривата у складиштима у земљама OECD-а у мил. bbl, 2012–2016. године.....	34
Слика 4.2.9 Потражња за нафтним дериватима у кт, 2010–2030. године.....	35
Слика 4.2.10 Капацитет прераде у Европи, 2004–2015. године.....	35
Слика 4.2.11 Глобални Upstream CAPEX по регијама у US\$, 2010–2017. године.....	36
Слика 4.2.12 Разлика у CAPEX-у, 2014. и 2016. година.....	36
Слика 4.2.13 Глобални раст потражње за енергентима у мил. т, 1990–2040. године.....	36
Слика 4.2.14 Глобална улагања у чисту енергију у US\$, 2004–2015. године.....	36
Слика 5.2.1 Структура тржишта ел. енергије у Босни и Херцеговини, уз осврт на Републику Српску, 2016. година.....	45
Слика 5.2.2 Остварене билансне величине ел. енергије у земљама регије у TWh, просјечно за период 2010–2015. године.....	46
Слика 5.2.3 Производни микс домаће производње ел. енергије у земљама регије у TWh, просјечно за период 2010–2015. године.....	46
Слика 5.2.4 Остварене билансне величине за ел. енергију у Босни и Херцеговини у TWh, 2010–2016. године.....	47
Слика 5.2.5 Потрошња ел. енергије у Босни и Херцеговини, по подручјима, у TWh, 2010–2016. године.....	47
Слика 5.2.6 Производња електричне енергије у Босни и Херцеговини, по извору у TWh, 2010–2016. године.....	47
Слика 5.2.7 Производња електричне енергије у Босни и Херцеговини, по субјектима у TWh, 2010–2016. године.....	47
Слика 5.2.8 Инсталирани капацитети у Републици Српској, по извору у MW, 2010–2016. године.....	48
Слика 5.2.9 Производња и потрошња ел. енергије у Републици Српској у TWh, 2010–2016. године.....	48
Слика 5.2.10 Прекогранична трговина електричне енергије по границама, укључујући и регистровани транзит у Босни и Херцеговини у TWh, 2010–2016. године.....	49
Слика 5.2.11 Количине на берзи за „дан унапријед“ у GWh, 1. март – 1. април 2016. године.....	50
Слика 5.2.12 Смјернице развоја veleпродајног тржишта.....	50
Слика 5.2.13 Преглед модела раздвајања TCO-а за електричну енергију.....	51
Слика 5.2.14 Приказ тренутног стања и планираних интерконективних водова преносне мреже Босне и Херцеговине са сусједним земљама.....	52
Слика 5.2.15 Губици у преносној мрежи у %, 2014–2016. године.....	53
Слика 5.2.16 Распољива енергија у преносној мрежи у GWh, 2014–2016. године.....	53
Слика 5.2.17 SAIFI показатељ на преносној мрежи у броју прекида по купцу, 2014–2016. године.....	53
Слика 5.2.18 SAIDI показатељ у минутама, 2014–2016. година.....	53
Слика 5.2.19 Потенцијалне промјене у методологији тарифирања.....	55
Слика 5.2.20 Индикативни SAIDI и SAIFI показатељи.....	55
Слика 5.2.21 Поређење дистрибутивних губитака у Босни и Херцеговини с осталим земљама, 2015. година.....	56
Слика 5.2.22 Импликације дигиталних мрежа на стратешко позиционирање на тржишту.....	57
Слика 5.2.23 Просјечна цијена електричне енергије у електропривредама у EUR/MWh, 2016. година.....	58
Слика 5.2.24 Цијене електричне енергије за индустрију у широј регији, без ПДВ-а и намета у PPP и EUR/MWh, 2010–2016. године.....	58
Слика 5.2.25 Цијене електричне енергије за домаћинства у широј регији, укупна цијена у PPP и EUR/MWh, 2010–2016. година.....	58
Слика 5.2.26 Цијене електричне енергије за индустрију у широј регији, без ПДВ-а и намета у PPP и EUR/MWh, 2016. година.....	59
Слика 5.2.27 Цијене електричне енергије за домаћинства у широј регији, укупна цијена у PPP и EUR/MWh, 2016. година.....	59
Слика 5.2.28 Стратешке смјернице.....	60
Слика 5.2.29 Илустративан приказ Републике Српске у склопу енергетске трилеме данас.....	60

Слика 5.2.30 Стварна цијена производње електрана у EUR/MWh, 2015. година.....	63
Слика 5.2.31 Стварна цијена производње електрана уз CO ₂ накнаде у EUR/MWh, 2015. година.....	63
Слика 5.2.32 Процјена кретања потрошње електричне енергије, са и без ЕЕ, у TWh, 2017–2035. године.....	64
Слика 5.2.33 Развој капацитета у регији и конкурентност производног микса у извозу.....	64
Слика 5.2.34 Инсталирани капацитет по технологији у Републици Српској у MW, 2016–2035. године (ентитетски сценарио)....	68
Слика 5.2.35 Кретање производње електричне енергије без извозног лимита у TWh, 2016–2035. године (ентитетски сценарио).....	69
Слика 5.2.36 Кретање производње електричне енергије са извозним лимитом у TWh, 2016–2035. године (ентитетски сценарио).....	69
Слика 5.2.37 Инсталирани капацитети по технологији у MW, 2016–2035. године (ИП сценарио).....	70
Слика 5.2.38 Кретање производње електричне енергије у TWh, 2016–2035. године (ИП сценарио).....	70
Слика 5.2.39 Инсталирани капацитети по технологији у MW, 2016–2035. године (трошковно оптимизован ИП сценарио).....	71
Слика 5.2.40 Кретање производње електричне енергије у TWh, 2016–2035. године (трошковно оптимизован ИП сценарио).....	71
Слика 5.2.41 Инсталирани капацитети по технологији у MW, 2016–2035. године (блажи обновљиви сценарио са ЕЕ).....	72
Слика 5.2.42 Кретање производње електричне енергије у TWh, 2016–2035. године (блажи обновљиви сценарио са ЕЕ).....	72
Слика 5.3.1 Илустративни приказ кључних рудника у Босни и Херцеговини.....	79
Слика 5.3.2 Структура резерви активних рудника у Републици Српској у милионима тона, 2015. година.....	80
Слика 5.3.3 Билансне резерве угља кључних рудника у Републици Српској у хиљадама тона, 2015. година.....	81
Слика 5.3.4 Динамика производње угља из кључних рудника у хиљадама тона, 2015. година.....	81
Слика 5.3.5 Кретање производње угља и броја запослених у кључним рудницама, 2005–2015. године.....	82
Слика 5.3.6 Кретање продуктивности рада у рудницама Републике Српске вс ЕУ, произведене тоне по ФТЕ, 2005–2015. године.....	83
Слика 5.3.7 Поређење продуктивности и ефикасности рада рудника у Републици Српској вс ЕУ, 2015. година.....	83
Слика 5.3.8 Сценарији производње из ТЕ и импликација на потребу за производњом угља – Република Српска, 2016–2035. године.....	86
Слика 5.3.9 Процјена кумулативне потребе за угљем, у зависности од сценарија развоја сектора термоелектрана у Републици Српској у милионима тона, 2016–2035. године.....	87
Слика 5.4.1 Циљеви учешћа ОИЕ-а у Европској унији, 2040. година.....	89
Слика 5.4.2 Допринос сектора за учешће ОИЕ-а у финалној потрошњи енергије у Републици Српској, 2020. година.....	90
Слика 5.4.3 План и реализација коришћења ОИЕ-а у финалној потрошњи у kt, 2014. и 2015. година.....	90
Слика 5.4.4 Динамика ОИЕ-а у финалној потрошњи сектора електричне енергије и реализација у kt, 2010–2020. године.....	91
Слика 5.4.5 Износ инсталиране снаге ОИЕ-а у Републици Српској у постојећим и новим капацитетима у систему подстицаја у MW, 2015–2035. године.....	92
Слика 5.4.6 Износ производње по поједином извору ОИЕ-а у систему подстицаја у GWh, 2015–2035. године.....	92
Слика 5.4.7 Процјена раста планираних трошкова накнада за ОИЕ у милионима EUR, 2017–2035. године.....	93
Слика 5.4.8 Утицај планираних ОИЕ накнада на крајњу цијену електричне енергије у EUR/kWh, 2017–2035. године.....	93
Слика 5.4.9 Модели подстицаја у европским земљама.....	95
Слика 5.4.10 Динамика ОИЕ-а у финалној потрошњи сектора гријања и хлађења и реализација у kt, 2010–2020. године.....	96
Слика 5.4.11 Динамика ОИЕ-а у финалној потрошњи сектора транспорта и реализација у kt, 2010–2020. године.....	97
Слика 5.5.1 Структура нафтнoг тржишта Републике Српске, 2015. година (процјена).....	101
Слика 5.5.2 Подручје пројекта Сјеверна Босна.....	103
Слика 5.5.3 Финална потрошња нафтних деривата по деривату у kt, 2014/ 2015. година.....	104
Слика 5.5.4 Финална потрошња нафтних деривата по сектору у kt, 2014/2015. година.....	104
Слика 5.5.5 Укупна потрошња нафтних деривата по сектору у Републици Српској у kt, 2015. година.....	105
Слика 5.5.6 Годишња потражња нафтних деривата у Републици Српској у kt/год, 2000–2015. године.....	106
Слика 5.5.7 Увоз и извоз нафтних деривата у Републици Српској у kt/год, 2012–2015. године.....	106
Слика 5.5.8 Капацитет прераде сирове нафте рафинерија у регији у милионима тона/год.....	107
Слика 5.5.9 Анализа производње деривата у рафинеријама према посљедњим подацима о производњи.....	107
Слика 5.5.10 Производња деривата у Рафинерији Брод у хиљадама t/р, 2011–2015. године.....	108
Слика 5.5.11 Производња деривата у Рафинерији Брод, 2015. година.....	108
Слика 5.5.12 Капацитет складишта за сирову нафту и деривате у Босни и Херцеговини у m ³	109
Слика 5.5.13 Основне претпоставке за успостављање програма обавезних резерви.....	110
Слика 5.5.14 Број бензинских пумпи у Босни и Херцеговини, процјена за 2016. годину.....	111
Слика 5.5.15 Тржишна учешћа главних малопродајних компанија у Босни и Херцеговини у %, 2011–2015. године (процјена).....	112
Слика 5.5.16 Поређење структуре малопродајног тржишта у регији у %, 2015. година.....	112
Слика 5.5.17 Правни оквир за експлоатацију и истраживање угљен-диоксида у Републици Српској.....	113
Слика 5.5.18 Максималне стопе рудне ренте или еквивалентне накнаде у %.....	114
Слика 5.6.1 Учешће гаса у бруто домаћој потрошњи енергената у mtoe, 2015. година ¹	116
Слика 5.6.2 Учешће гаса у инсталираној снази производног микса у GW, 2015. години ¹	116
Слика 5.6.3 Снабдијевање гасом на проширеном тржишту, по земљама и извору у милијардама m ³ (bcm), 2017. година.....	117
Слика 5.6.4 Развој снабдијевања гасом на проширеном тржишту, по извору у милијардама m ³ (bcm), 2017–2035. године.....	117
Слика 5.6.5 Извори гаса на проширеном тржишту (% од укупног увоза, процјена), 2014. година.....	117
Слика 5.6.6 Резултати европског стрес теста за снабдијевање гасом и кључне активности око ЕУ сигурности снабдијевања.....	118
Слика 5.6.7 Структура тржишта гаса у Босни и Херцеговини и Републици Српској, 2014. и 2015. година.....	119
Слика 5.6.8 Потрошња гаса у Републици Српској у милионима m ³ (mcm), 2010–2016. године.....	119
Слика 5.6.9 Укупна потрошња гаса у Босни и Херцеговини, по категоријама у милијардама m ³ (bcm), 2010–2015. године.....	120
Слика 5.6.10 Снабдијевање гасом у Републици Српској у милионима m ³ (mcm), 2010–2016. године.....	120
Слика 5.6.11 Цијене природног гаса у Републици Српској за Сарајево Гас Источно Сарајево у EUR/cm ³ , 2010–2016. године.....	121
Слика 5.6.12 Цијене природног гаса у Републици Српској за Зворник Стан у EUR/cm ³ , 2010–2016. године.....	121
Слика 5.6.13 Цијене гаса за индустрију за Босну и Херцеговину и проширену регију, без ПДВ-а, пореза и намета у EUR/MWh и PPP/MWh, 2010–2016. године.....	122
Слика 5.6.14 Цијена гаса за домаћинства у Босни и Херцеговини и проширеној регији, са ПДВ-ом и осталим наметима у EUR/MWh и PPP/MWh, 2010–2016. године.....	122
Слика 5.6.15 Цијене гаса за индустрију за Босну и Херцеговину и проширену регију, без ПДВ-а, пореза и намета у EUR/MWh и PPP/MWh, 2016. година.....	122
Слика 5.6.16 Цијена гаса за домаћинства у Босни и Херцеговини и проширеној регији, са ПДВ-ом и осталим наметима у EUR/MWh и PPP/MWh, 2016. година.....	122
Слика 5.6.17 Потенцијални добавни прекогранични правци гаса за диверсификацију портфеља.....	123

Слика 5.6.18 Гасоводи у Републици Српској (тренутно стање и план).....	123
Слика 5.6.19 Планирана траса гасификације Горњег Подриња (примјер).....	124
Слика 5.7.1 Локација топлификационих система у Републици Српској.....	128
Слика 5.7.2 Тренд финалне потрошње топлотне енергије у ТЈ, 2011–2015. године.....	129
Слика 5.7.3 Потрошња топлотне енергије, 2015. година.....	129
Слика 5.7.4 Производња топлотне енергије у ТЈ, 2011–2015. године.....	129
Слика 5.7.5 Производња топлотне енергије по енергенту у ТЈ, 2011–2015. године.....	129
Слика 5.7.6 Просјечна цијена гријања за домаћинства у EUR/m ² , 2016. година.....	131
Слика 5.7.7 Претпоставке развоја сценарија за топлификацију.....	131
Слика 5.7.8 Бања Лука – коришћење топлотне енергије по блоковима у складу са сценаријима за ел. енергију.....	132
Слика 5.7.9 Бијељина – коришћење топлотне енергије по блоковима у складу са сценаријима за ел. енергију.....	133
Слика 5.8.1 Директиве у вези са енергетском ефикасношћу.....	136
Слика 5.8.2 Временски план за кључна 3 члана Директиве 2012/27/EU.....	137
Слика 5.8.3 Временски план за друге изабране чланове Директиве 2012/27/EU.....	137
Слика 5.8.4 Кључни елементи дугорочне стратегије енергетске ефикасношћу.....	138
Слика 5.8.5 Секторски циљеви и уштеде у РЈ, 2015. година.....	139
Слика 5.8.6 Стари и нови секторски циљеви у РЈ до 2018. године.....	139
Слика 5.8.7 Планиране уштеде у финалној потрошњи у РЈ до 2035. године.....	140
Слика 5.8.8 Дистрибутивни губици електричне енергије, 2010–2017. године.....	142

Попис табела

Табела 3.1.1 Основне информације	12
Табела 3.2.1 Пресјек постојећег стања и смјерница за смањење баријера за улагање	16
Табела 4.2.1 Пословни модели нафтних компанија	37
Табела 4.2.2 Примјери промјене модела	37
Табела 5.1.1 Обавезујуће директиве и уредбе за Босну и Херцеговину	39
Табела 5.2.1 Преглед постојећих производних објеката по субјектима без малих и осталих електрана у Републици Српској, 2016. година	49
Табела 5.2.2 Планиране интерконекције преносне мреже Босне и Херцеговине	52
Табела 5.2.3 Статус издавања електродистрибутивне дјелатности у Републици Српској	54
Табела 5.2.4 Индикативно поређење кључних карактеристика регулаторних модела	54
Табела 5.2.5 Илустративна визија стратешких циљева у Републици Српској	61
Табела 5.2.6 Циљеви Босне и Херцеговине према ЕУ циљевима до 2020. и 2030. године	62
Табела 5.2.7 Циљеви Републике Српске према ЕУ енергетској стратегији до 2020. године	63
Табела 5.2.8 Деконисија постојећих термоелектрана на угаљ или на гас	66
Табела 5.2.9 Пуштање у рад нових термоелектрана на угаљ или на гас у складу са сценаријима	66
Табела 5.2.10 Критеријум и квалитативан сажетак сценарија развоја производног микса електричне енергије Републике Српске	67
Табела 5.2.11 Кључни ефекти сценарија развоја производног микса електричне енергије, 2016–2035. године	73
Табела 5.2.12 Попис потенцијалних нових већих објеката у Републици Српској	74
Табела 5.2.13 Потребни технички параметри за оптимални портфел термоелектрана-топлана (индикативно)	75
Табела 5.2.14 Предвиђена производња електричне и топлотне енергије	75
Табела 5.2.15 Стратешке смјернице за развој тржишта	78
Табела 5.3.1 Основне информације о кључним рудницима у Републици Српској, 2015. година	79
Табела 5.3.2 Резерве угља у Републици Српској, 2010. година	80
Табела 5.3.3 Корелација рудника и термоелектрана, 2015. година	82
Табела 5.3.4 Стратешке смјернице за развој електроенергетског сектора	88
Табела 5.4.1 Допринос технологија ОИЕ-а у финалној потрошњи у сектору електричне енергије	91
Табела 5.4.2 Регулаторни оквир за подстицање ОИЕ-а у Републици Српској	94
Табела 5.4.3 Ток начина продаје ел. енергије из ОИЕ-а у изабрани земљама	95
Табела 5.4.4 Допринос технологија ОИЕ-а у финалној потрошњи у сектору гријања и хлађења	97
Табела 5.4.5 Допринос технологија ОИЕ-а у финалној потрошњи у сектору транспорта	98
Табела 5.4.6 Стратешке смјернице	100
Табела 5.5.1 Производња угљен-диоксида и правни модели у регији	102
Табела 5.5.2 Потенцијалне резерве сирове нафте и гаса на подручју Сјеверне Босне	103
Табела 5.5.3 Складишни капацитети за нафтне деривате у Републици Српској	110
Табела 5.5.4 Главне компаније у малопродаји у Републици Српској	111
Табела 5.5.5 Стратешке смјернице стратегије за секторе прераде, veleпродаје, складиштења и малопродаје нафтних деривата у РС	115
Табела 5.6.1 Динамика и фокус изградње гасоводних пројеката у Републици Српској	124
Табела 5.6.2 Институционални и законодавни оквир за тржиште гаса у Републици Српској (избор)	126
Табела 5.6.3 Сажетак стратешких смјерница за Републику Српску у области гаса	127
Табела 5.7.1 Преглед топлана у Републици Српској	130
Табела 5.7.2 Одабрани приказ развоја малих самосталних топлификационих система	133
Табела 5.7.3 Стратешке смјернице за сектор топлотне енергије	135
Табела 5.8.1 Предложени програми за постизање уштеда у финалној потрошњи	141
Табела 5.8.2 Планиране уштеде на страни трансформације до 2035. године	142
Табела 5.8.3 Планиране уштеде на страни дистрибуције	142
Табела 5.8.4 Инструменти за постизање циљева у дистрибутивној мрежи	143
Табела 5.8.5 Смјернице за измјену законског оквира у Републици Српској	144
Табела 5.8.6 Смјернице за побољшање едукације и комуникације	145
Табела 5.8.7 Смјернице за развој финансијског оквира	146
Табела 5.8.8 Стратешке смјернице	147